



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



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

23 de marzo 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	12
2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento	15
2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	16
3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	23
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	23
3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	24
4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	27
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	27
4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	32
4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	33
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-17 y Cal-18 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	39
4.5. Análisis de los precios spot en España	39

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 febrero de 2017, en un contexto descendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior (-27,6%), las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica, excepto las del contrato mensual con liquidación en marzo de 2017 y trimestral con liquidación en el primer trimestre del año 2018, ascendieron.

En particular, la cotización a plazo del contrato mensual con liquidación en marzo de 2017 descendió un 10,1% mientras que las cotizaciones de los contratos mensuales con liquidación en abril y mayo de 2017 aumentaron un 2,6% y un 1,1%, respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2017 se incrementaron un 1%, un 1,4% y un 1,7%, respectivamente, mientras que la cotización del contrato trimestral con vencimiento en el primer trimestre de 2018 se redujo un 3,5%, en relación a las registradas en el mes anterior. En concreto, las cotizaciones de los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes en 44,42 €/MWh el Q2-17, en 49,33 €/MWh el Q3-17, en 47,25 €/MWh el Q4-17 y en 45,25 €/MWh el Q1-18.

Las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en el año 2018 y 2019 aumentaron un 2% y un 1,9%, respectivamente, en relación a las registradas en el mes anterior y se situaron a cierre de mes (28 de febrero) en 43,85 €/MWh y 43,15 €/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.

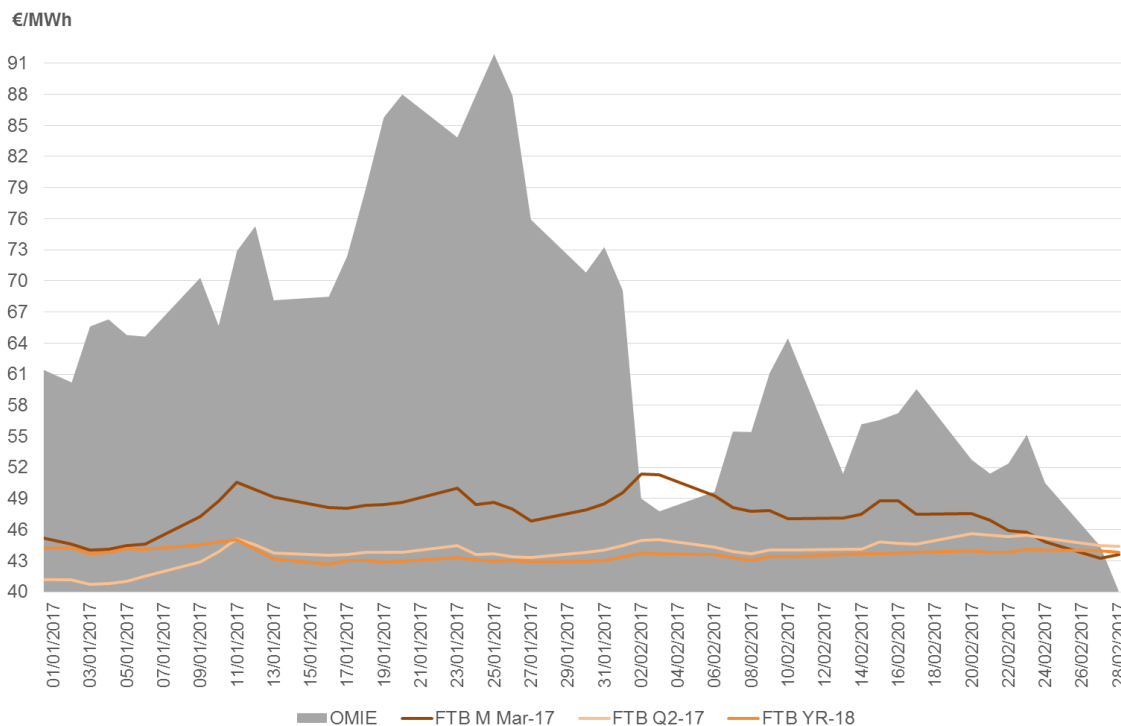
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE FEBRERO DE 2017				MES DE ENERO DE 2017				% Δ Últ. Cotiz. feb-17 vs. ene-17
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Mar-17	43,60	51,35	43,23	47,48	48,50	50,55	44,00	47,60	-10,1%
FTB M Apr-17	41,20	43,30	40,60	41,70	40,14	40,50	36,72	38,79	2,6%
FTB M May-17	43,70	44,87	43,02	43,71	43,23	45,02	40,18	42,72	1,1%
FTB Q2-17	44,42	45,60	43,70	44,64	44,00	45,10	40,70	43,19	1,0%
FTB Q3-17	49,33	49,50	48,52	49,05	48,65	49,67	46,53	48,30	1,4%
FTB Q4-17	47,25	47,55	46,28	46,96	46,45	47,90	44,60	46,35	1,7%
FTB Q1-18	45,25	47,25	44,09	45,40	46,87	47,00	44,39	45,74	-3,5%
FTB YR-18	43,85	44,10	43,01	43,67	43,00	45,03	42,68	43,52	2,0%
FTB YR-19	43,15	43,25	42,25	42,75	42,35	45,13	42,19	42,89	1,9%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de febrero a 28/02/2017 y cotizaciones de enero a 31/01/2017.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

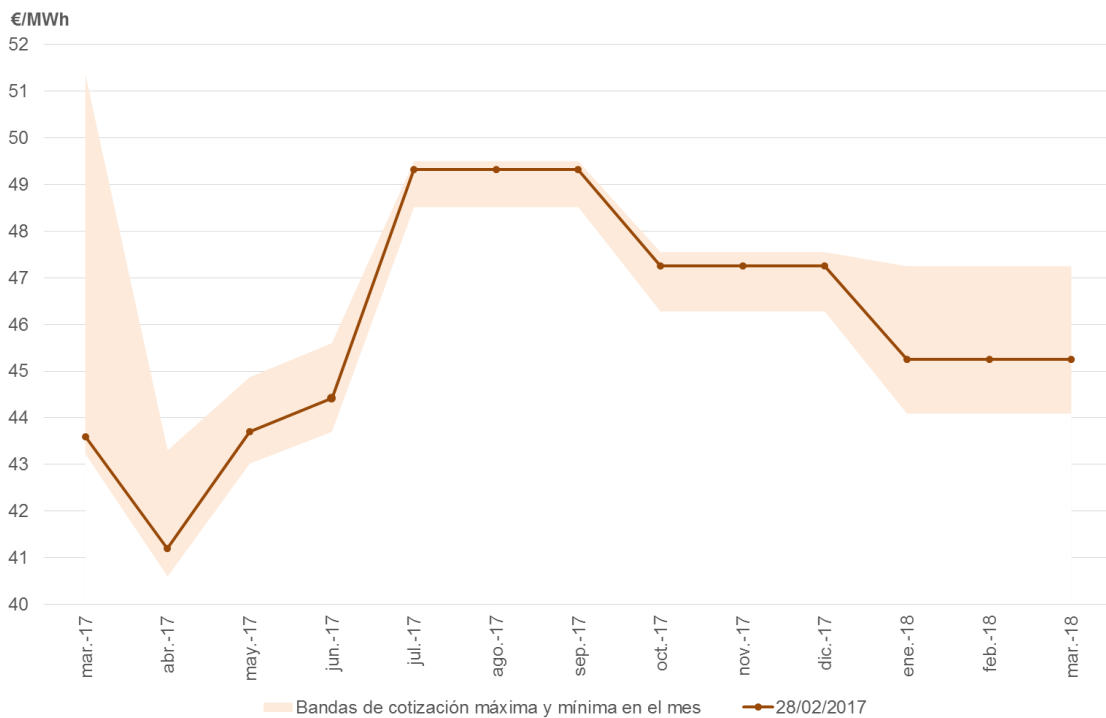
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de enero de 2017 – 28 de febrero de 2017**



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 febrero de 2017. Se observa una tendencia ascendente de la curva a plazo a partir del mes de abril hasta septiembre de 2017 (de 41,20 €/MWh a 49,33 €/MWh) y descendiendo a partir de ese horizonte, situándose en 47,25 €/MWh para el cuarto trimestre de 2017 y 45,25 €/MWh en el primer trimestre de 2018.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

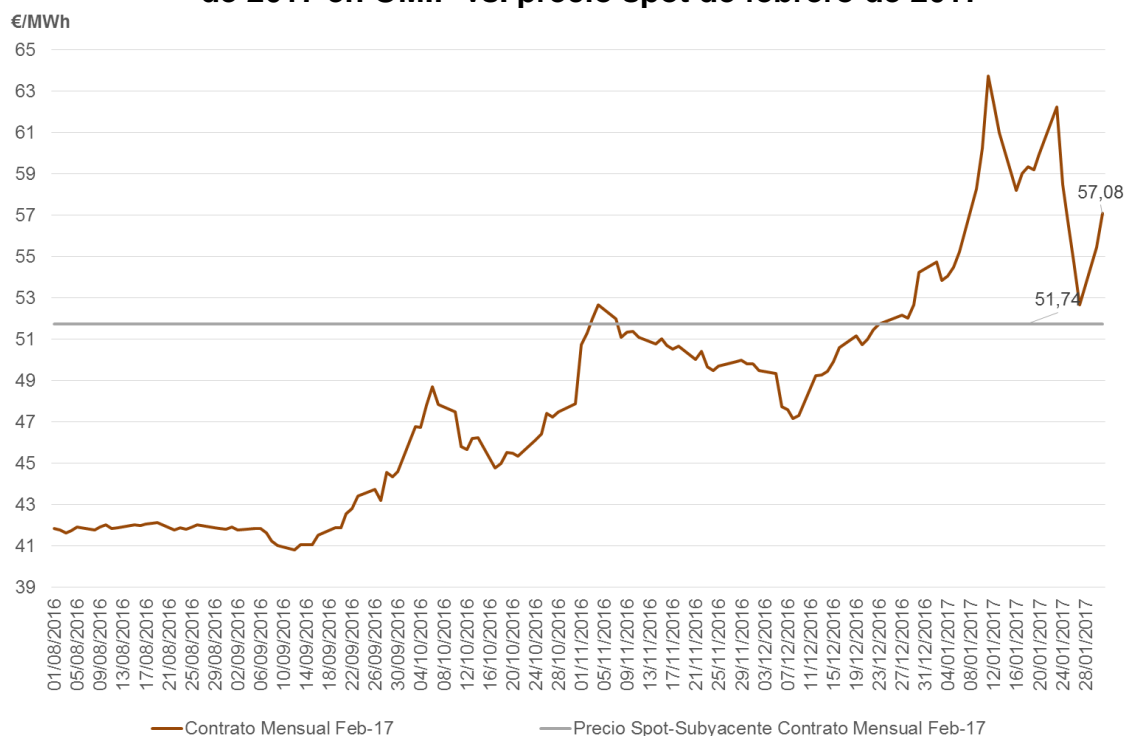
En el mes de febrero, el precio medio del mercado diario (51,74 €/MWh) descendió un 27,6% respecto al registrado en el mes anterior (71,49 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en febrero de 2017 (31 de enero de 2017) anticipaba un precio medio del mercado diario de 57,08 €/MWh para dicho mes, un 10,3% superior al precio spot finalmente registrado (51,74 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP², se alcanzaron respectivamente el 11 de enero de 2017 (máxima de 63,75 €/MWh) y el 12 de septiembre de 2016 (mínima de 40,81 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 22,94

² Del 1 de agosto de 2016 al 31 de enero de 2017.

€/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post³ del contrato mensual de febrero de 2017 fueron negativas hasta finales de diciembre de 2016, siendo a partir de ese momento positivas durante el restante horizonte de cotización. Por ello, las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) hasta finales de diciembre de 2016 y a partir de ahí las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas).

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



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

Para el mes de marzo de 2017, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 28 de febrero), anticipa un precio medio del mercado diario de 43,6 €/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 febrero 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 febrero de 2017 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead* del día anterior a su

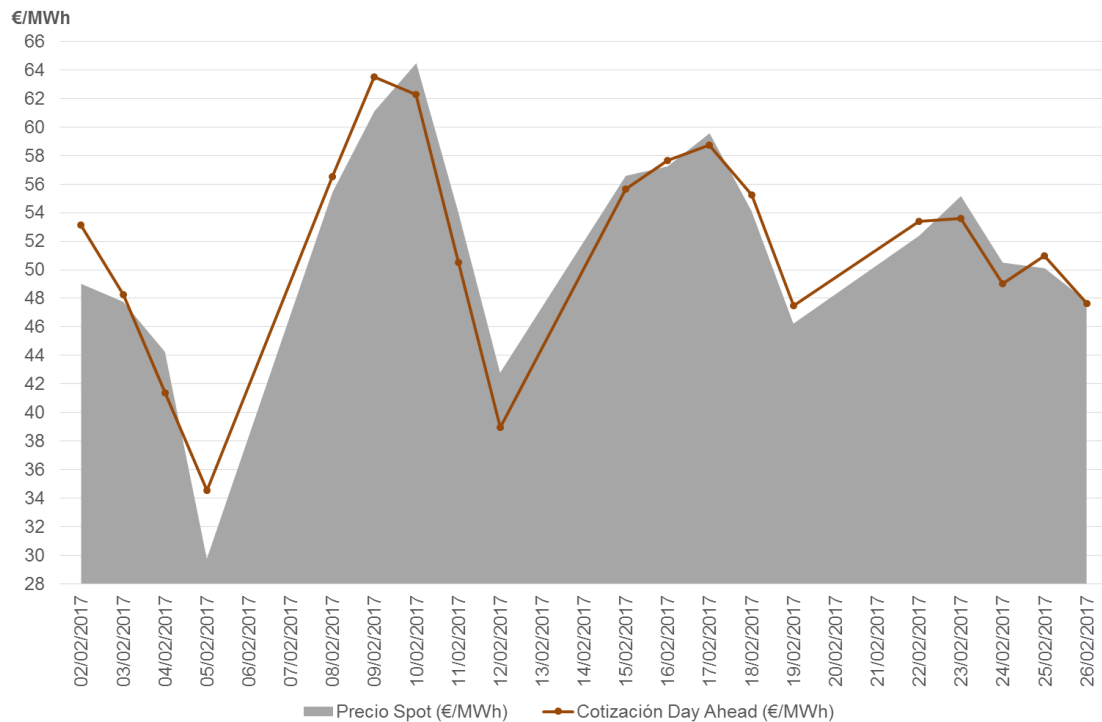
³ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en febrero de 2017 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en febrero de 2017.

liquidación⁴) ascendió a 51,49 €/MWh, mismo valor que la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en febrero de 2017 (51,49 €/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 febrero de 2017 fue nula (0 €/MWh), liquidándose, en media, a la par las posiciones netas compradoras y las vendedoras.

Por su parte, la mayor prima de riesgo ex post en febrero de 2017 se registró el día 5 y se situó en 4,79 €/MWh.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

⁴ 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.

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–) 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 enero y febrero de 2017⁶.

En el mes de febrero de 2017 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 8,7 TWh, un 31,6% inferior al volumen registrado el mes anterior (12,8 TWh), y un 58,9% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (21,2 TWh). En enero y febrero de 2017 se han negociado un total de 21,5 TWh, lo que supone una disminución del 47,3% en el volumen negociado respecto al mismo periodo de 2016 (40,8 TWh).

El volumen negociado en OMIP en febrero de 2017 representó el 6,8% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al

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.

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 (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.

4,3% en enero (5,3% en lo que llevamos de 2017). En el conjunto de 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 en enero y febrero de 2017 (21,5 TWh) representó el 50,1% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (42,9 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 febrero 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 EEX⁷) se situó en 3,9 TWh (46,6% inferior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en febrero de 2017 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 47,8%. En febrero de 2016 dicho porcentaje fue superior (61,1%), al igual que el porcentaje para el conjunto de 2016 (73,6%).

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 febrero 2017	Mes anterior enero 2017	% Variación	Acumulado 2017	Total 2016
OMIP	595	544	9,3%	1.139	19.539
EEX	67	418	-84,0%	485	7.294
OTC	8.071	11.809	-31,7%	19.880	169.686
OTC registrado y compensado**:	3.856	7.219	-46,6%	11.075	124.816
<i>OMIClear</i>	1.153	1.934	-40,4%	3.087	36.448
<i>BME Clearing</i>	499	1.607	-68,9%	2.106	24.075
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	2.204	3.678	-40,1%	5.882	64.293
Total (OMIP, EEX y OTC)	8.733	12.772	-31,6%	21.505	196.519

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

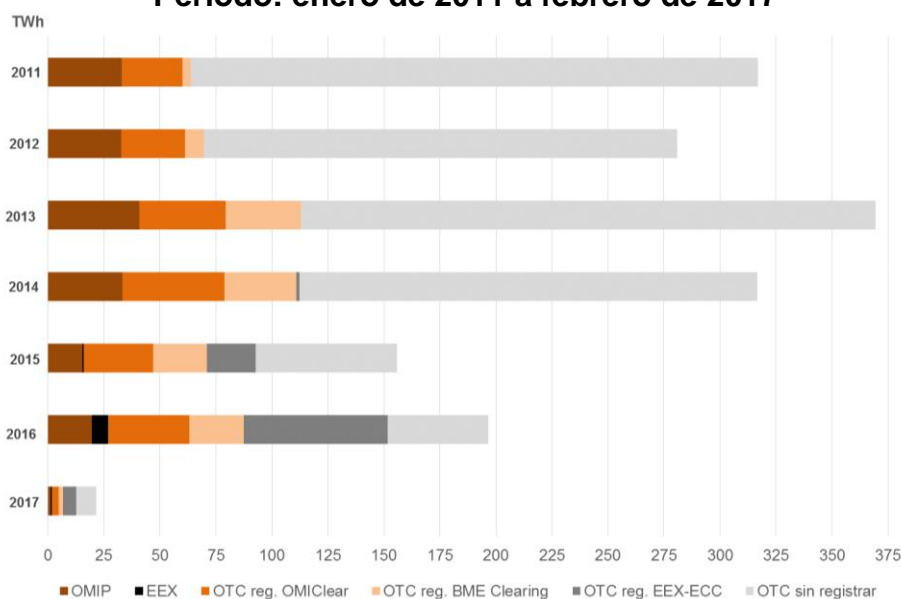
** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden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

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

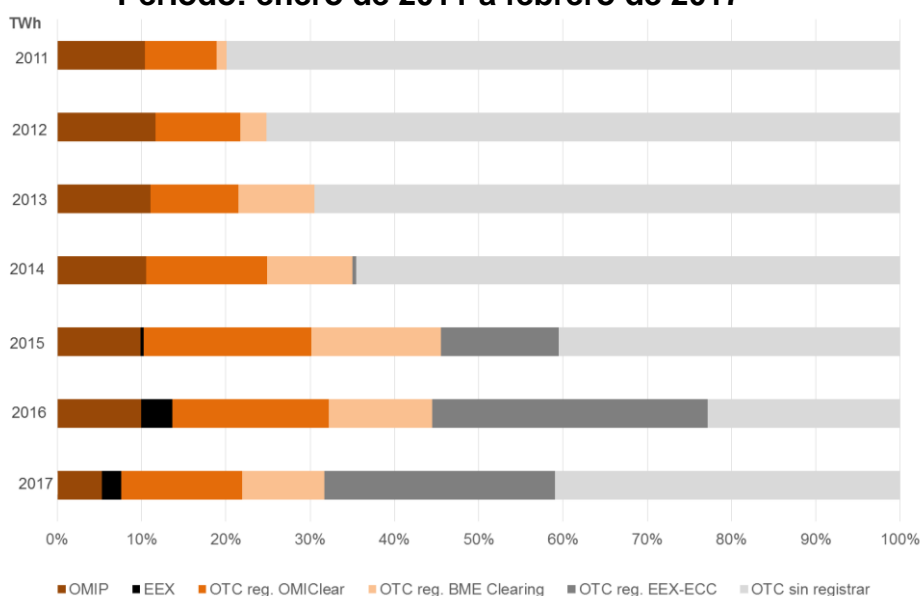
En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2011 hasta el 28 de febrero de 2017, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado de OMIP y de EEX. En el Gráfico 6 se muestra esa misma información en términos porcentuales.

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



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

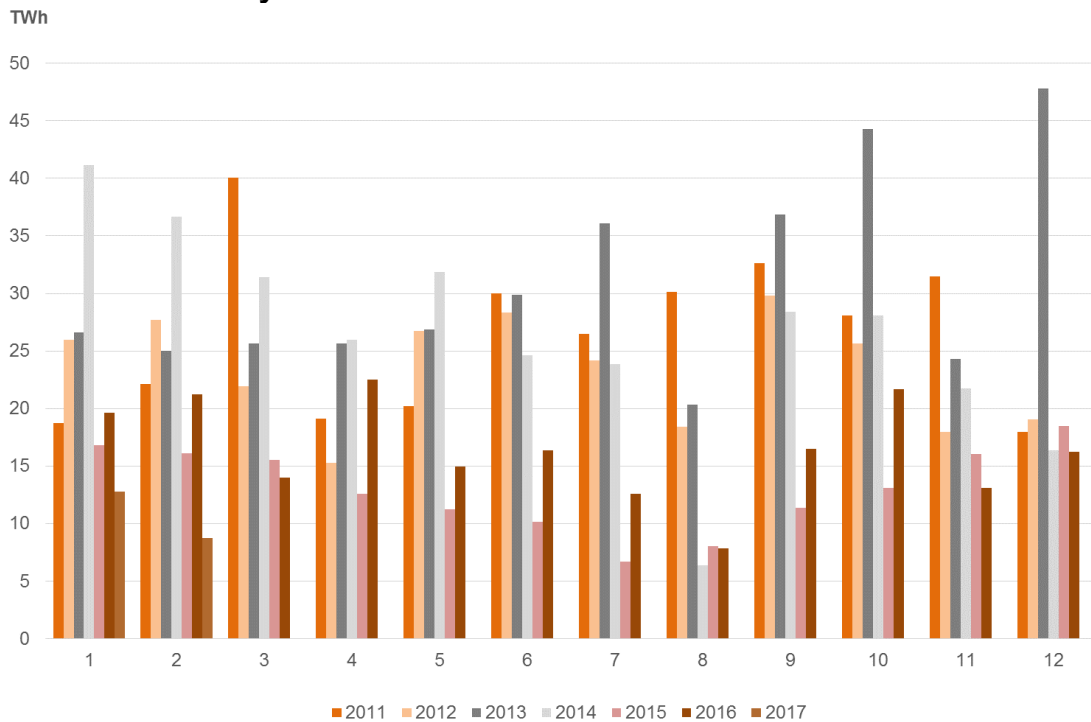
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2011 a febrero de 2017



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 febrero de 2017. En el mes de febrero de 2017 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 8,7 TWh, un 58,9% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (21,2 TWh en febrero de 2016).

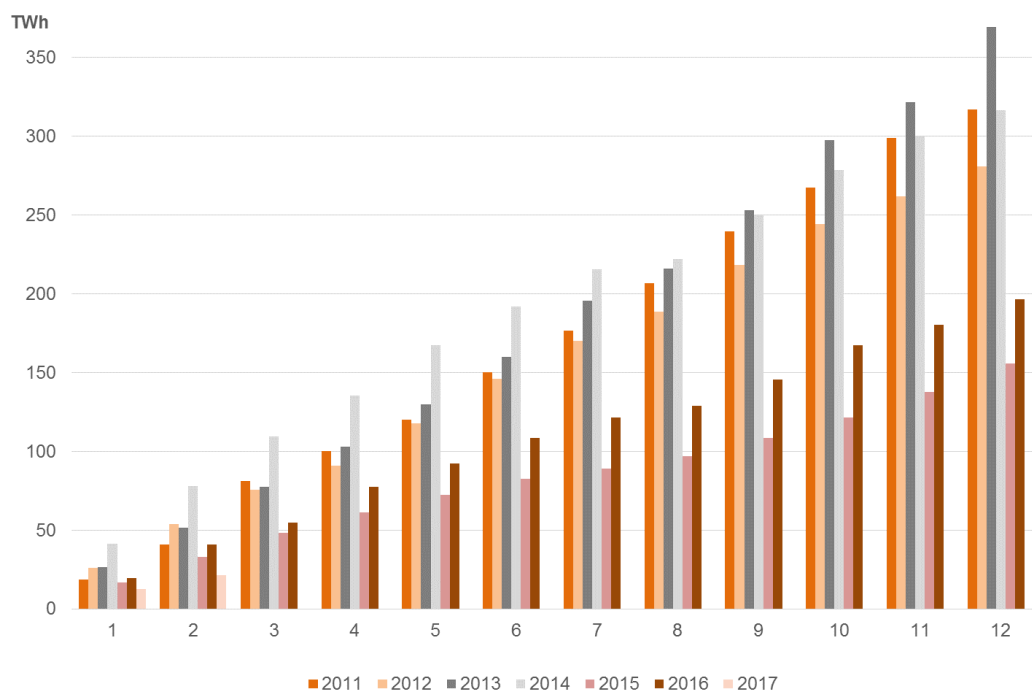
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a febrero de 2017



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 enero y febrero de 2017 se han negociado un total de 21,5 TWh, lo que supone un 47,3% menos que el volumen negociado en el mismo periodo de 2016 (40,8 TWh).

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a febrero 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 enero y febrero 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 febrero de 2015 y febrero 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 febrero 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 82,2% (7,2 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue superior (84,9%; 10,8 TWh).

Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y

EEX, fue del 17,8% (1,6 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación inferior (15,1%; 1,9 TWh). En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en febrero de 2017 a 2.309 MW (7,8% de la demanda horaria media de dicho mes, 29.588 MW).

En febrero de 2017 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos mensuales, con el 38,3% (2,8 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (7,2 TWh)⁸. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 35,8 % (2,6 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 aproximadamente a 0,03 TWh, el 1,4% de los contratos anuales negociados y 0,3% 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 febrero fue el contrato con liquidación semanal con el 50,8% (0,8 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,6 TWh)⁹, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 37,6% (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)

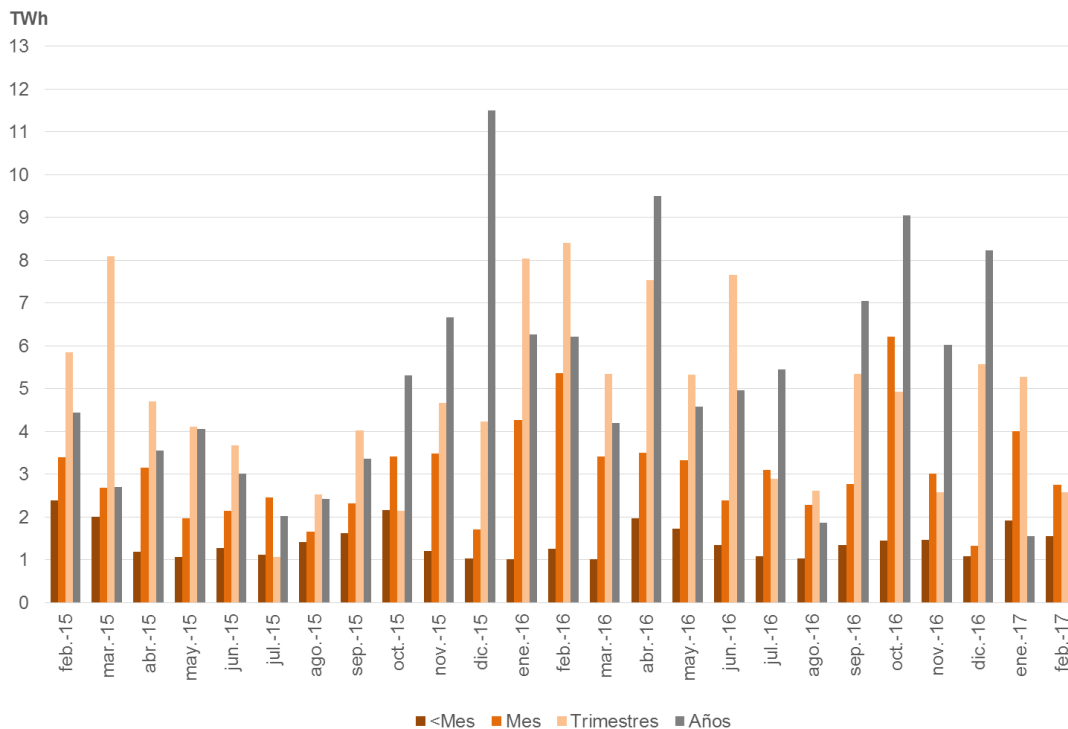
Tipo de contrato	Mes actual feb-17	Mes anterior ene-17	% Variación	Total 2017	% Total 2017	Total 2016	% Total 2016
Diario	583	761	-23,4%	1.344	38,6%	6.927	43,9%
Fin de semana	181	198	-8,6%	378	10,9%	1.550	9,8%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	6	0,04%
Semana	788	968	-18,6%	1.756	50,5%	7.313	46,3%
Total Corto Plazo	1.551	1.927	-19,5%	3.478	16,2%	15.797	13,8%
Mensual	2.751	4.014	-31,5%	6.765	37,5%	32.762	33,1%
Trimestral	2.574	5.280	-51,3%	7.854	43,6%	52.258	52,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	281	0,3%
Anual	1.857	1.551	19,8%	3.408	18,9%	13.674	13,8%
Total Largo Plazo	7.182	10.845	-33,8%	18.027	83,8%	98.976	86,2%
Total	8.733	12.772	-31,6%	21.505	100%	114.772	100%

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

⁸ En el mes de enero de 2017 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (37%; 4 TWh).

⁹ En el mes de enero de 2017 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue similar (50,2%; 1 TWh).

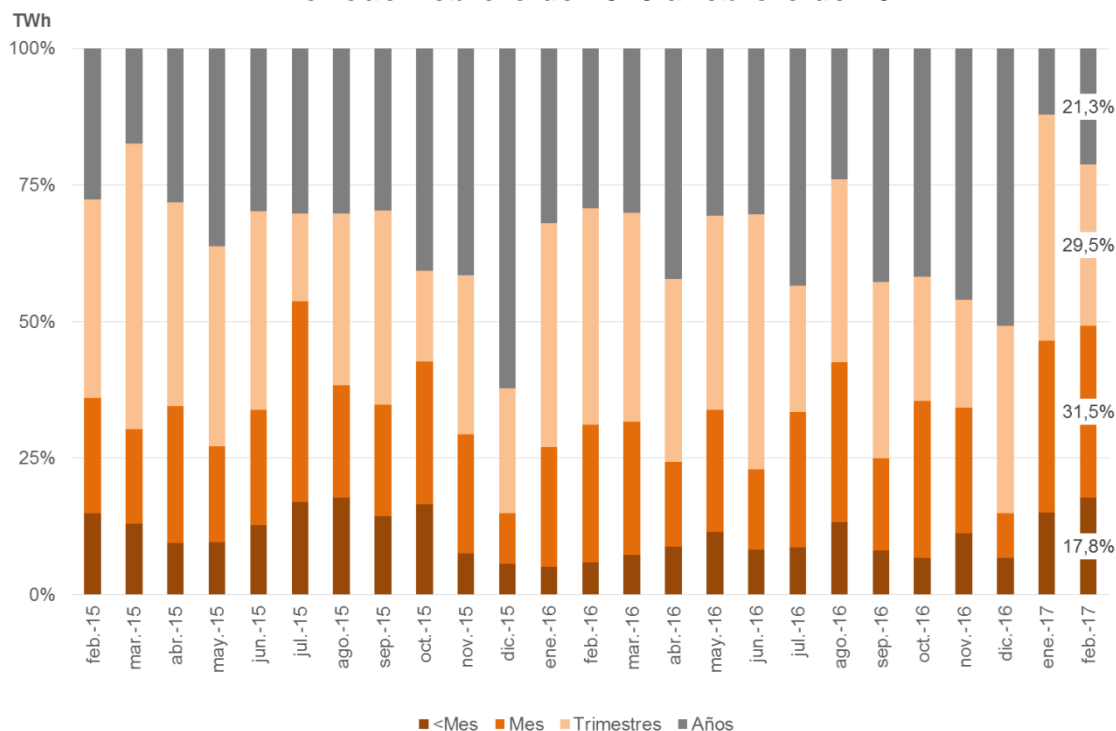
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
 Periodo: febrero de 2015 a febrero de 2017**



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 %) Periodo: febrero de 2015 a febrero 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.

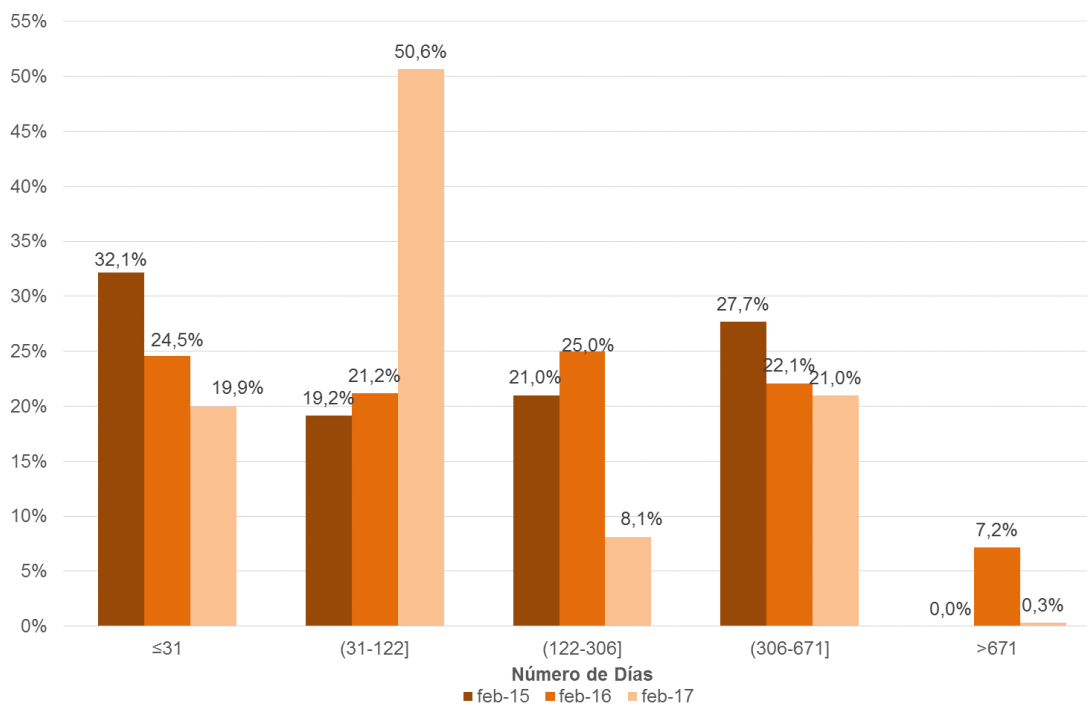
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 febrero de 2017, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimiento a corto plazo (véase Gráfico 11). En particular, el 70,6% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de febrero de 2017 (en energía) iniciarán su liquidación en marzo y segundo trimestre de 2017, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes del año 2016 (45,7%). Por el contrario, el 8,1% de los contratos iniciarán su liquidación en el tercer y cuarto trimestres de 2017, inferior al 25% registrado en febrero de 2016.

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista, negociados en febrero de 2017, ascendió a 0,03 TWh, el 0,3% del volumen total de contratos negociados en dicho mes, mientras que en febrero de 2016 dicho porcentaje fue superior (7,2%).

Gráfico 11. Volumen negociado (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 28 de febrero de 2017, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en febrero de 2017¹⁰ se situó en torno a 14.432 GWh, un 0,5% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en enero de 2017 (14.511 GWh), y un 45,9% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en febrero de 2016 (9.894 GWh).

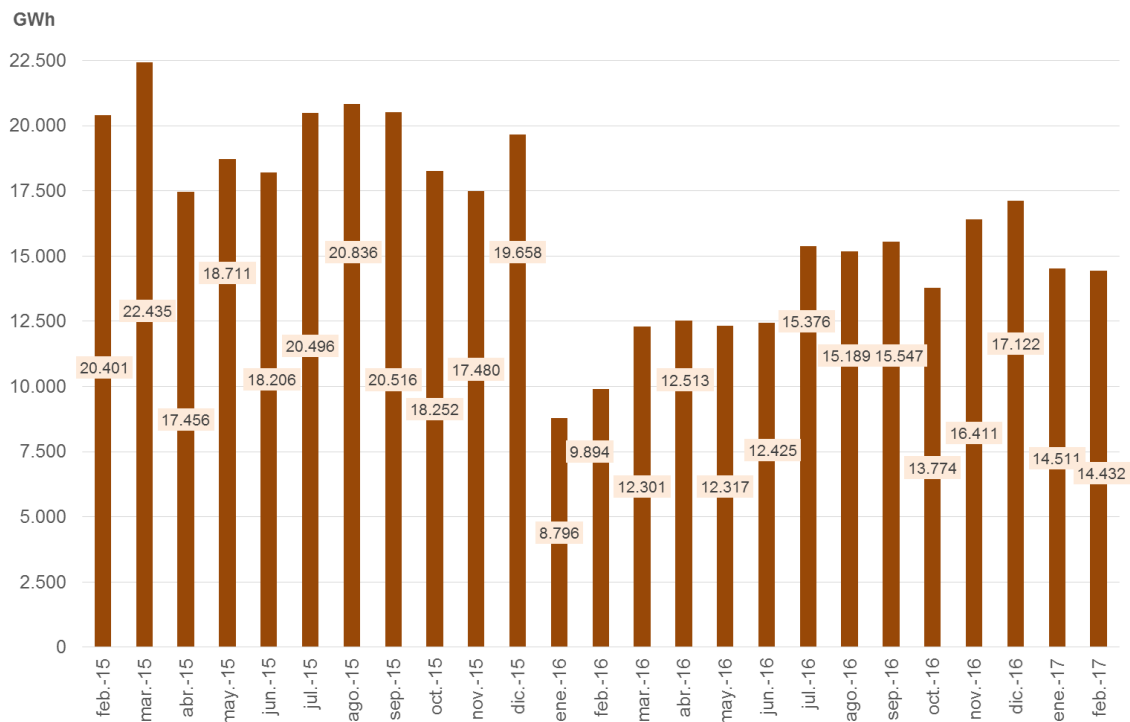
Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en febrero de 2017, el 89,3% (12.881 GWh) correspondió a

¹⁰ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en febrero de 2017: mensual feb-17, trimestral Q1-17, 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 febrero de 2017, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual feb-17, trimestral Q1-17 y anual 2017), mientras que el 10,7% restante (1.551 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 febrero de 2017 (14.432 GWh) representó el 72,6% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (19.883 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: febrero de 2015 a febrero 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 liquidación¹¹. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en febrero de 2017 (feb-17, Q1-17 y anual 2017) se situó en torno a 19.168 MW, un 13,3% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de enero de 2017 (16.914 MW) y un 54,5% superior al volumen total negociado

¹¹ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de febrero de 2016 (12.409 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de febrero de 2017 (19.168 MW) representó el 64,2% de la demanda horaria media de dicho mes (29.588 MW).

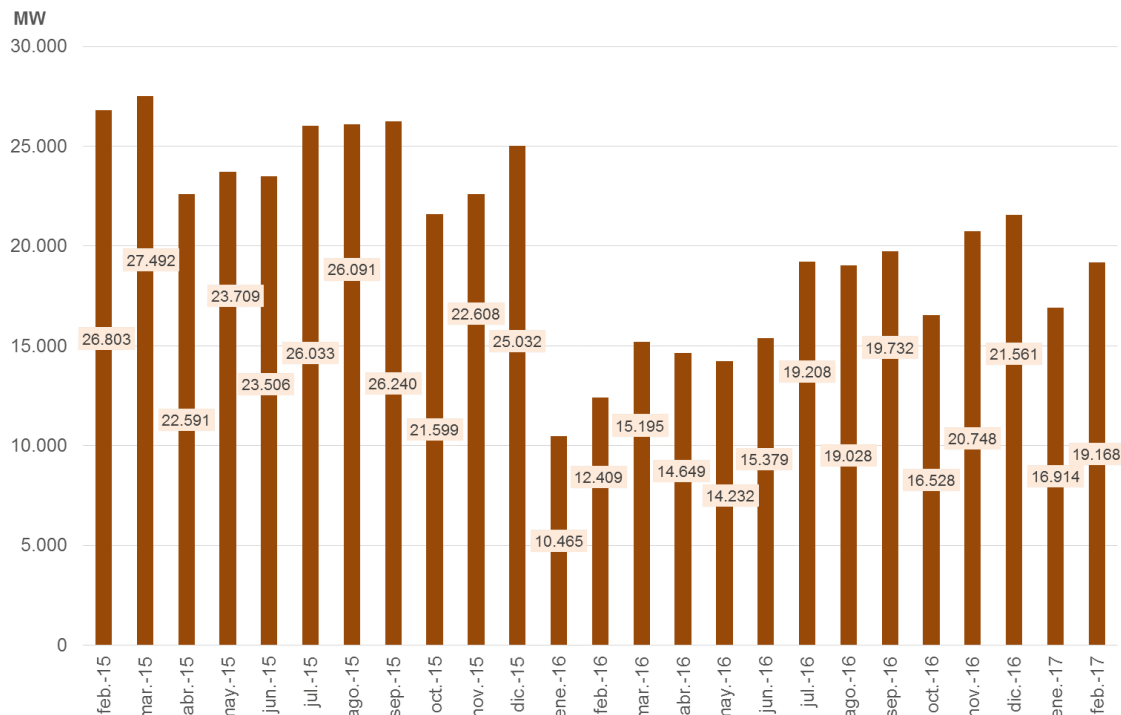
El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de febrero de 2017 (19.168 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 14.179 MW (74% del volumen total). El 29,4% (5.626 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear¹² (véase Gráfico 14), el 11,4% (2.176 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 33,3% (6.377 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo¹³ 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.

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

¹³ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

**Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación*
 Periodo: febrero de 2015 a febrero 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 OMIP¹⁴ 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.

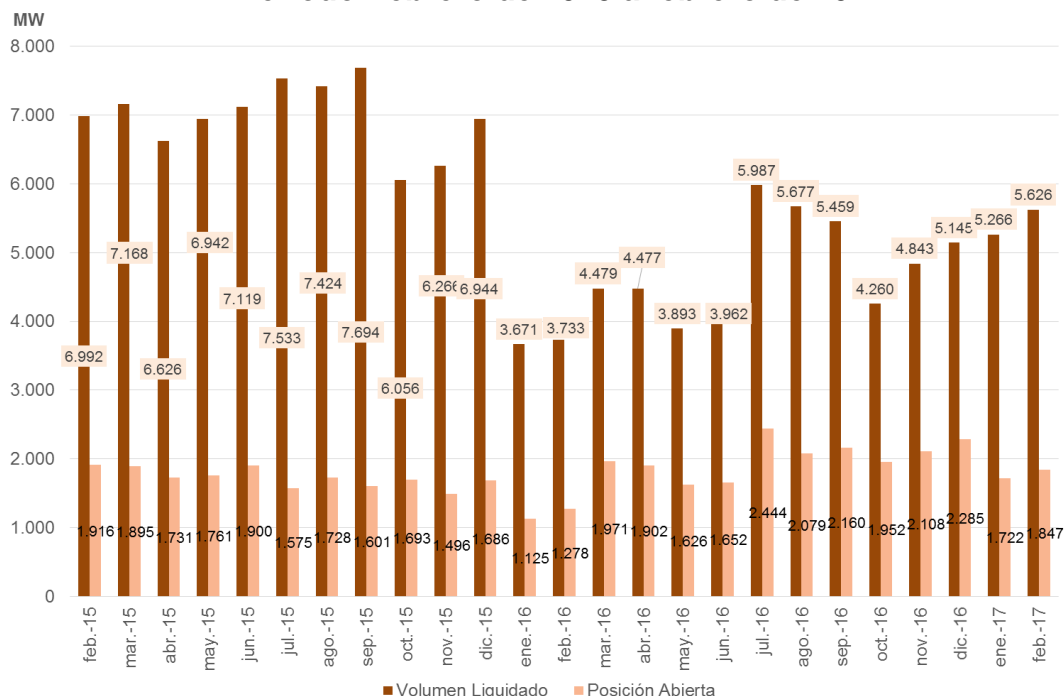
En este sentido, de los 5.626 MW con liquidación en febrero de 2017 que se registraron en OMIClear, el 67,2% (3.779 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 32,8% restante (1.847 MW) quedaron abiertas¹⁵ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 67,2% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁶ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en febrero de 2017. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2016 ascendió al 40,5%.

¹⁴ <http://www.omip.pt/>

¹⁵ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

¹⁶ 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 abierta¹⁷ (MW)*
Periodo: febrero de 2015 a febrero 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 Clearing¹⁸, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

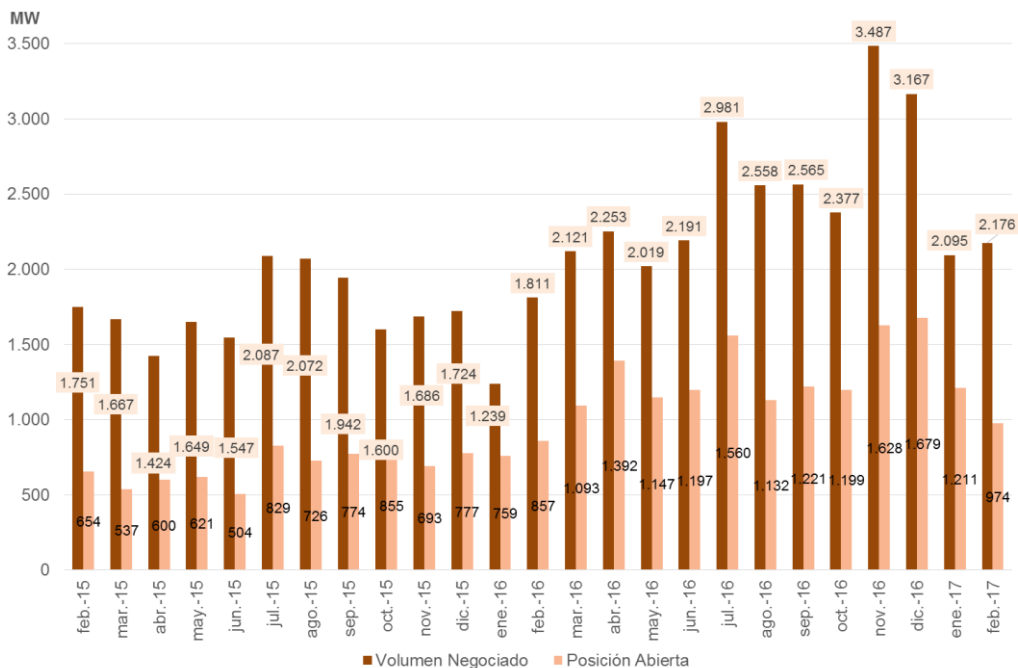
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en febrero de 2017 (19.168 MW), el 11,4% (2.176 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 55,2% (1.202 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 44,8% restante (974 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios,

¹⁷ 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.

¹⁸ Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

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 abierta¹⁹ (MW)*
Periodo: febrero de 2015 a febrero 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 EEX-ECC²⁰, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

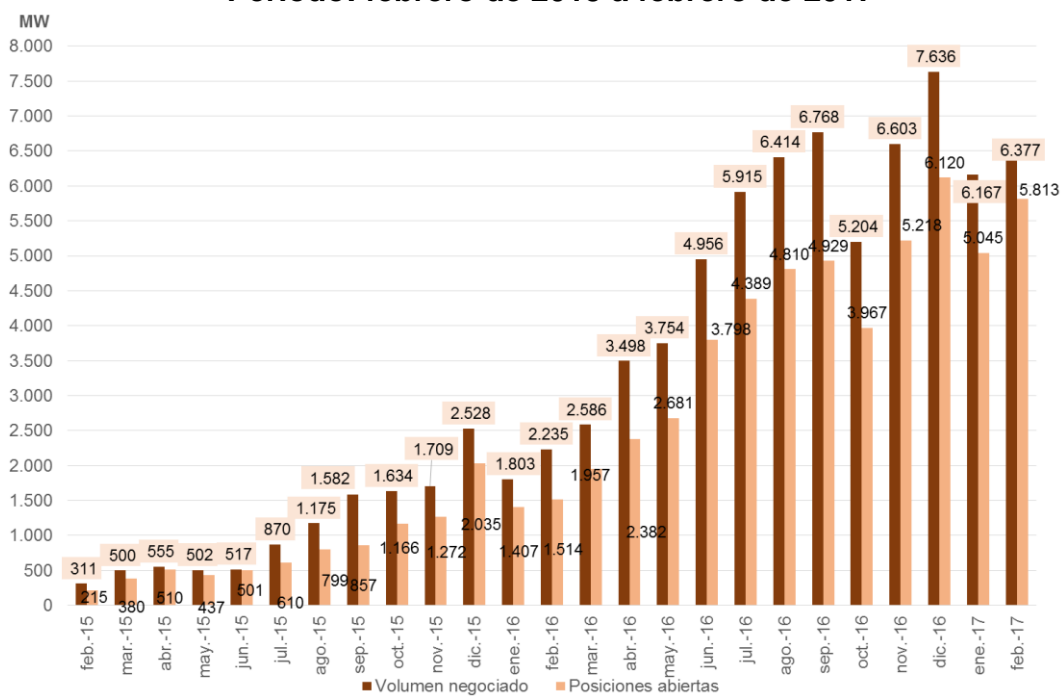
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en febrero de 2017

¹⁹ 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.

²⁰ Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

(19.168 MW), el 33,3% (6.377 MW) se registró en EEX-ECC, siendo dicho porcentaje superior al registrado en OMIClear. De dichas posiciones registradas en ECC, el 8,8% (564 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 91,2% restante (5.813 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 abierta²¹ (MW)*
Periodo: febrero de 2015 a febrero de 2017



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

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

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

²¹ 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.

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

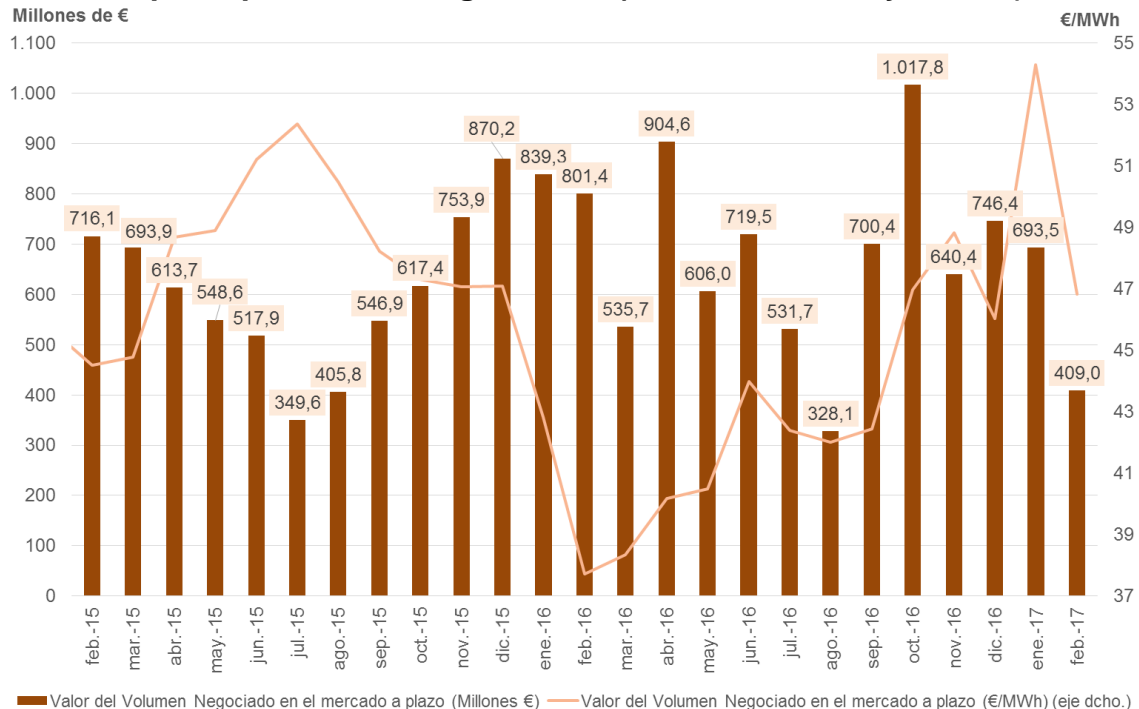
A continuación se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX²²– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra 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 los mercados OTC, OMIP y EEX en febrero de 2017 de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (8,7 TWh) fue de 409 millones de euros, inferior en un 41% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (693,5 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en febrero de 2017 en dichos mercados fue 46,83 €/MWh, un 13,7% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (54,3 €/MWh) (véase Gráfico 17).

²² 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.

La liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en febrero de 2017²³ (14.432 GWh), bajo el supuesto

²³ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en febrero de 2017: mensual feb-17, trimestral Q1-17, 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 febrero de 2017, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

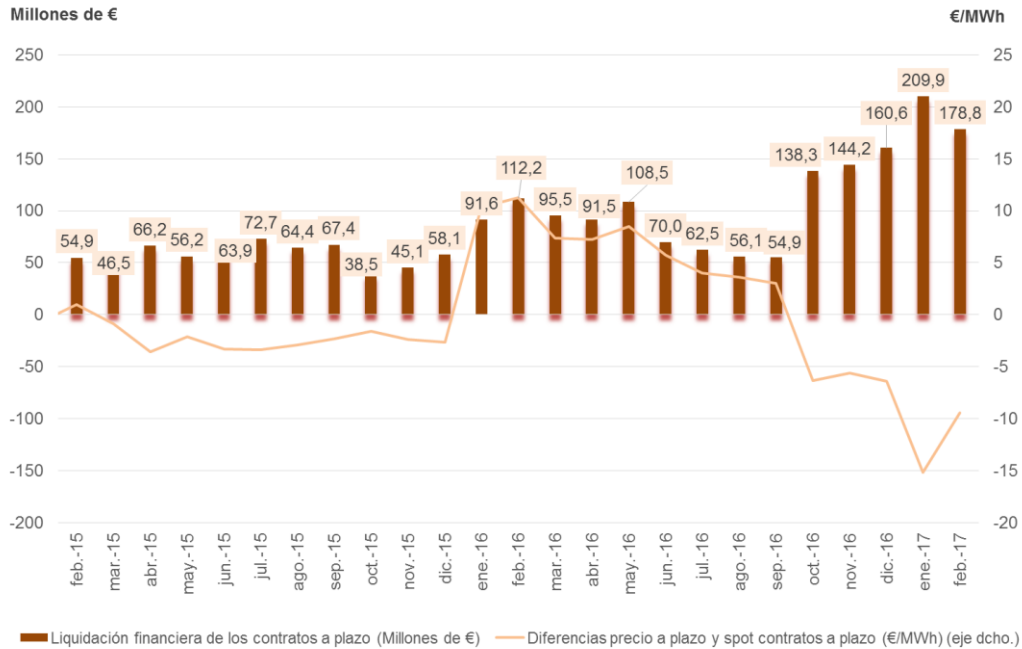
anterior, ascendería a 178,8 millones de €²⁴; inferior en un 14,8% (209,9 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en enero de 2017 negociados en dichos mercados (14.511 GWh).

El precio medio de los contratos que se liquidaron en febrero de 2017, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 47,98 €/MWh, inferior en 9,44 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos (57,42 €/MWh). 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 febrero de 2017 (mensual feb-17, trimestral Q1-17, anual YR-17), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 47,34 €/MWh, inferior en 10,84 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos (58,17 €/MWh). Asimismo, los precios máximo y mínimo de esos contratos registrados en los mercados a plazo durante todo su horizonte de negociación fueron de 63,75 €/MWh y 39,5 €/MWh; respectivamente (véase Gráfico 19). En enero de 2017, el diferencial entre el precio medio ponderado de los contratos que se liquidaron en dicho mes (mensual ene-17, trimestral Q1-17, anual YR-17) (45,51 €/MWh) y el precio spot de liquidación de dichos contratos (61,75 €/MWh) fue superior (-16,24 €/MWh). Los precios máximo y mínimo de esos contratos registrados en los mercados a plazo durante todo su horizonte de negociación fueron de 59 €/MWh y 39,5 €/MWh.
- El diferencial entre el precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) liquidados en febrero de 2017 y el precio spot de liquidación de dichos contratos fue inferior (2,16 €/MWh). En enero de 2017, el diferencial entre el precio medio ponderado de los contratos de corto plazo inferior a 1 mes y el precio medio mensual en el mercado diario fue superior (-8 €/MWh).

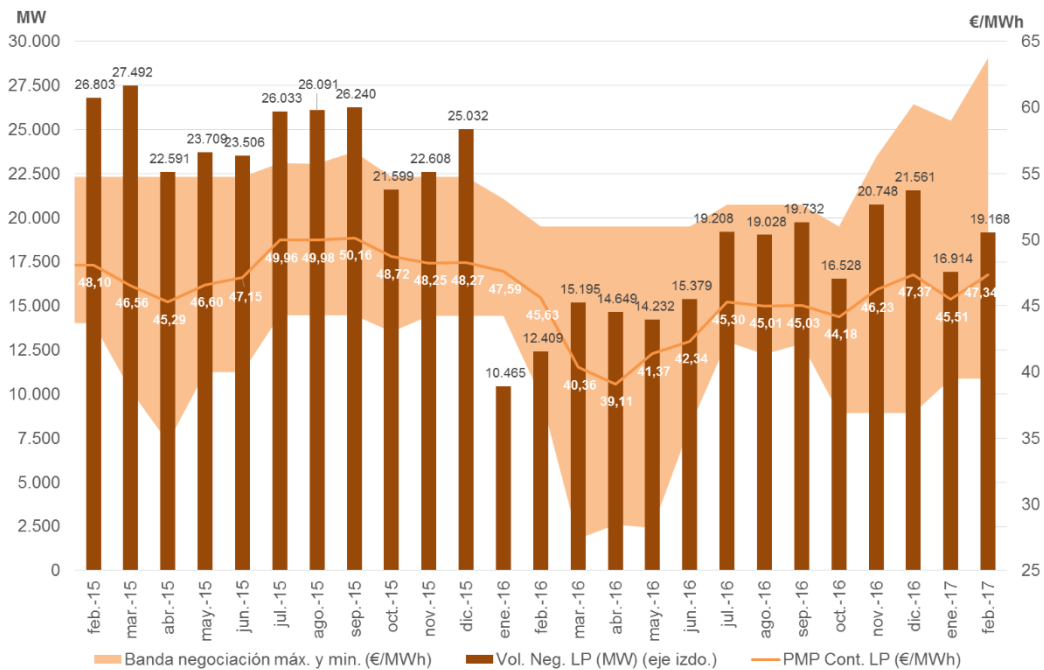
²⁴ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

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)



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 los 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 febrero 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 todos los contratos a plazo de energía eléctrica con subyacente el precio español considerados (excepto el contrato con liquidación en marzo de 2017; -10,1%) ascendieron respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto descendente del precio medio del mercado diario (-27,6%). El mayor incremento, se registró en el contrato mensual con liquidación en abril de 2017 (incremento del 2,6% con respecto el mes anterior).

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica, excepto la del contrato anual con liquidación en el año 2018, descendieron con respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto descendente del precio medio del mercado diario (-24,2%). La mayor reducción se registró en el contrato mensual con liquidación en abril de 2017 (descenso del 11,1% con respecto el mes anterior). Por el contrario, la cotización del contrato anual con liquidación en el año 2018 ha aumentado (+1%).

En el mercado francés, en un contexto claramente bajista del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior (-34,4%), todas las cotizaciones de los contratos a plazo han presentado han sufrido un descenso. El mayor descenso se dio en el contrato mensual con liquidación en marzo de 2017 (-18,2%).

A 28 de febrero de 2017, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2018 se situó en el mercado español (43,85 €/MWh; +2% respecto al mes anterior) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (30,4 €/MWh; +1%) y de la registrada en Francia (35,88 €/MWh; -0,4%).

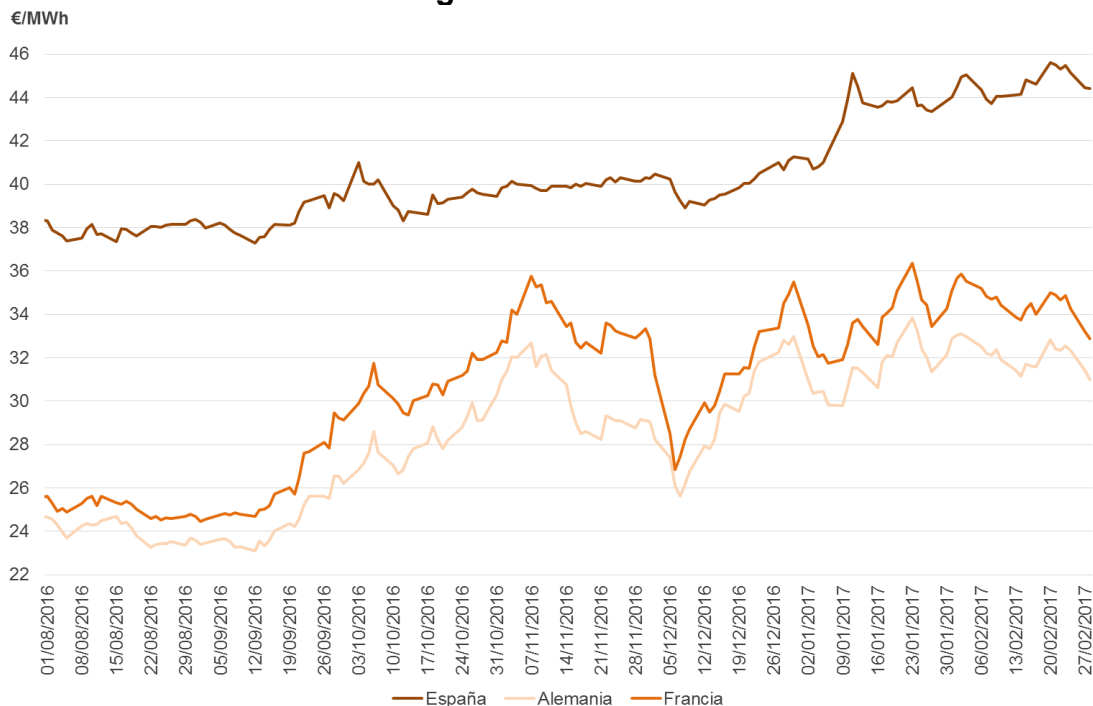
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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)		
	febrero-17	enero-17	% Variación feb. vs. ene.	febrero-17	enero-17	% Variación feb. vs. ene.	febrero-17	enero-17	% Variación feb. vs. ene.
mar-17	43,60	48,50	-10,1%	35,08	39,40	-11,0%	41,90	51,25	-18,2%
abr-17	41,20	40,14	2,6%	31,04	34,90	-11,1%	35,48	41,38	-14,3%
Q2-17	44,42	44,00	1,0%	31,00	32,89	-5,7%	32,88	35,11	-6,4%
Q3-17	49,33	48,65	1,4%	31,82	32,84	-3,1%	32,53	33,53	-3,0%
Q4-17	47,25	46,45	1,7%	34,30	34,83	-1,5%	42,60	43,38	-1,8%
YR-18	43,85	43,00	2,0%	30,40	30,10	1,0%	35,88	36,04	-0,4%

Nota: Cotizaciones de febrero a 28/02/2017 y cotizaciones de enero a 31/01/2017.

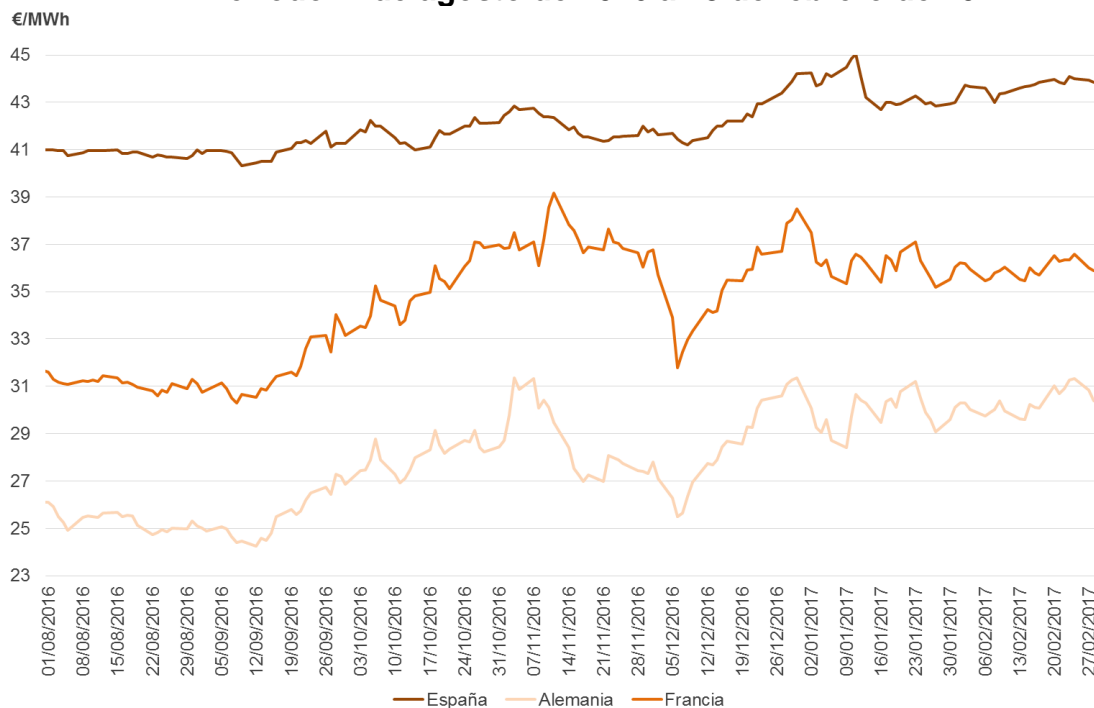
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-17 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 de agosto de 2016 a 28 de febrero 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 agosto de 2016 a 28 de febrero de 2017**



Fuente: EEX y OMIP.

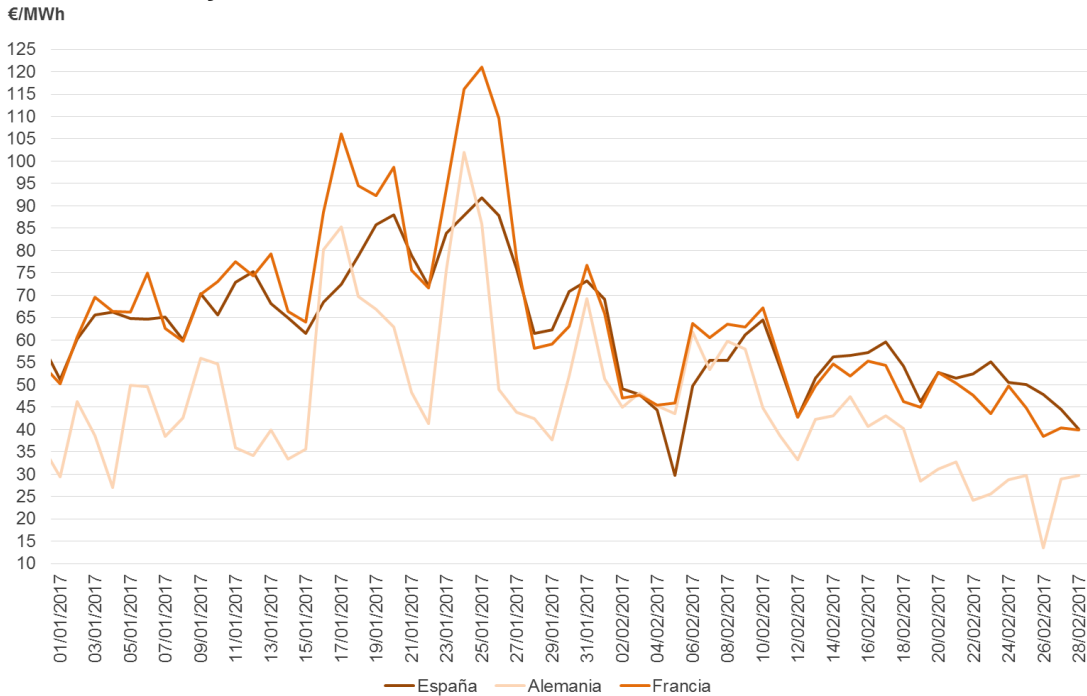
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 22), en el mes de febrero el precio medio del mercado diario en España, 51,74 €/MWh, disminuyó un 27,6% respecto al registrado en el mes anterior (71,49 €/MWh), situándose por encima del precio medio del mercado alemán (39,7 €/MWh, que se redujo un 24,2% en relación al del mes anterior en dicho mercado) y del precio medio del mercado francés (51,16 €/MWh, con un descenso del 34,4% respecto al del mes anterior en dicho mercado).

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

Precios medios	febrero-17	enero-17	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	51,74	71,49	-27,6%
Alemania	39,70	52,37	-24,2%
Francia	51,16	78,00	-34,4%

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 enero a 28 de febrero 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 OMIClear²⁵ y en EEX-ECC²⁶, por mes de negociación. El volumen negociado en febrero 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 142.020 GWh (inferior en un 34% 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 contado en Francia ascendió a 10.540 GWh (un 28,4% inferior al volumen negociado el mes anterior).

²⁵ Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP. El propio 13 de mayo se registró la primera y única transacción hasta el momento con subyacente precio spot francés en OMIP.

²⁶ 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 febrero de 2017, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (142.020 GWh en Alemania y 10.540 GWh en Francia) fueron 19,8 y 1,5 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (7.182 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

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: febrero de 2015 a febrero de 2017

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
feb-15	155.066	19.007
mar-15	149.817	19.256
abr-15	99.858	21.625
may-15	103.461	16.021
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	142.020	10.540

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 mensuales²⁷ con liquidación en los meses de febrero de 2015 a febrero de 2017 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de febrero de 2017, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró, por primera vez en los últimos seis meses, un valor positivo (+5,34 €/MWh). Asimismo, en los mercados alemán y francés las primas de riesgo ex post fueron también positivas en febrero de 2017 (+8,55 €/MWh y +11,34 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en febrero de 2017 registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato ascendieron a 63,75 €/MWh y 40,81 €/MWh, respectivamente. Por lo que las primas de riesgo máxima y mínima (diferencias con respecto al precio medio del mercado diario que se situó en 51,74 €/MWh) registradas ascendieron a +12,01 €/MWh y -10,93 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en febrero de 2017 registradas ascendieron a 52,56 €/MWh y 26,01 €/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 39,7 €/MWh) ascendieron a +12,86 €/MWh y -13,69 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en febrero de 2017 registradas ascendieron a 95 €/MWh y 48,45 €/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 51,16 €/MWh) registradas en dicho mercado ascendieron a +43,84 €/MWh y -2,71 €/MWh, respectivamente.

²⁷ 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 feb-15 a feb-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
feb-15	47,25	42,57	4,68	35,70	36,72	-1,02	48,95	50,15	-1,20
mar-15	40,50	43,13	-2,63	32,57	31,32	1,25	43,98	43,78	0,20
abr-15	38,53	45,34	-6,81	31,27	29,72	1,55	42,10	39,54	2,56
may-15	48,25	45,12	3,13	27,80	25,36	2,44	28,07	26,48	1,59
jun-15	49,83	54,73	-4,90	28,66	30,07	-1,41	29,55	32,10	-2,55
jul-15	55,03	59,55	-4,52	33,14	35,00	-1,86	29,84	37,95	-8,11
ago-15	54,50	55,59	-1,09	29,52	31,61	-2,09	29,29	32,16	-2,87
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

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 febrero, los precios spot y a plazo de todos los combustibles se incrementaron, excepto la del del Brent con entrega a doce meses y la del contrato anual del carbón con liquidación en el año 2018. Los precios de los derechos de emisión de CO₂ mostraron también una tendencia descendente respecto al mes anterior.

Con datos a 28 de febrero de 2017, los precios spot del Brent descendieron un 2,6%, los precios del contrato a plazo de petróleo con entrega a un mes descendieron un 0,2% mientras que los del contrato con liquidación a doce meses aumentaron un 0,4%, en relación al mes anterior. Así, el precio spot y los contratos a plazo a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de mes, en 54,31 \$/Bbl, 55,59 \$/Bbl y 56,65 \$/Bbl, respectivamente.

Por su parte, se registró una disminución del 19,9% del precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) en el mes de febrero, mientras que las

cotizaciones de los contratos a plazo de gas NBP con entrega en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2017 también descendieron (10,3%, 7,4% y 4,8% respectivamente). En concreto, el precio spot y las cotizaciones de los contratos a plazo con liquidación en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2017 se situaron al cierre de mes en 15,1 £/MWh, 14,33 £/MWh, 14,04 £/MWh y 15,92 £/MWh, respectivamente.

Los precios spot del gas natural en España (MIBGAS) y en Francia (TRS) fueron superiores a los precios spot en Reino Unido (NBP) y registraron descensos del 44,3% y 46,3%, respectivamente, hasta situarse a cierre de mes en 17,9 €/MWh y 17,44 €/MWh. El precio de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento el mes próximo, decreció un 38,7%, situándose a cierre de mes en 17,85 €/MWh²⁸.

Asimismo, las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con vencimiento más cercano, considerados en el Cuadro 8, mostraron una tendencia bajista. En particular, los precios de los contratos con vencimiento en marzo de 2017 y segundo trimestre de 2017 descendieron un 3,2% y un 1,6%, respectivamente, hasta situarse en 78,15 €/t y 74 €/t, mientras que la cotización del contrato con liquidación el año 2018 contabilizó un ascenso del 1,2%, situándose a cierre de mes en 67,04 €/t.

Los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia descendente durante el mes de febrero. 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 5,24 €/t CO₂ (-2,2%) y 5,28 €/t CO₂ (-2%), respectivamente.

²⁸ 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

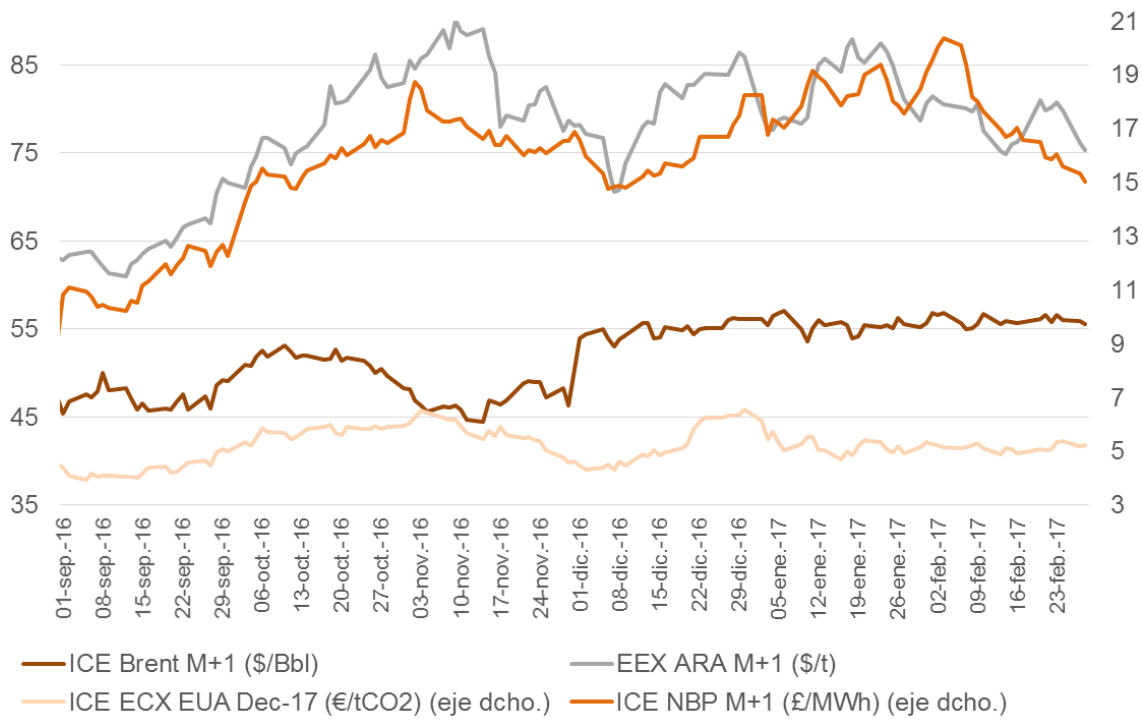
	Cotizaciones en Feb.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Ene.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	28-feb-17	Mín.	Máx.	31-ene-17	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	54,31	54,05	56,30	55,75	53,21	55,89	-2,6%
Brent entrega a un mes	55,59	55,05	56,81	55,70	53,64	57,10	-0,2%
Brent entrega a doce meses	56,65	55,82	57,47	56,43	55,92	58,84	0,4%
Gas natural Europa €/MWh excepto NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	15,10	15,10	20,73	18,87	16,67	19,74	-19,9%
Gas NBP entrega Q2-17	14,33	14,33	16,30	15,96	15,20	16,47	-10,3%
Gas NBP entrega Q3-17	14,04	14,04	15,48	15,16	14,67	15,75	-7,4%
Gas NBP entrega Q4-17	15,92	15,92	17,99	16,72	16,28	17,36	-4,8%
MIBGAS Spot	17,90	17,90	29,16	32,12	28,50	41,87	-44,3%
PVB-ES a un mes	17,85	17,85	26,10	29,10	24,80	33,00	-38,7%
TRS Spot	17,44	17,44	26,90	32,49	25,87	43,10	-46,3%
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón EEX ARA Mar17	78,15	74,90	81,50	80,71	71,10	83,86	-3,2%
Carbón EEX ARA Q2-17	74,00	71,90	77,06	75,20	68,12	78,53	-1,6%
Carbón EEX ARA Cal-18	67,04	65,17	69,34	66,25	61,00	69,54	1,2%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-2017	5,24	4,75	5,39	5,36	4,70	6,14	-2,2%
Dchos. emisión EUA Dic-2018	5,28	4,82	5,43	5,39	4,73	6,18	-2,0%

- 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.

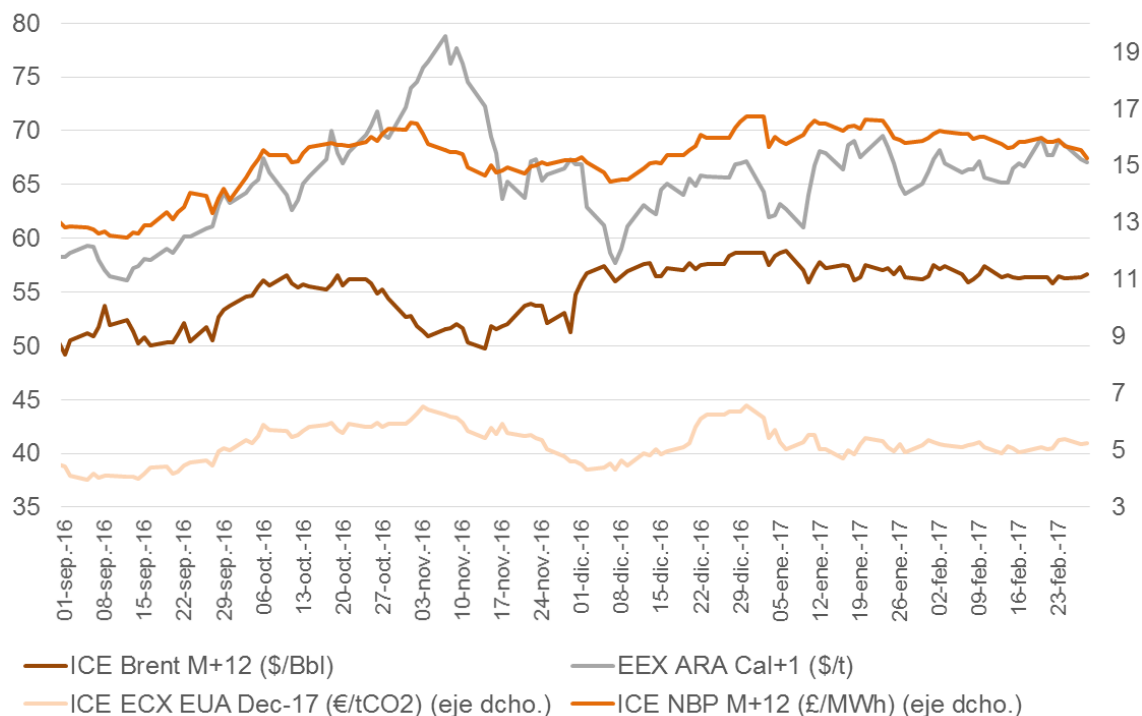
Las tendencias indicadas durante el mes de febrero se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

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 septiembre 2016-28 febrero 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 septiembre 2016-28 febrero 2017



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

Al cierre del mes de febrero de 2017 (28 de febrero), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció ligeramente, situándose en torno a 1,06 \$/€ frente a 1,08 \$/€ al final del mes anterior. Por otro lado, el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro se apreció también ligeramente, situándose en 0,85 £/€ frente a 0,86 £/€ al final del mes anterior.

La OPEP acordó en Viena, el 30 de noviembre, 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. Si bien en febrero se ha cumplido con la reducción de producción acordada (en un 94% entre los miembros de la OPEP, según Reuters), existe gran incertidumbre sobre que se mantenga la disciplina entre los participantes de ese acuerdo, especialmente en el caso de Rusia. Además los productores de petróleo en EE.UU mediante técnicas no convencionales (fracking), van a aumentar su producción en el mes de marzo (la mayor en los últimos seis meses) debido a la progresiva recuperación del precio del Brent. En este contexto, tanto los precios spot como las cotizaciones a plazo

descendieron ligeramente con respecto a las del mes anterior, excepto la del contrato con entrega a doce meses.

El precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) descendió por la disminución de la demanda (debido a las temperaturas más elevadas de las esperadas) y el aumento de la importación de gas de Rusia, mientras que las referencias a más largo plazo también disminuyeron ante la expectativa de exceso de oferta de GNL²⁹. Entre los factores que contribuyeron al descenso en las cotizaciones de los contratos a más corto plazo sobre carbón EEX ARA se encuentra los planes del gobierno chino de forzar a diversos generadores de electricidad de cambiar carbón por gas natural como fuente de energía utilizada y la presión a la baja ejercida por los precios del gas.

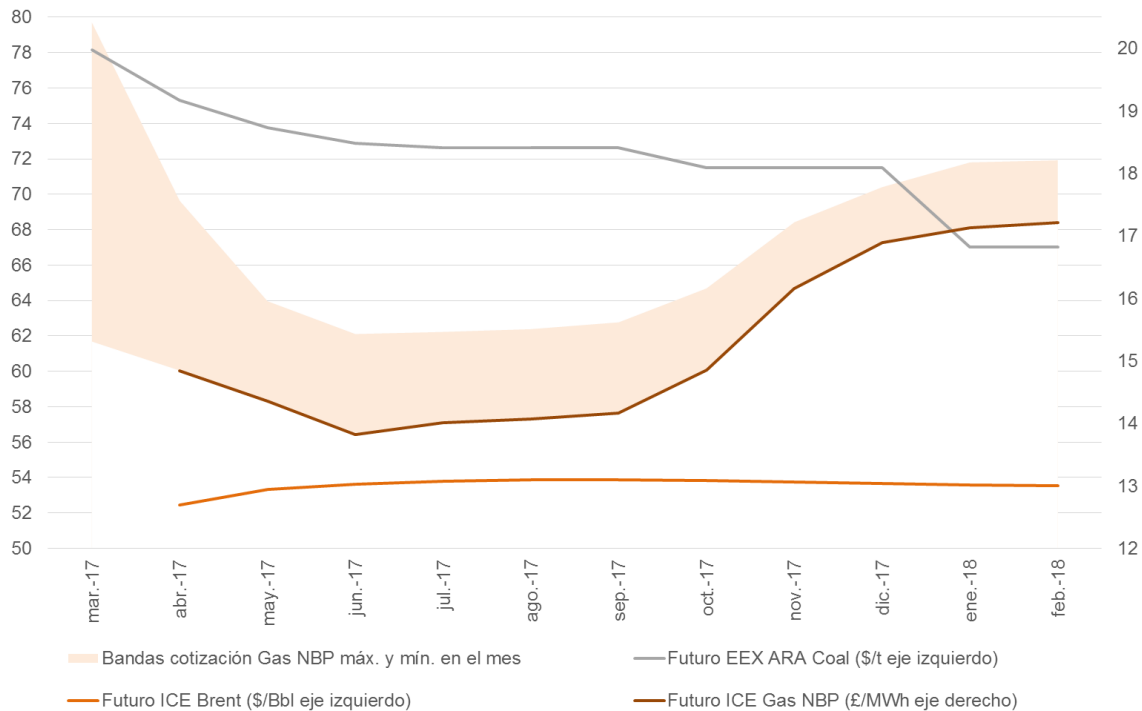
Al cierre del mes de febrero (28 de febrero) la curva a plazo del Brent muestra una situación de estabilidad a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25). Por el contrario, la curva a plazo del gas natural (NBP) muestra una tendencia descendente, con un cambio de tendencia a partir de junio de 2017 (especialmente ascendente en el último trimestre de 2017).

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 febrero. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 1,72 €/MWh (1,3 €/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 febrero de 2017 entre un máximo de 78,15 \$/t, en marzo de 2017, y un mínimo de 67,04 \$/t, en enero y febrero de 2018.

²⁹ Los comentarios explicativos de las tendencias en el precio de los combustibles se han basado en las siguientes fuentes: crudo Brent (página web Energy Market Price), gas natural en Reino Unido (informe de Platts “Power In Europe”), carbón (informe de Platts “Power In Europe”) y derechos de emisión (informe “W2M-Imenergia”).

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles, a 28 de febrero 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 Q2-17 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 febrero de 2015 y febrero de 2017. En el mes de febrero de 2017 el precio spot medio mensual se situó en 51,74 €/MWh³⁰, un 27,6% inferior al precio spot medio mensual

³⁰ En febrero de 2017 el precio spot medio portugués se situó en 51,39 €/MWh, un 0,35 €/MWh inferior al precio spot medio español (51,74 €/MWh). En enero y febrero de 2017, ha existido un precio diferente en 158 horas de un total de 1.416 horas (11,2% del total de las horas de enero y febrero de 2017). En 2016 se produjo convergencia de precios entre España y Portugal en 8.064 horas de las 8.784 horas totales (diferencial promedio negativo de -0,23 €/MWh). Así, sólo en 720 horas (8,2% del total de las horas de 2016) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España.

registrado en el mes anterior (71,49 €/MWh), y un 88,2% superior al precio spot medio registrado en febrero de 2016 (27,5 €/MWh).

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



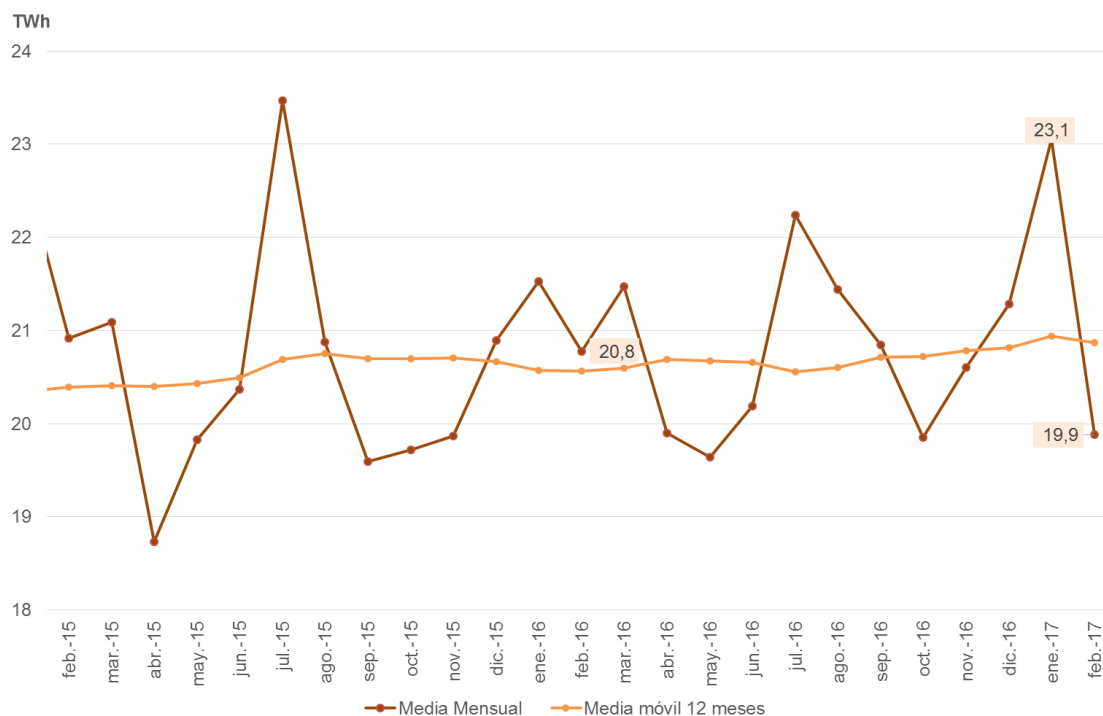
Fuente: OMIE.

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

En el mes de febrero, la demanda se cifró en 19,9 TWh, un 13,8% inferior al valor registrado en el mes anterior (23,1 TWh), y un 4,3% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,8 TWh en febrero de 2016). En el mes de febrero de 2017, la demanda fue un 4,7% inferior a la media móvil anual (20,9 TWh).³¹

³¹ Nótese que el mes de febrero de 2017 ha tenido 28 días naturales mientras que enero de 2017 y febrero de 2016 tuvieron 31 y 29 días, respectivamente, por lo que es de esperar una demanda mensual inferior en aquel mes.

Gráfico 27. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: febrero de 2015 a febrero 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 febrero de 2016, enero y febrero 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 febrero de 2017 destacó, con respecto al mes anterior, el descenso de la generación térmica convencional, tanto de carbón como de ciclos combinados (4,86 TWh en febrero frente a 8,12 TWh en enero; un descenso de un 40,1%). Dentro de las fuentes de energía renovable, la eólica y la solar fotovoltaica fueron las únicas tecnologías que incrementaron su producción respecto al mes anterior (+1,9% y +4,9%; respectivamente). Asimismo, cabe destacar el cambio de signo en el saldo de intercambios internacionales, pasando de ser exportador a ser importador (de -0,53 TWh a 0,53 TWh).

El descenso del precio de mercado spot en el mes de febrero (-19,75 €/MWh respecto al registrado en enero) se debió tanto al descenso de la demanda media horaria de transporte (-4,5%) como al aumento de la cuota de la demanda cubierta con energía procedente de fuentes de origen renovable (39,8% en febrero frente a 34,8% en enero), lo que provocó una disminución de la generación térmica convencional. Asimismo, cabe mencionar que el precio del mes de enero había sido inusualmente elevado, siendo el más elevado de los últimos años.

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

	feb-17	ene-17	feb-16	% Var. feb-17 vs. ene-17	% Var. feb-17 vs. feb-16	2016	2016 % Total Demanda transporte	2017	2017 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,17	2,32	4,48	-6,6%	-51,6%	39,00	15,6%	4,49	10,5%
Nuclear	4,76	5,28	3,96	-9,8%	20,1%	56,11	22,5%	10,04	23,4%
Carbón	3,35	5,18	1,74	-35,3%	92,2%	34,99	14,0%	8,53	19,9%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	1,51	2,94	1,25	-48,6%	20,6%	25,52	10,2%	4,45	10,4%
Eólica	4,87	4,78	6,10	1,9%	-20,2%	47,52	19,0%	9,65	22,5%
Solar fotovoltaica	0,45	0,43	0,47	4,9%	-3,8%	7,56	3,0%	0,88	2,1%
Solar térmica	0,12	0,15	0,15	-17,0%	-19,1%	5,27	2,1%	0,27	0,6%
Otras renovables ⁽²⁾	0,30	0,34	0,32	-11,0%	-5,3%	3,72	1,5%	0,64	1,5%
Cogeneración	2,10	2,43	1,95	-13,6%	7,7%	25,70	10,3%	4,52	10,5%
Residuos	0,25	0,29	0,22	-13,5%	15,0%	3,05	1,2%	0,54	1,3%
Total Generación	19,87	24,12	20,64	-17,6%	-3,8%	248,47	99,5%	43,99	102,5%
Consumo en bombeo	-0,45	-0,44	-0,73	3,0%	-37,8%	-4,94	-2,0%	-0,89	-2,1%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,06	-0,10	-0,09	-36,4%	-31,2%	-1,24	-0,5%	-0,16	-0,4%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,53	-0,53	0,95	-200,2%	-44,4%	7,50	3,0%	0,00	0,0%
Total Demanda transporte	19,88	23,05	20,78	-13,8%	-4,3%	249,78	100,0%	42,94	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.

