



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



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

16 de febrero 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	14
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	17
2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	18
3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	25
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	25
3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	26
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 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)	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 enero de 2017, en un contexto ascendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior (+18,2%), las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica, excepto las de los contratos anuales con liquidación en el año 2018 y 2019, también ascendieron.

En particular, las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en febrero, marzo y abril de 2017 aumentaron un 5,2%, 6% y 7,8%, respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2017, y primero de 2018 se incrementaron un 6,7%, 4,1%, 3,2% y 4,4%, respectivamente, 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 €/MWh el Q2-17, en 48,65 €/MWh el Q3-17, en 46,45 €/MWh el Q4-17 y en 46,87 €/MWh el Q1-18.

Las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en el año 2018 y 2019 descendieron un 2,7% y 6,1%, respectivamente, en relación a las registradas en el mes anterior y se situaron a cierre de mes (31 de enero) en 43 €/MWh y 42,35 €/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.

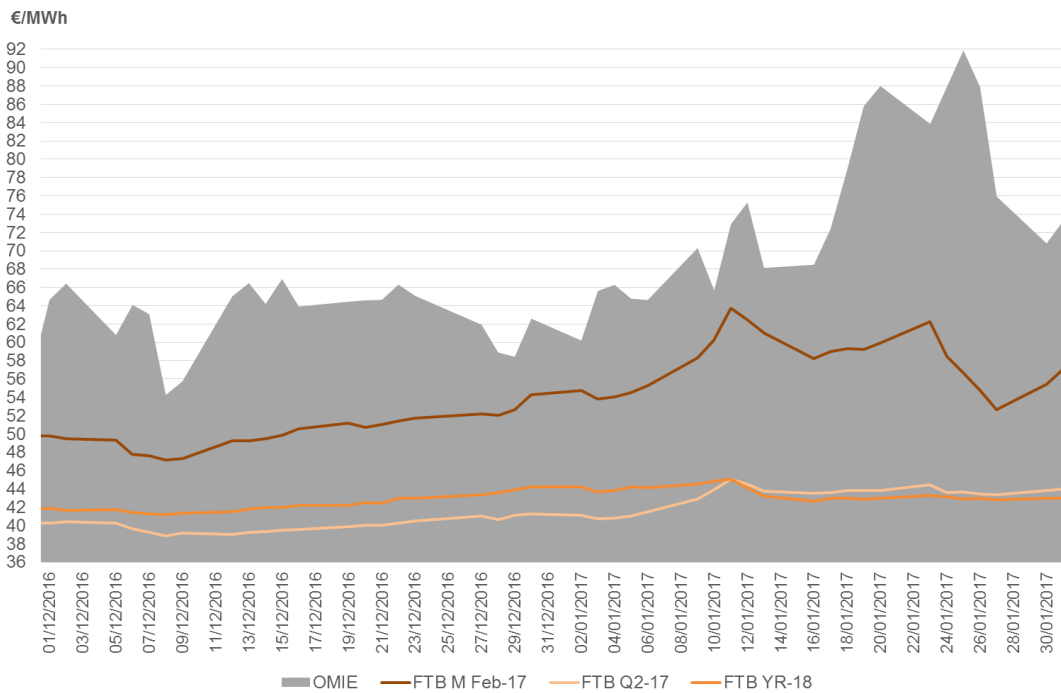
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE ENERO DE 2017				MES DE DICIEMBRE DE 2016				% Δ Últ. Cotiz. ene-17 vs. dic-16
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Feb-17	57,08	63,75	52,68	57,79	54,25	54,25	47,16	50,20	5,2%
FTB M Mar-17	48,50	50,55	44,00	47,60	45,75	45,75	40,76	42,93	6,0%
FTB M Apr-17	40,14	40,50	36,72	38,79	37,22	37,22	31,38	32,99	7,8%
FTB Q2-17	44,00	45,10	40,70	43,19	41,25	41,25	38,90	39,97	6,7%
FTB Q3-17	48,65	49,67	46,53	48,30	46,75	46,75	43,36	45,21	4,1%
FTB Q4-17	46,45	47,90	44,60	46,35	45,00	45,00	41,94	43,43	3,2%
FTB Q1-18	46,87	47,00	44,39	45,74	44,90	44,90	41,87	42,97	4,4%
FTB YR-18	43,00	45,03	42,68	43,52	44,20	44,20	41,20	42,29	-2,7%
FTB YR-19	42,35	45,13	42,19	42,89	45,08	45,08	41,45	42,72	-6,1%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de enero a 31/01/2017 y cotizaciones de diciembre a 30/12/2016.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

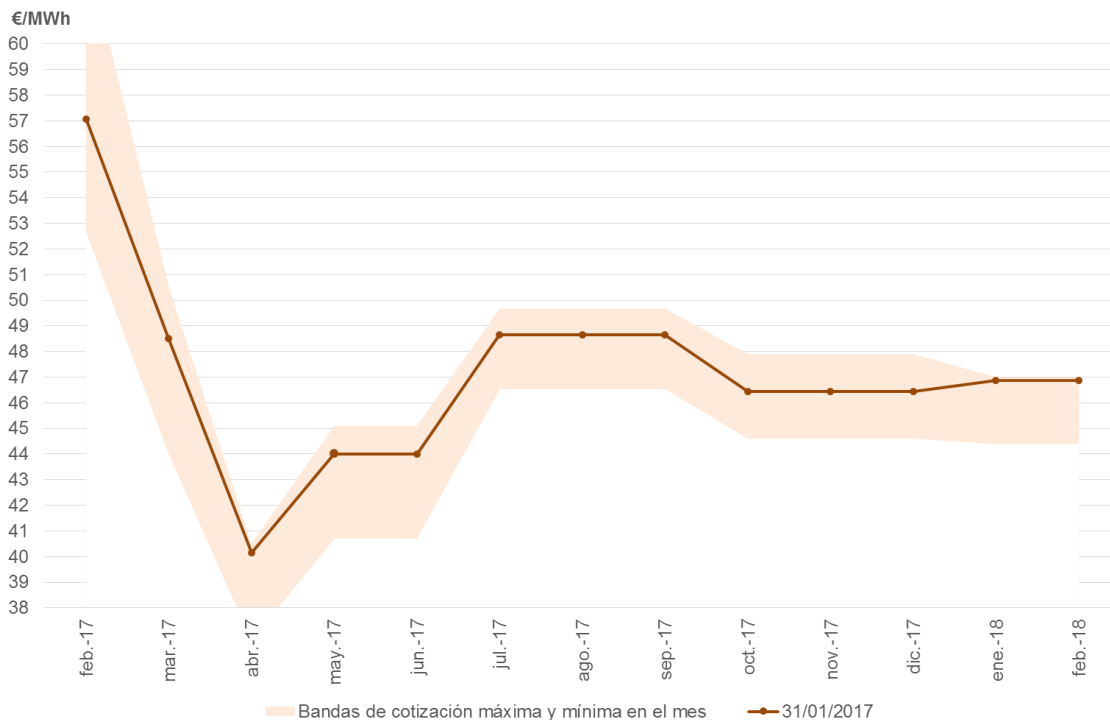
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de diciembre de 2016 – 31 de enero de 2017**



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 enero de 2017. Se observa, una tendencia descendente de la curva a plazo (curva en “backwardation”²) hasta el horizonte abril de 2017 y ascendente hasta el horizonte tercer trimestre de 2017.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de enero, el precio medio del mercado diario (71,49 €/MWh) aumentó un 18,2% respecto al registrado en el mes anterior (60,49 €/MWh).

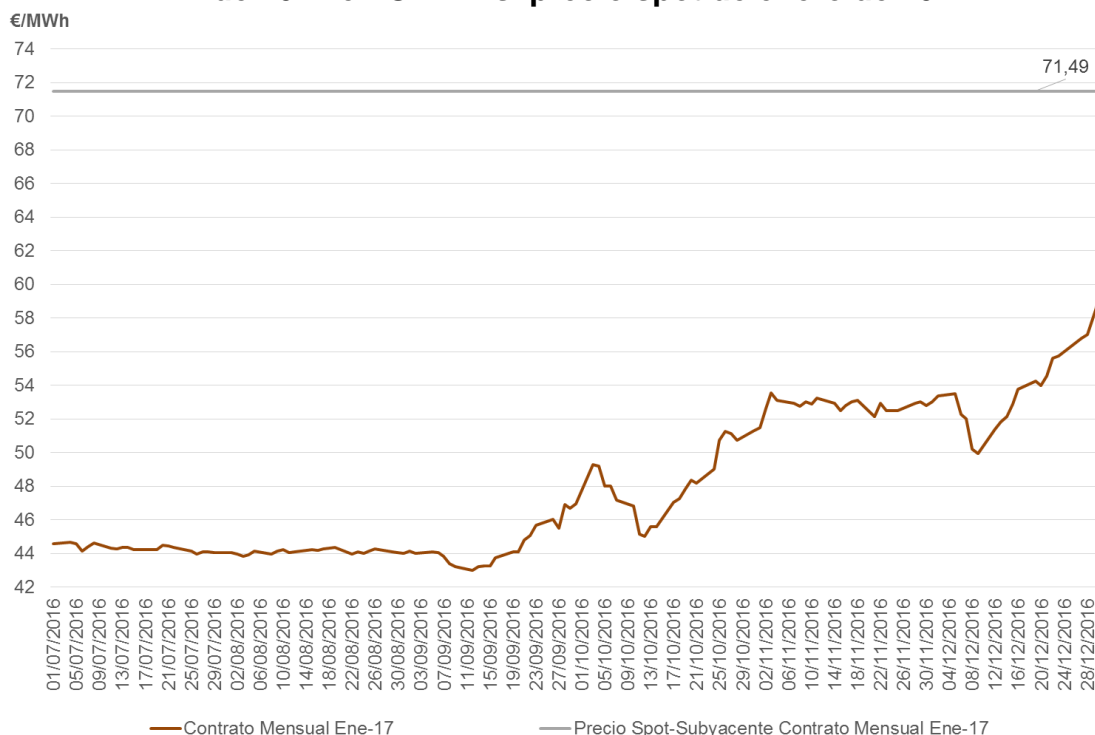
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en enero de 2017 (30 de diciembre de 2016) anticipaba un precio medio del mercado diario de 59 €/MWh para dicho mes, un 17,5% inferior al precio spot finalmente registrado (71,49 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP³, se alcanzaron respectivamente el 30 de diciembre de 2016 (máxima de 59 €/MWh) y el 12 de septiembre de 2016 (mínima de 42,98 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 16,02

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

³ Del 1 de julio al 30 de diciembre de 2016.

€/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post⁴ del contrato mensual de enero de 2017 fueron negativas durante todo el horizonte de cotización del contrato mensual de enero de 2017. Por ello las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) durante todo el periodo de cotización del contrato considerado.

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



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

Para el mes de febrero de 2017, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 31 de enero), anticipa un precio medio del mercado diario de 57,08 €/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 enero 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 enero 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

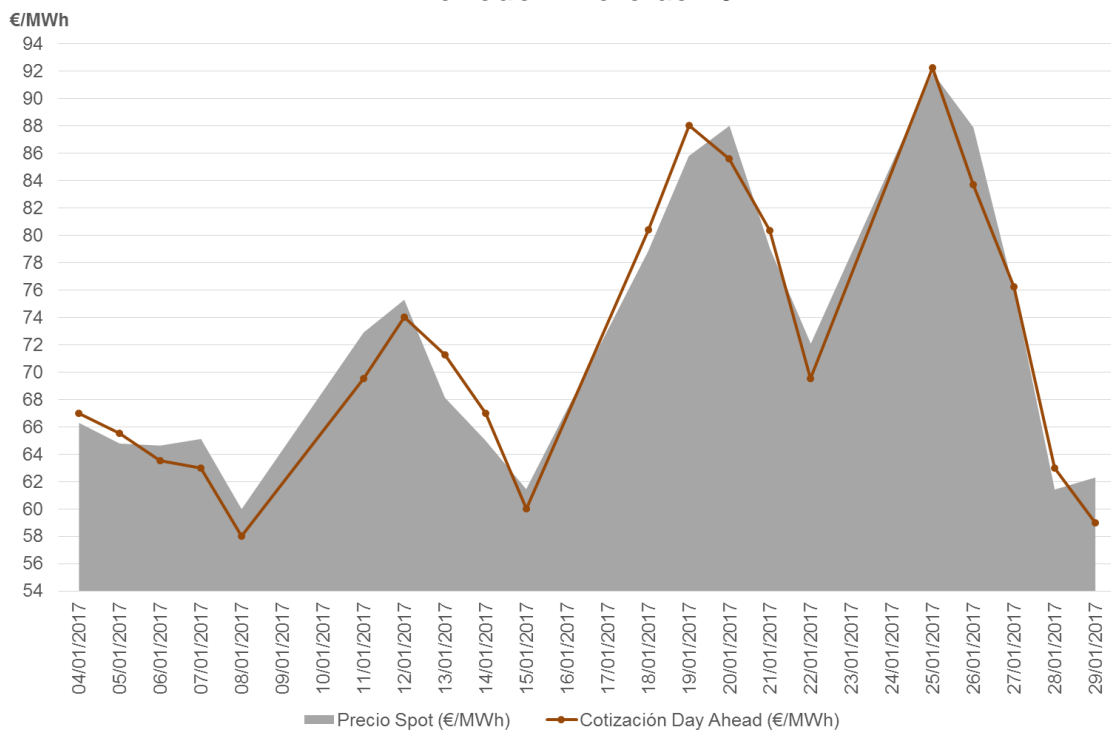
⁴ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en enero de 2017 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en enero de 2017.

liquidación⁵) ascendió a 72,33 €/MWh, 0,5 €/MWh superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en enero de 2017 (71,84 €/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 enero de 2017 fue negativa (-0,5 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

Por su parte, la mayor prima de riesgo ex post en enero de 2017 se registró el día 26 y se situó en -4,2 €/MWh.

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

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 EEX⁶– 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 diciembre de 2016 y enero de 2017⁷.

En el mes de enero de 2017 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 12,8 TWh, un 21,2% inferior al volumen registrado el mes anterior (16,2 TWh), y un 34,8% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (19,6 TWh).

El volumen negociado en OMIP en enero de 2017 representó el 4,3% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al

⁶ 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.

⁷ 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.

5,4% en diciembre de 2016. 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 de 2017 (12,8 TWh) representó el 55,4% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (23,1 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 enero 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 EEX⁸) se situó en 7,2 TWh (34,8% inferior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en enero de 2017 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 61,1%. En enero de 2016 dicho porcentaje fue superior (66,3%), al igual que el porcentaje para el conjunto de 2016 (73,6%).

⁸ 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.

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 enero 2017	Mes anterior diciembre 2016	% Variación	Acumulado 2017	Total 2016
OMIP	544	877	-38,0%	544	19.539
EEX	418	429	-2,6%	418	7.294
OTC	11.809	14.911	-20,8%	11.809	169.686
OTC registrado y compensado**:	7.219	11.069	-34,8%	7.219	124.816
<i>OMIClear</i>	1.934	3.134	-38,3%	1.934	36.448
<i>BME Clearing</i>	1.607	1.637	-1,8%	1.607	24.075
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	3.678	6.299	-41,6%	3.678	64.293
Total (OMIP, EEX y OTC)	12.772	16.217	-21,2%	12.772	196.519

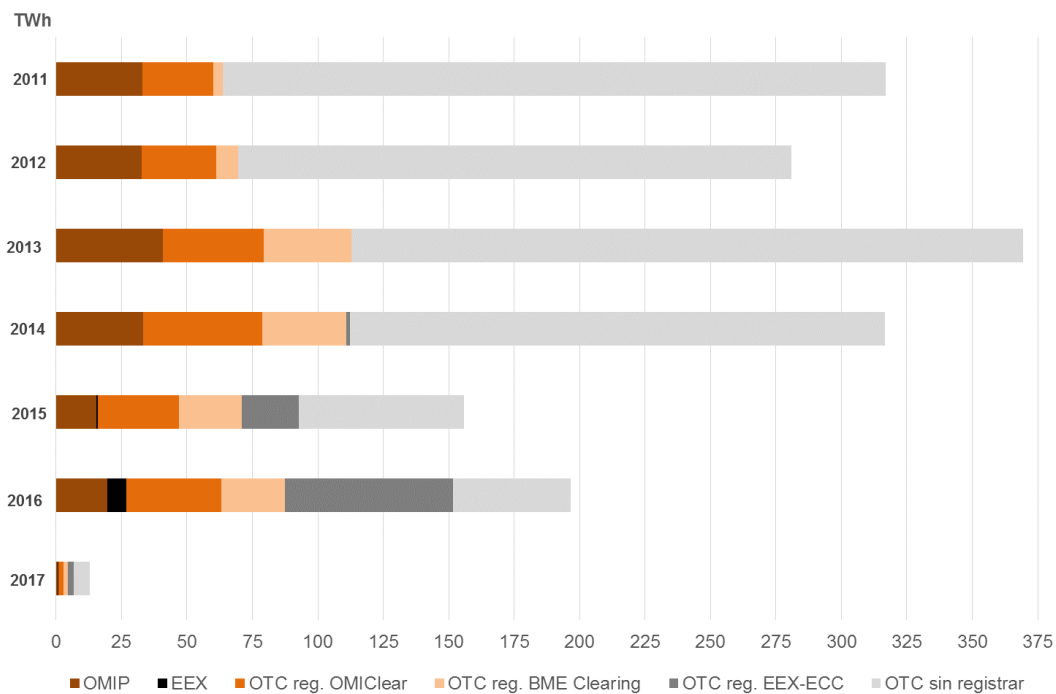
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

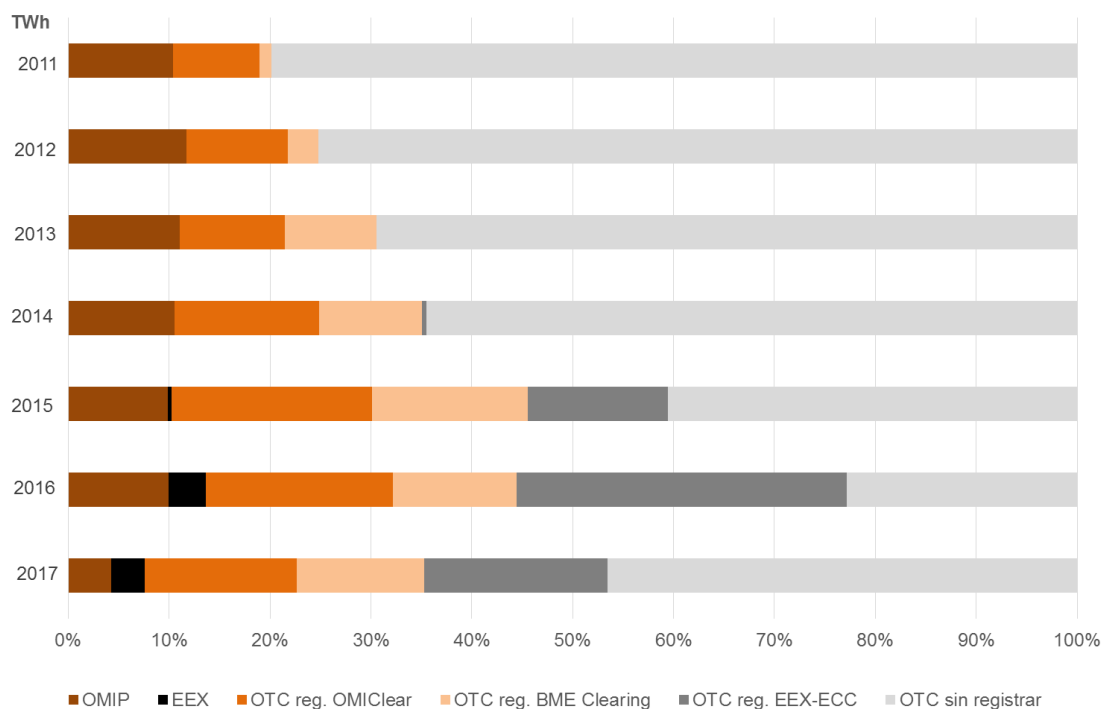
En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de enero de 2017, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado 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 enero de 2017



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

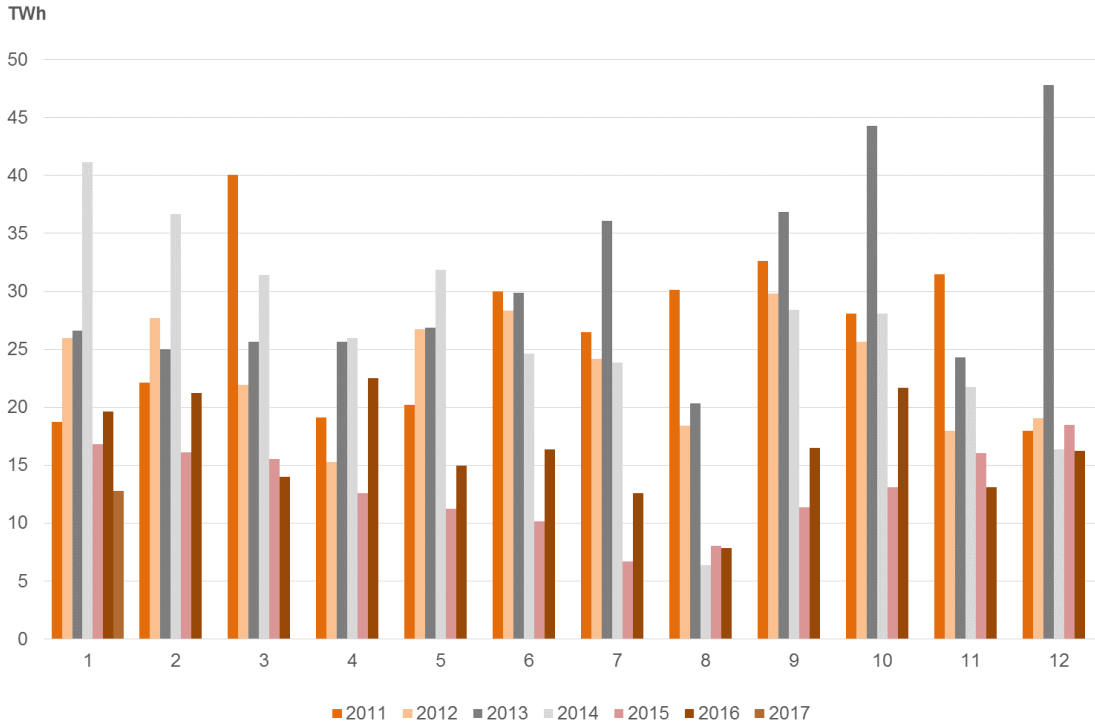
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2011 a enero de 2017



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 enero de 2017. En el mes de enero de 2017 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 12,8 TWh, un 34,8% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (19,6 TWh en enero de 2016).

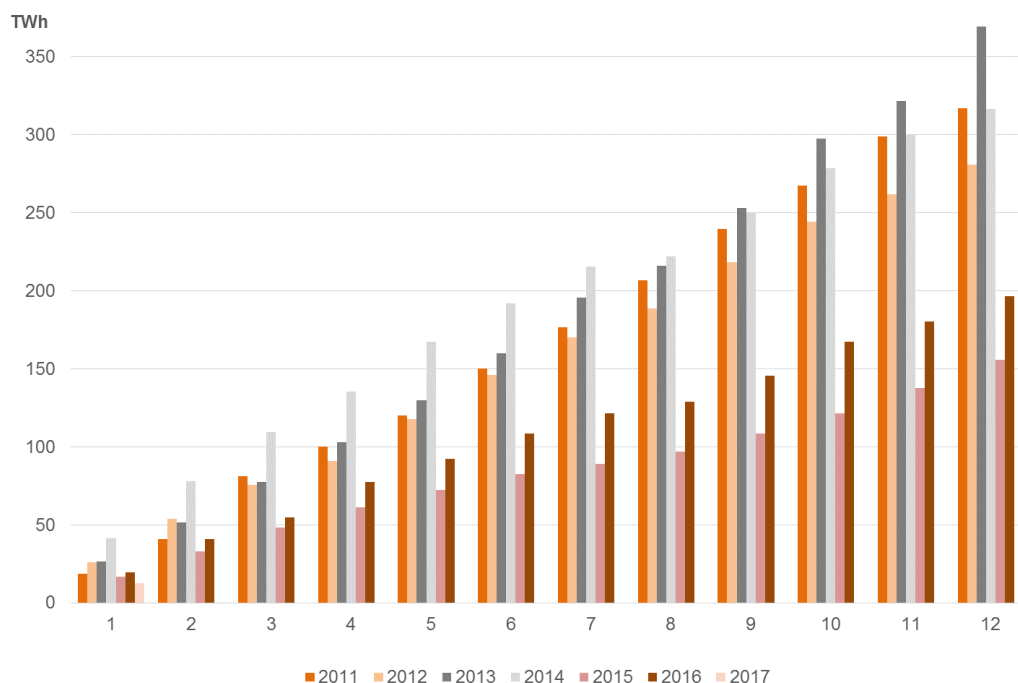
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a enero de 2017



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.

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a enero 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 diciembre de 2016 y enero 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 enero de 2015 y enero 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 enero 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 84,9% (10,8 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue superior (93,3%; 15,1 TWh).

Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 15,1% (1,9 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de

negociación inferior (6,7%; 1,1 TWh). En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en enero de 2017 a 2.590 MW (8,4% de la demanda horaria media de dicho mes, 30.987 MW).

En enero de 2017 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos trimestrales, con el 48,7% (5,3 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (10,8 TWh)⁹. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación mensual, con el 37 % (4 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo. El volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista, Cal+2, ascendió aproximadamente a 0,2 TWh, el 13% de los contratos anuales negociados y 1,6% del volumen total negociado. Asimismo, en este mes no se ha negociado el contrato con vencimiento a dos años vista, Cal+3.

El contrato de corto plazo más negociado en enero fue el contrato con liquidación semanal con el 50,2% (1 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,9 TWh)¹⁰, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 39,5% (0,8 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)

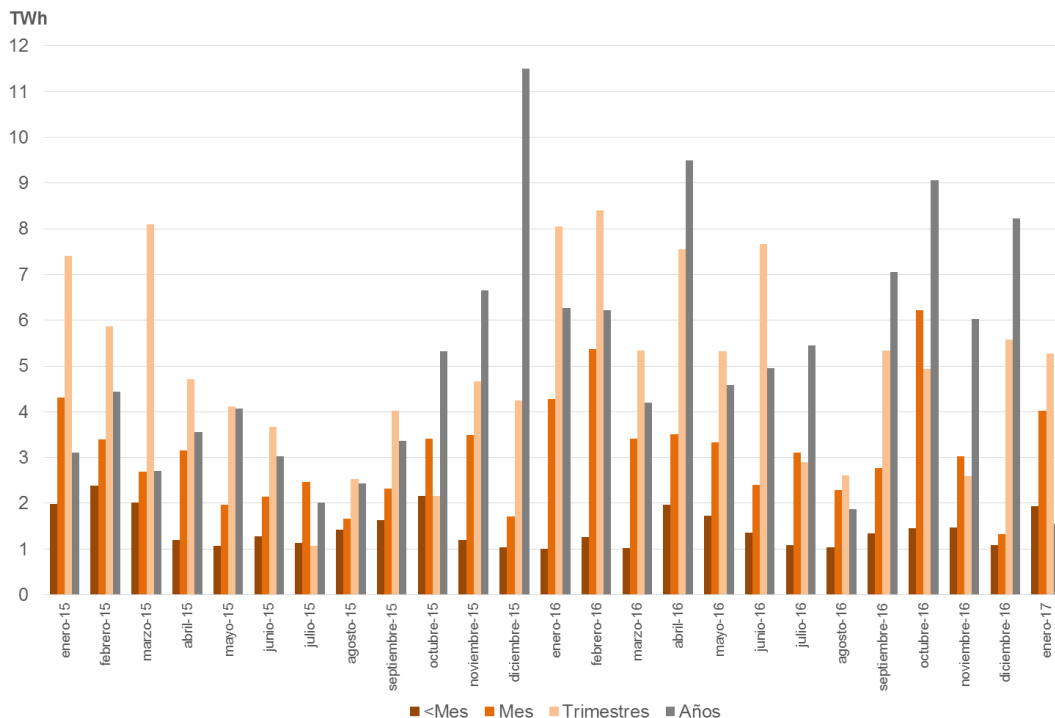
Tipo de contrato	Mes actual ene-17	Mes anterior dic-16	% Variación	Total 2017	% Total 2017	Total 2016	% Total 2016
Diario	761	566	34,5%	761	39,5%	6.927	43,9%
Fin de semana	198	109	80,7%	198	10,3%	1.550	9,8%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	6	0,04%
Semana	968	405	139,0%	968	50,2%	7.313	46,3%
Total Corto Plazo	1.927	1.080	78,4%	1.927	15,1%	15.797	13,8%
Mensual	4.014	1.327	202,4%	4.014	37,0%	32.762	33,1%
Trimestral	5.280	5.576	-5,3%	5.280	48,7%	52.258	52,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	281	0,3%
Anual	1.551	8.234	-81,2%	1.551	14,3%	13.674	13,8%
Total Largo Plazo	10.845	15.137	-28,4%	10.845	84,9%	98.976	86,2%
Total	12.772	16.217	-21,2%	12.772	100%	114.772	100%

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

⁹ En el mes de diciembre de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (36,8%; 5,6 TWh).

¹⁰ En el mes de diciembre de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (37,5%; 0,4 TWh).

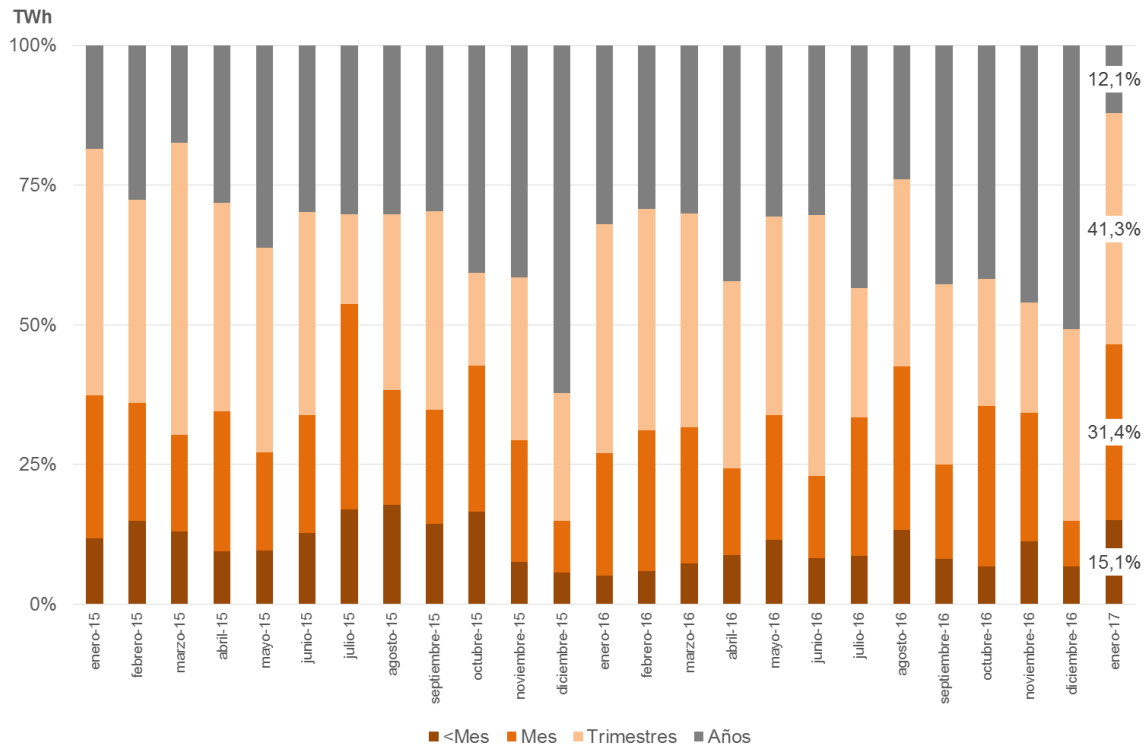
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: enero de 2015 a enero de 2017



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: enero de 2015 a enero 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.

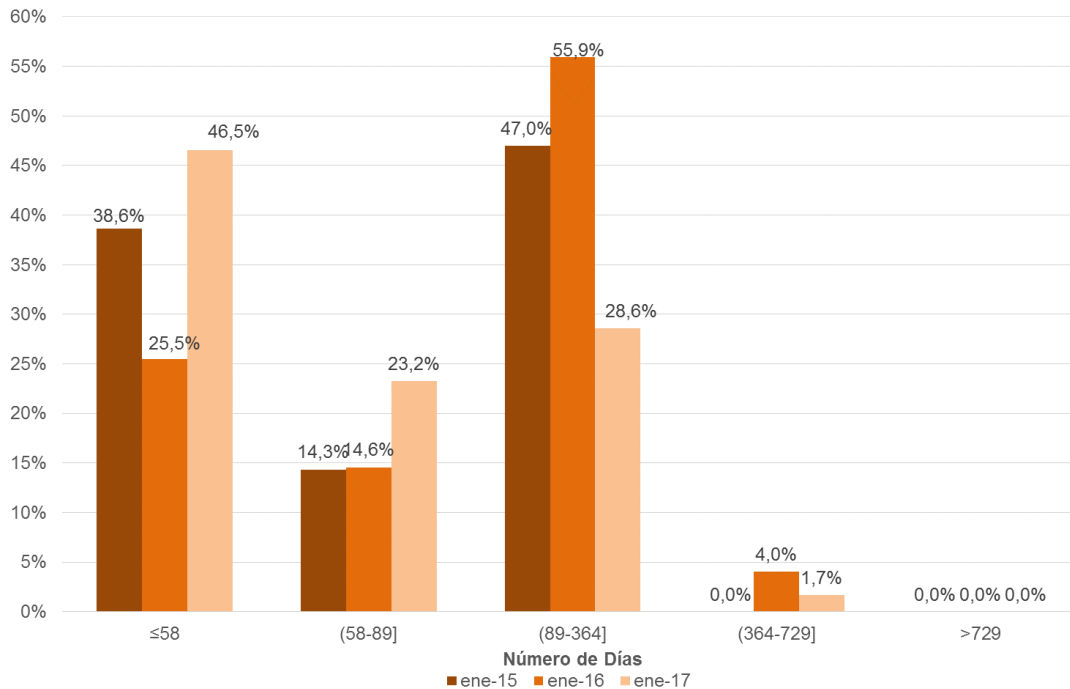
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 enero 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 69,7% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de enero de 2017 (en energía) iniciarán su liquidación en febrero, marzo y abril de 2017, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes del año 2016 (40%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista, negociados en enero de 2017, ascendió a 0,2 TWh, el 1,7% del volumen total de contratos negociados en dicho mes, mientras que en enero de 2016 dicho porcentaje fue superior (4%). Por otro lado, no ha habido negociación del contrato anual con vencimiento a tres años vista Cal+3, no habiendo sido negociado tampoco ese contrato en enero de 2016.

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 31 de enero de 2017, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en enero de 2017¹¹ se situó en torno a 14.511 GWh, un 15,2% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en diciembre de 2016 (17.122 GWh), y un 65% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en enero de 2016 (8.796 GWh).

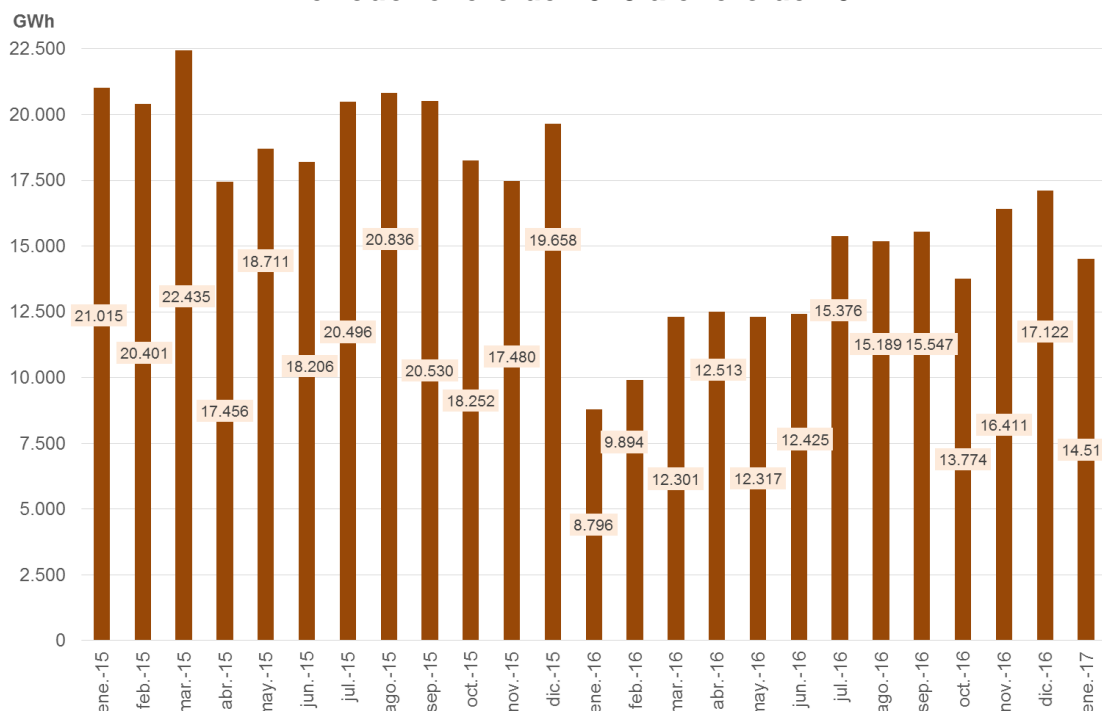
Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en enero de 2017, el 86,7% (12.584 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual ene-17, trimestral Q1-17 y

¹¹ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en enero de 2017: mensual ene-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 enero de 2017, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

anual 2017), mientras que el 13,3% restante (1.927 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 enero de 2017 (14.511 GWh) representó el 62,9% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (23.054 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: enero de 2015 a enero 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 liquidación¹². El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en enero de 2017 (ene-17, Q1-17 y anual 2017) se situó en torno a 16.914 MW, un 21,6% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de diciembre de 2016 (21.561 MW) y un 61,6% superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de enero de 2016 (10.465 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con

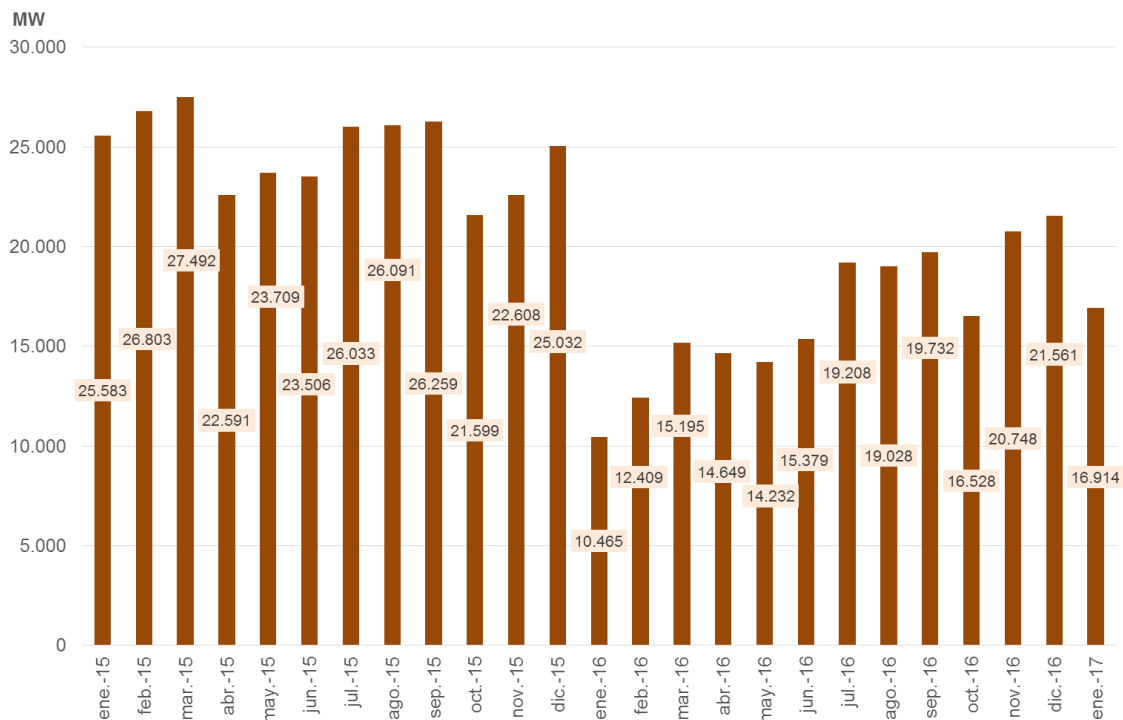
¹² Contratos que se liquidan todos los días del mes.

liquidación en todos los días de enero de 2017 (16.914 MW) representó el 58,5% de la demanda horaria media de dicho mes (30.987 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de enero de 2017 (16.914 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 13.528 MW (80% del volumen total). El 31,1% (5.266 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear¹³ (véase Gráfico 14), el 12,4% (2.095 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 36,5% (6.167 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo¹⁴ 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.

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

¹³ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

¹⁴ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

Posición abierta en OMIClear

La página web de OMIP¹⁵ 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.

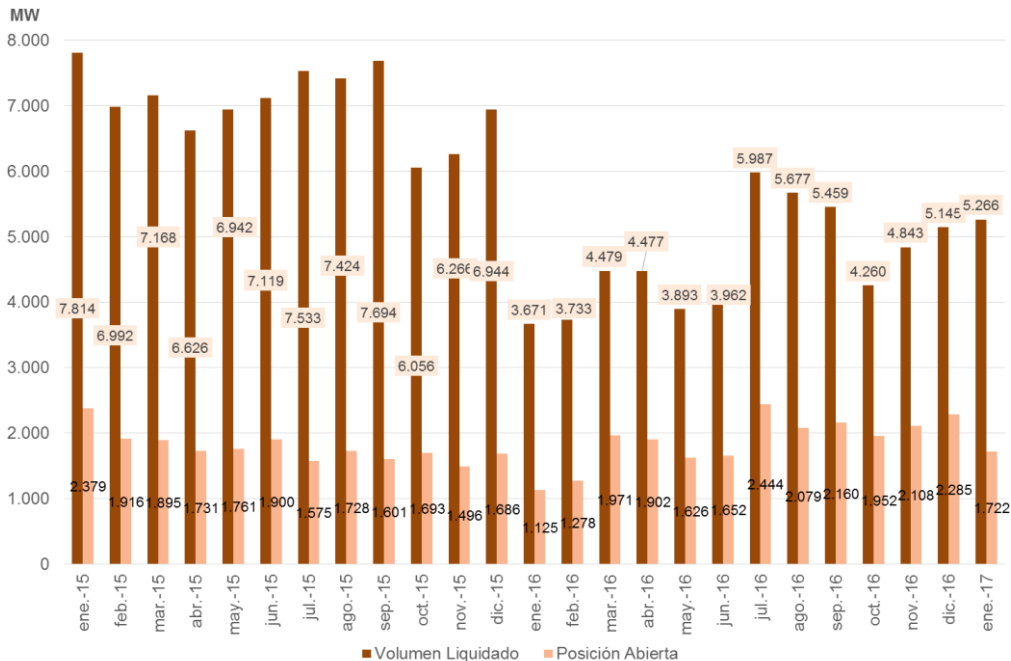
En este sentido, de los 5.266 MW con liquidación en enero de 2017 que se registraron en OMIClear, el 67,3% (3.544 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 32,7% restante (1.722 MW) quedaron abiertas¹⁶ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 67,3% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁷ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en enero de 2017. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2016 ascendió al 40,5%.

¹⁵ <http://www.omip.pt/>

¹⁶ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

¹⁷ 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 abierta¹⁸ (MW)*
Periodo: enero de 2015 a enero 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 Clearing¹⁹, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

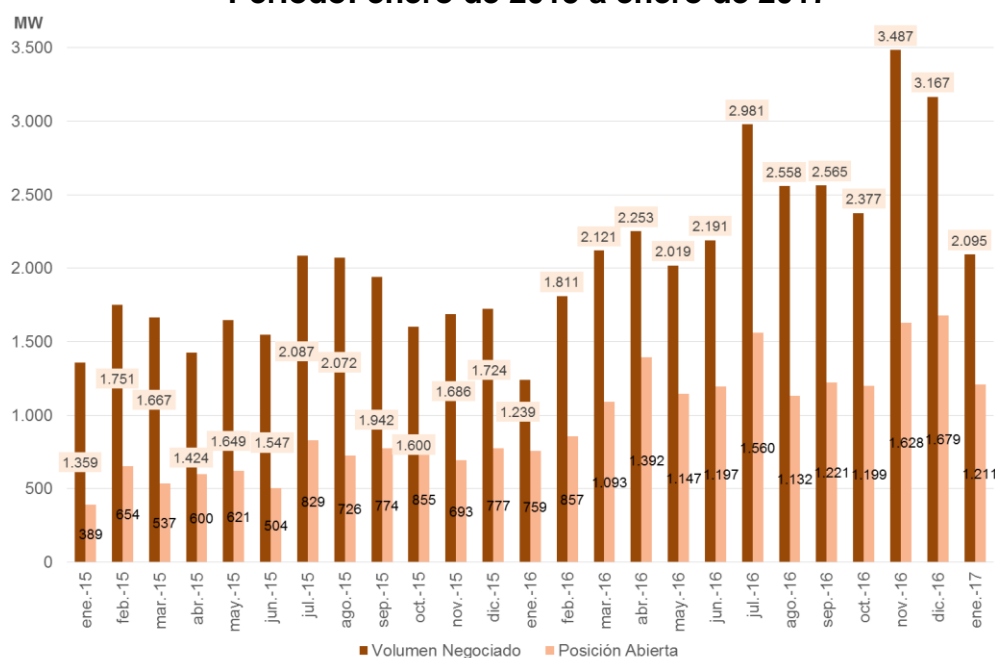
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en enero de 2017 (16.914 MW), el 12,4% (2.095 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 42,2% (884 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 57,8% restante (1.211 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición

¹⁸ 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.

¹⁹ Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

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 abierta²⁰ (MW)*
Periodo: enero de 2015 a enero 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-ECC²¹, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

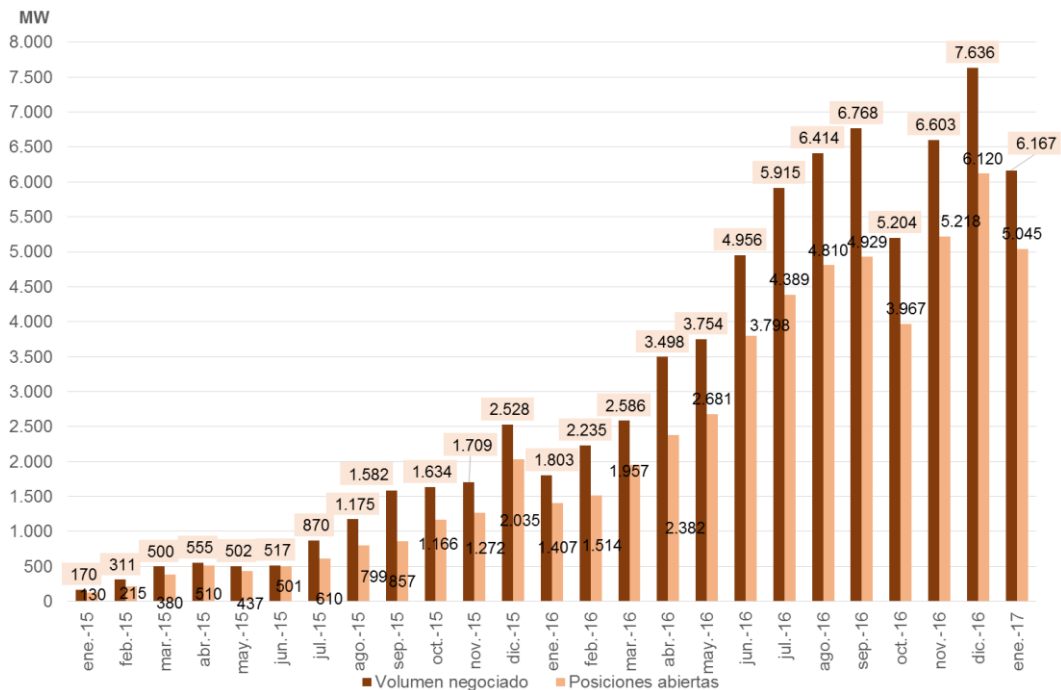
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en enero de 2017 (16.914

²⁰ 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.

²¹ Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

MW), el 36,5% (6.167 MW) se registró en EEX-ECC, siendo dicho porcentaje superior al registrado en OMIClear. De dichas posiciones registradas en ECC, el 18,2% (1.122 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 81,8% restante (5.045 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 abierta²² (MW)*
Periodo: enero de 2015 a enero 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 abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

²² 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.

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

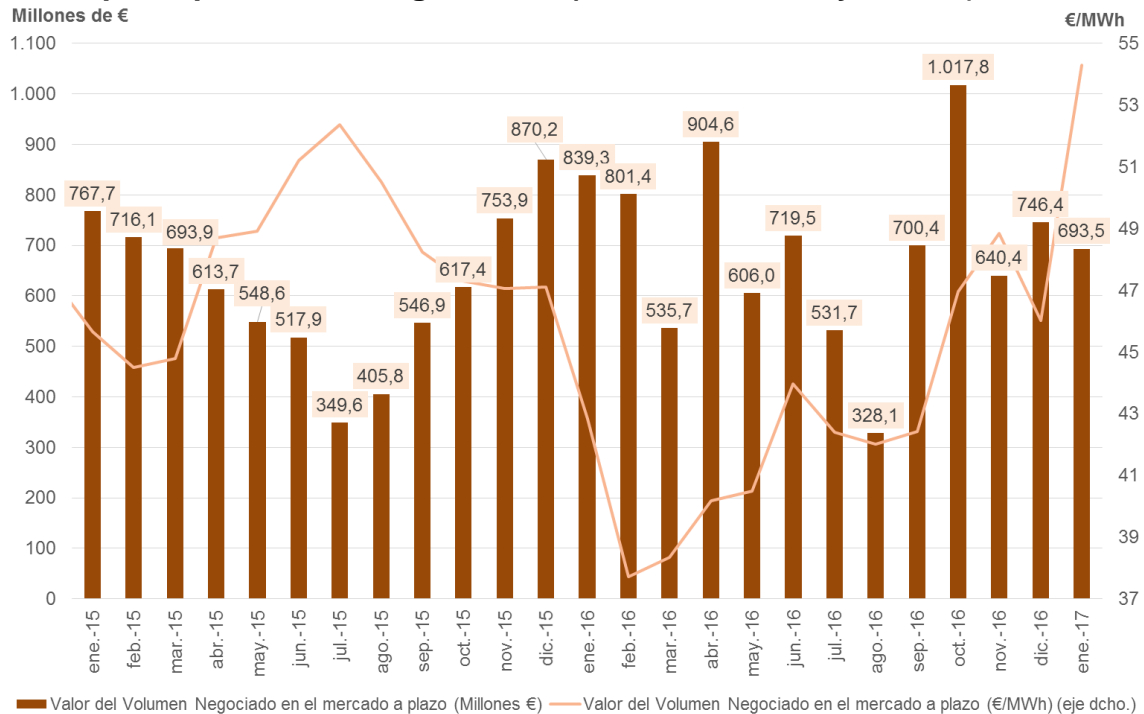
A continuación se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX²³– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra 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 enero de 2017 de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (12,8 TWh) fue de 693,5 millones de euros, inferior en un 7,1% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (746,4 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en enero de 2017 en dichos mercados fue 54,30 €/MWh, un 18% superior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (46,02 €/MWh) (véase Gráfico 17).

²³ 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 enero de 2017²⁴ (14.511 GWh), bajo el supuesto

²⁴ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en enero de 2017: mensual ene-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 enero de 2017, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

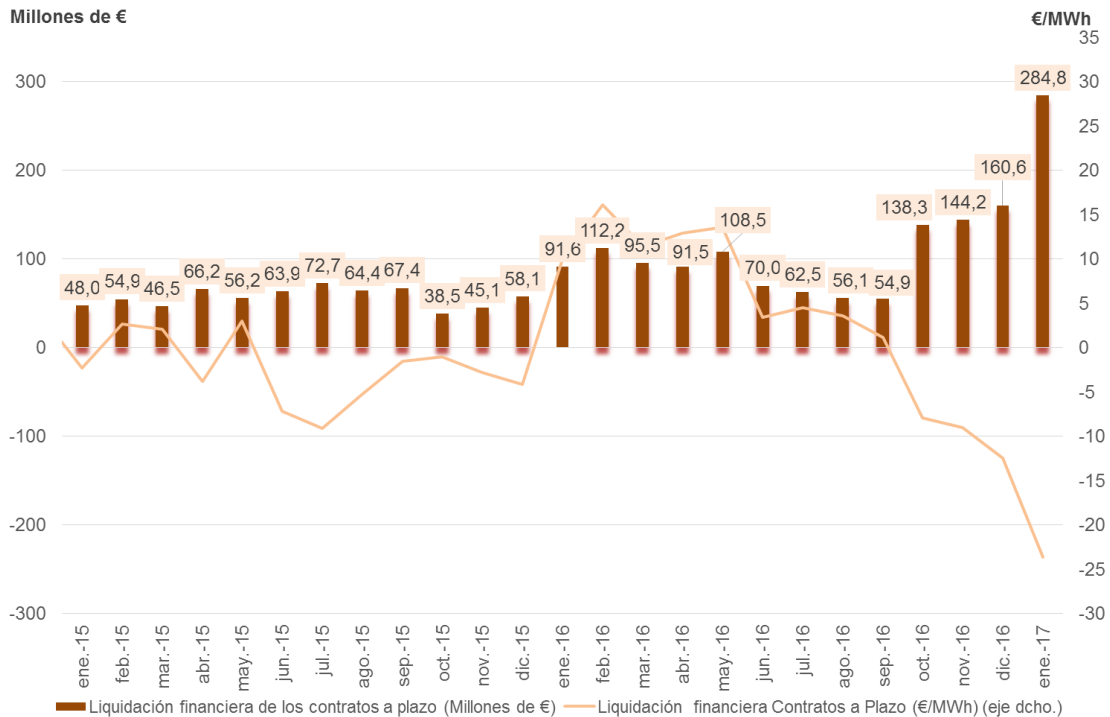
anterior, ascendería a 284,8 millones de €²⁵; superior en un 77,3% (160,6 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en diciembre de 2016 negociados en dichos mercados (17.122 GWh).

El precio medio de los contratos que se liquidaron en enero de 2017, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 47,79 €/MWh, inferior en 23,59 €/MWh al precio medio mensual en el mercado diario en el mes de enero (71,38 €/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 enero de 2017 (mensual ene-17, trimestral Q1-17, anual YR-17), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 45,51 €/MWh, inferior en 25,98 €/MWh al precio medio mensual en el mercado diario en el mes de enero (71,49 €/MWh). En diciembre de 2016, el diferencial entre el precio medio ponderado de los contratos que se liquidaron en dicho mes (mensual dic-16, trimestral Q4-16, anual YR-16) y el precio medio mensual en el mercado diario fue inferior (9,85 €/MWh).
- El diferencial entre el precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) liquidados en enero de 2017 y el precio spot fue inferior (8 €/MWh). En diciembre de 2016, 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 (2,36 €/MWh).

²⁵ 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.

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 enero de 2017, las cotizaciones a plazo con

subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en el mercado alemán para todos los contratos considerados. Asimismo, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en el mercado francés para los contratos con liquidación en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2017, así como para el contrato anual con liquidación en el año 2018. Sin embargo, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles inferiores a las registradas en el mercado francés para los contratos con liquidación a más corto plazo (febrero y marzo de 2017).

En particular, las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica con subyacente el precio español (excepto el contrato con liquidación en el año 2018) ascendieron respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto también ascendente del precio medio del mercado diario (+18,2%). El mayor incremento, se registró en el contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2017 (incremento del 6,7% con respecto el mes anterior).

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica, excepto las del contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2017 y las del anual con liquidación en 2018, aumentaron también con respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto claramente ascendente del precio medio del mercado diario (+39,7%). El mayor incremento se registró en el contrato mensual con liquidación en febrero de 2017 (incremento del 17,7% con respecto el mes anterior). Por el contrario, las cotizaciones del contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2017 y del anual con liquidación en el año 2018 han descendido (-0,3% y -4%; respectivamente).

En el mercado francés, en un contexto alcista del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior (+31,6%), las cotizaciones de los contratos a plazo han presentado el mismo signo que en el caso alemán para los contratos analizados en el Cuadro 4. El mayor ascenso se dio en el contrato mensual con liquidación en marzo de 2017 (+16,4%). Como en el caso de Alemania, las cotizaciones del contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2017 y del anual con liquidación en el año 2018 se han reducido (-1,1% y -6,4%; respectivamente).

A 31 de enero de 2017, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2018 se situó en el mercado español (43 €/MWh; -2,7% respecto al mes anterior) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (30,1 €/MWh; -4%) y de la registrada en Francia (36,04 €/MWh; -6,4%).

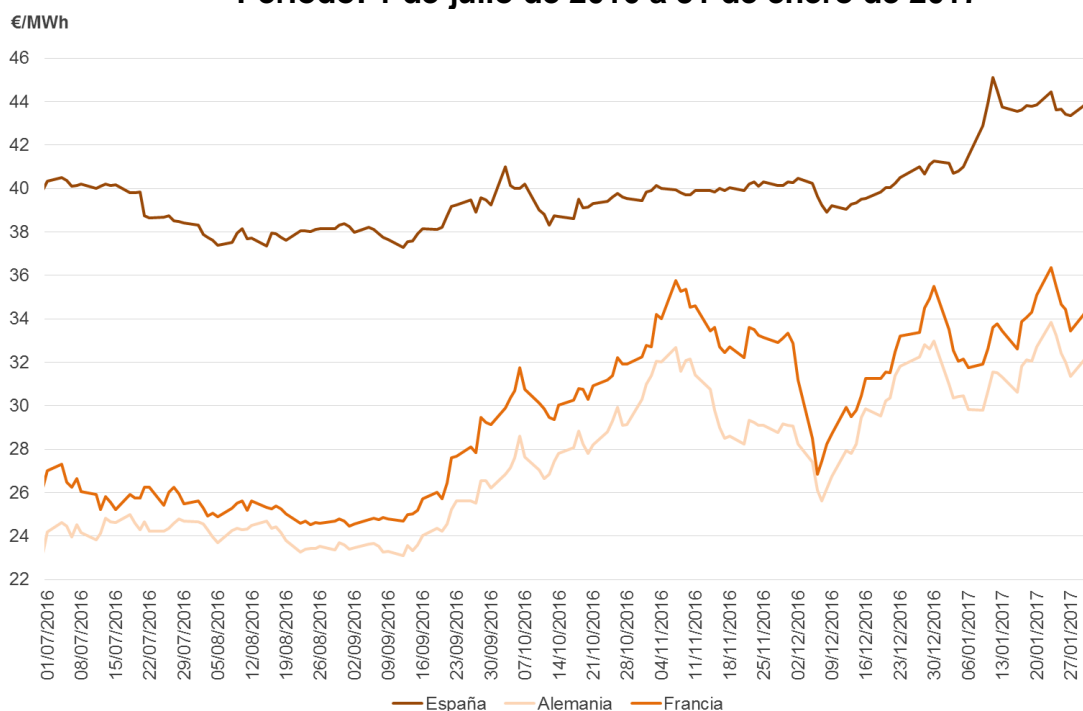
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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)		
	enero-17	diciembre-16	% Variación ene. vs. dic.	enero-17	diciembre-16	% Variación ene. vs. dic.	enero-17	diciembre-16	% Variación ene. vs. dic.
feb-17	57,08	54,25	5,2%	48,25	41,00	17,7%	62,50	58,88	6,1%
mar-17	48,50	45,75	6,0%	39,40	34,82	13,2%	51,25	44,02	16,4%
Q2-17	44,00	41,25	6,7%	32,89	32,99	-0,3%	35,11	35,50	-1,1%
Q3-17	48,65	46,75	4,1%	32,84	32,48	1,1%	33,53	33,50	0,1%
Q4-17	46,45	45,00	3,2%	34,83	34,78	0,1%	43,38	42,65	1,7%
YR-18	43,00	44,20	-2,7%	30,10	31,36	-4,0%	36,04	38,50	-6,4%

Nota: Cotizaciones de enero a 31/01/2017 y cotizaciones de diciembre a 30/12/2016.

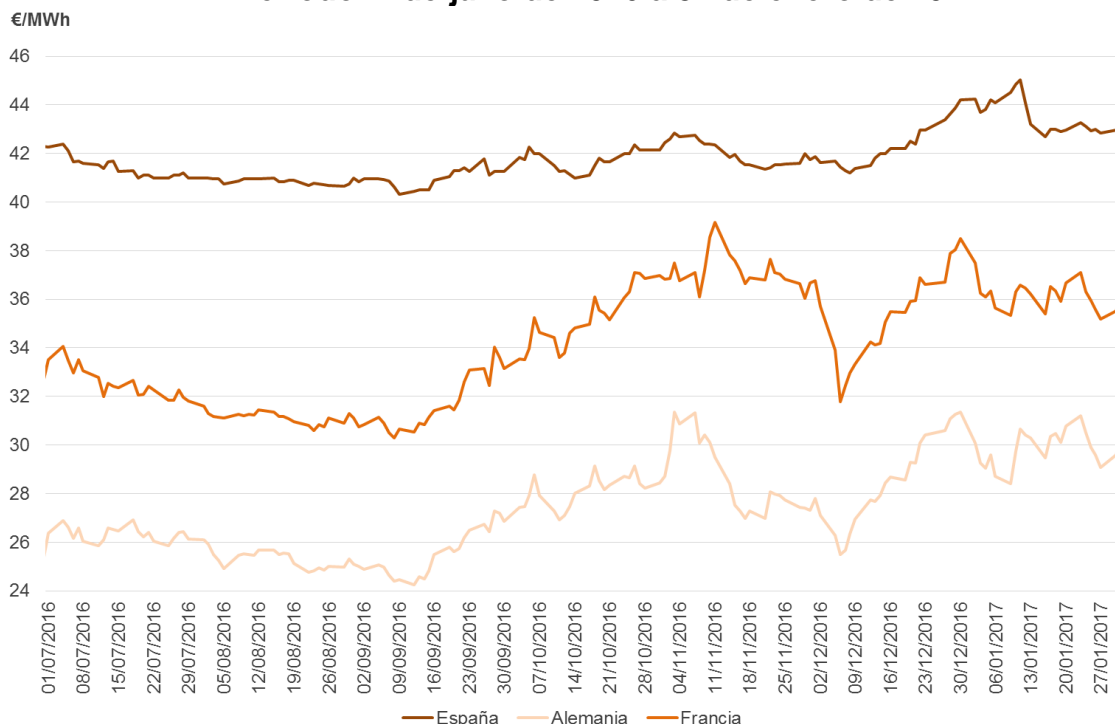
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

**Gráfico 19. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-17 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 de julio de 2016 a 31 de enero de 2017**



Fuente: EEX y OMIP.

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-18 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de julio de 2016 a 31 de enero de 2017



Fuente: EEX y OMIP.

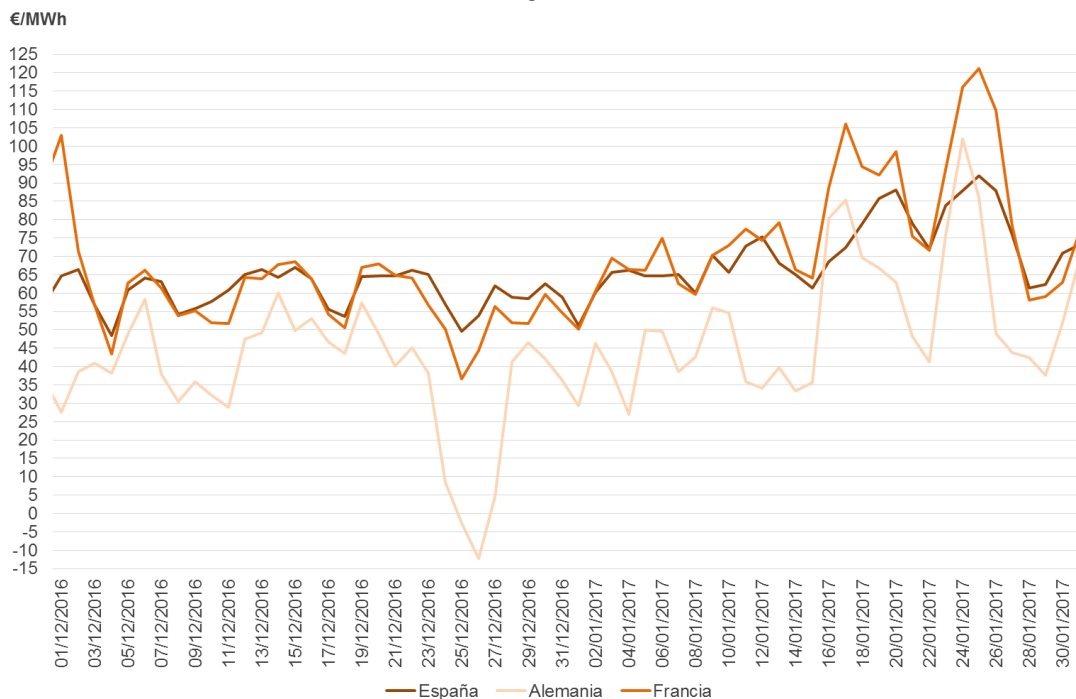
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 21), en el mes de enero el precio medio del mercado diario en España, 71,49 €/MWh, aumentó un 18,2% respecto al registrado en el mes anterior (60,49 €/MWh), situándose por encima del precio medio del mercado alemán (52,37 €/MWh, que se incrementó un 39,7% en relación al del mes anterior en dicho mercado) y por debajo del precio medio del mercado francés (78 €/MWh, con un aumento del 31,6% respecto al del mes anterior en dicho mercado).

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

Precios medios	enero-17	diciembre-16	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	71,49	60,49	18,2%
Alemania	52,37	37,48	39,7%
Francia	78,00	59,26	31,6%

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

Gráfico 21. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de diciembre de 2016 a 31 de enero 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 OMIClear²⁶ y en EEX-ECC²⁷, por mes de negociación. El volumen negociado en enero 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 215.095 GWh (superior en un 10,8% 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

²⁶ 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.

²⁷ 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 enero de 2017, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (215.095 GWh en Alemania y 14.728 GWh en Francia) fueron 19,8 y 1,4 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (10.845 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

el precio de contado en Francia ascendió a 14.728 GWh (un 50,5% 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: enero de 2015 a enero de 2017

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
ene-15	152.113	18.541
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

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 mensuales²⁸ con liquidación en los meses de enero de 2015 a enero de 2017 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de enero de 2017, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró, por quinto mes consecutivo, un valor negativo (-12,49 €/MWh). Este valor es el más elevado de la prima de riesgo ex post mensual desde febrero de 2014, cuando ésta se situó en +17,58 €/MWh. Asimismo, en los mercados alemán y francés las primas de riesgo ex post fueron también negativas en enero de 2017 (-7,82 €/MWh y -6,50 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en enero de 2017 registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato ascendieron a 59 €/MWh y 42,98 €/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 71,49 €/MWh) registradas ascendieron a -12,49 €/MWh y -28,51 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en enero de 2017 registradas ascendieron a 53 €/MWh y 27,66 €/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 52,37 €/MWh) ascendieron a +0,63 €/MWh y -24,71 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en enero de 2017 registradas ascendieron a 138,87 €/MWh y 36,39 €/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 78 €/MWh) registradas en dicho mercado ascendieron a +60,87 €/MWh y -41,61 €/MWh, respectivamente.

²⁸ 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 ene-15 a ene-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
ene-15	46,93	51,60	-4,67	32,02	28,72	3,30	39,36	41,33	-1,97
feb-15	47,25	42,57	4,68	35,70	36,72	-1,02	48,95	50,15	-1,20
mar-15	40,50	43,13	-2,63	32,57	31,32	1,25	43,98	43,78	0,20
abr-15	38,53	45,34	-6,81	31,27	29,72	1,55	42,10	39,54	2,56
may-15	48,25	45,12	3,13	27,80	25,36	2,44	28,07	26,48	1,59
jun-15	49,83	54,73	-4,90	28,66	30,07	-1,41	29,55	32,10	-2,55
jul-15	55,03	59,55	-4,52	33,14	35,00	-1,86	29,84	37,95	-8,11
ago-15	54,50	55,59	-1,09	29,52	31,61	-2,09	29,29	32,16	-2,87
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

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 enero, los precios spot y a plazo de los combustibles con liquidación próxima a vencimiento mostraron una tendencia ascendente, mientras que los precios a plazo cuyo horizonte de liquidación es más lejano mostraron una senda descendente. Los precios de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia descendente respecto al mes anterior.

Con datos a 31 de enero de 2017, los precios spot del Brent contabilizaron incrementos del 1,5% mientras que los precios del contrato a plazo de petróleo con entrega a un mes y los del contrato con liquidación a doce meses descendieron un 0,8% y 3,8%, respectivamente, 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 55,75 \$/Bbl, 55,70 \$/Bbl y 56,43 \$/Bbl, respectivamente.

Por su parte, se registró un incremento del 5% del precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) en el mes de enero, mientras que las cotizaciones de los contratos a plazo de gas NBP con entrega en el primer, segundo y tercer trimestres de 2017 descendieron (1,8%, 3,2% y 3,7% 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 18,87 £/MWh, 15,96 £/MWh, 15,16 £/MWh y 16,72 £/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 incrementos del 30,3% y 27,9%, respectivamente, hasta situarse a cierre de mes en 32,12 €/MWh y 32,49 €/MWh. El precio de referencia a plazo en el punto virtual del sistema gasista español (PVB), con vencimiento el mes próximo, ascendió un 11,1%, situándose a cierre de mes en 29,10 €/MWh²⁹.

Asimismo, las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con vencimiento más cercano, considerados en el Cuadro 8, mostraron una tendencia alcista. En particular, los precios de los contratos con vencimiento en febrero de 2017 y segundo trimestre de 2017 aumentaron un 6,9% y un 7,4%, respectivamente, hasta situarse en 85 €/t y 75,20 €/t, mientras que la cotización del contrato con liquidación el año 2018 contabilizó un descenso del 1,4%, situándose a cierre de mes en 66,25 €/t.

Los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia descendente durante el mes de enero. 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 5,36 €/t CO₂ (-18,4%) y 5,39 €/t CO₂ (-18,5%), respectivamente.

²⁹ 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 (Punto Virtual de Balance). El precio de referencia a plazo en el punto virtual del sistema gasista español (PVB), 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

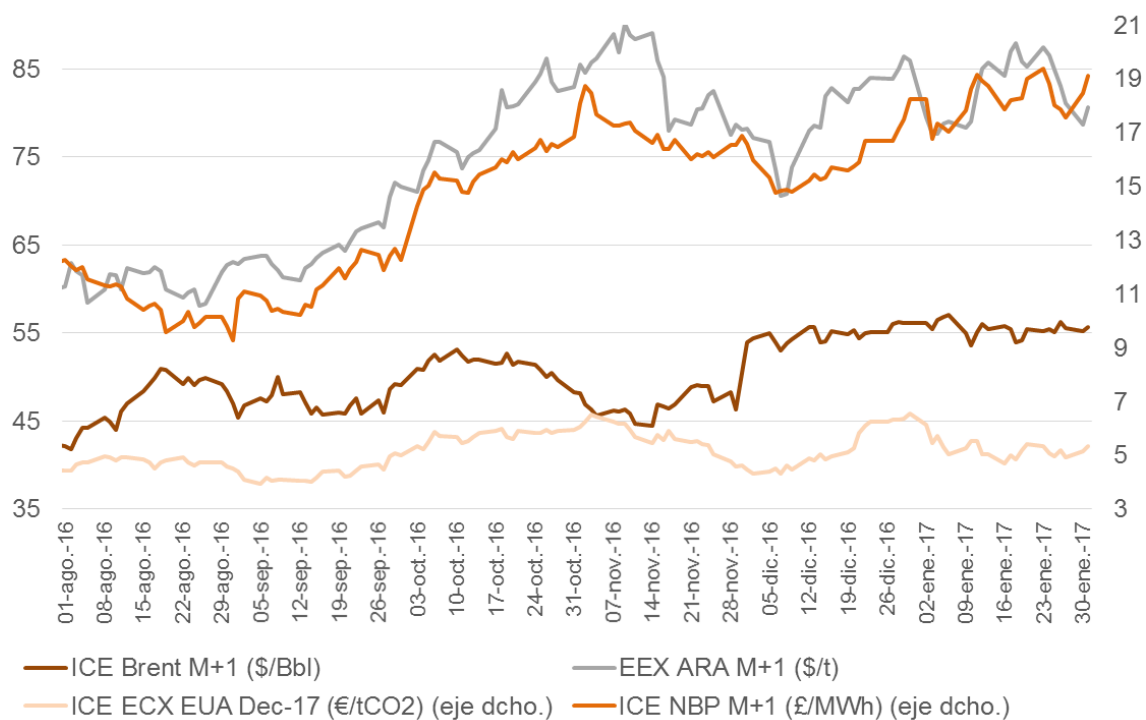
	Cotizaciones en Ene.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Dic.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-ene-17	Mín.	Máx.	30-dic-16	Mín.	Máx.	Ene. vs Dic.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	55,75	53,21	55,89	54,94	51,91	55,41	1,5%
Brent entrega a un mes	55,70	53,64	57,10	56,14	53,00	56,22	-0,8%
Brent entrega a doce meses	56,43	55,92	58,84	58,67	55,97	58,67	-3,8%
Gas natural Europa €/MWh excepto NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	18,87	16,67	19,74	17,97	14,71	17,97	5,0%
Gas NBP entrega Q2-17	15,96	15,20	16,47	16,26	13,65	16,26	-1,8%
Gas NBP entrega Q3-17	15,16	14,67	15,75	15,67	13,21	15,67	-3,2%
Gas NBP entrega Q4-17	16,72	16,28	18,40	17,36	14,91	17,36	-3,7%
MIBGAS Spot	32,12	28,50	41,87	24,66	18,12	26,94	30,3%
PVB-ES a un mes	29,10	24,80	33,00	26,20	20,95	26,20	11,1%
TRS Spot	32,49	25,87	43,10	25,40	18,22	25,40	27,9%
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón EEX ARA Feb17	85,00	77,60	87,92	79,48	65,43	79,48	6,9%
Carbón EEX ARA Q2-17	75,20	68,12	78,53	70,00	59,10	70,00	7,4%
Carbón EEX ARA Cal-18	66,25	61,00	69,54	67,18	57,65	67,18	-1,4%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-	5,36	4,70	6,14	6,57	4,32	6,57	-18,4%
Dchos. emisión EUA Dic-	5,39	4,73	6,18	6,61	4,35	6,61	-18,5%

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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Platts, MIBGAS, Powernext, EEX y Agencias de intermediación.

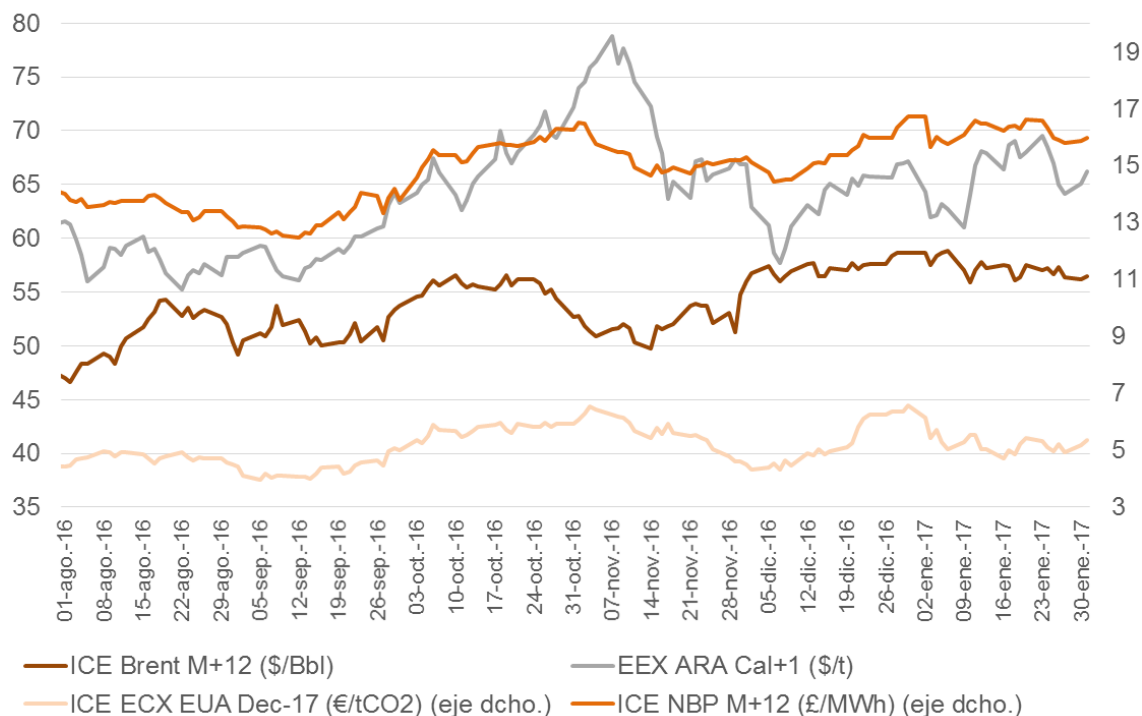
Las tendencias indicadas durante el mes de enero se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 22) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 23).

Gráfico 22. 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 agosto 2016-31 enero 2017



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

Gráfico 23. 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 agosto 2016-31 enero 2017



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

Al cierre del mes de enero de 2017 (31 de enero), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció ligeramente, situándose en torno a 1,08 \$/€ frente a 1,05 \$/€ al final del mes anterior. El tipo de cambio de la libra esterlina se mantuvo en 0,86 £/€ al final del mes de enero (mismo nivel que 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 enero se ha cumplido con la reducción de producción acordada, existe gran incertidumbre sobre que se mantenga la disciplina entre los miembros del cartel. En este sentido, los precios spot aumentaron mientras que las cotizaciones a plazo descendieron con respecto a las del mes anterior.

El precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) aumentó por la fortaleza de la demanda, mientras que las referencias a más largo plazo disminuyeron

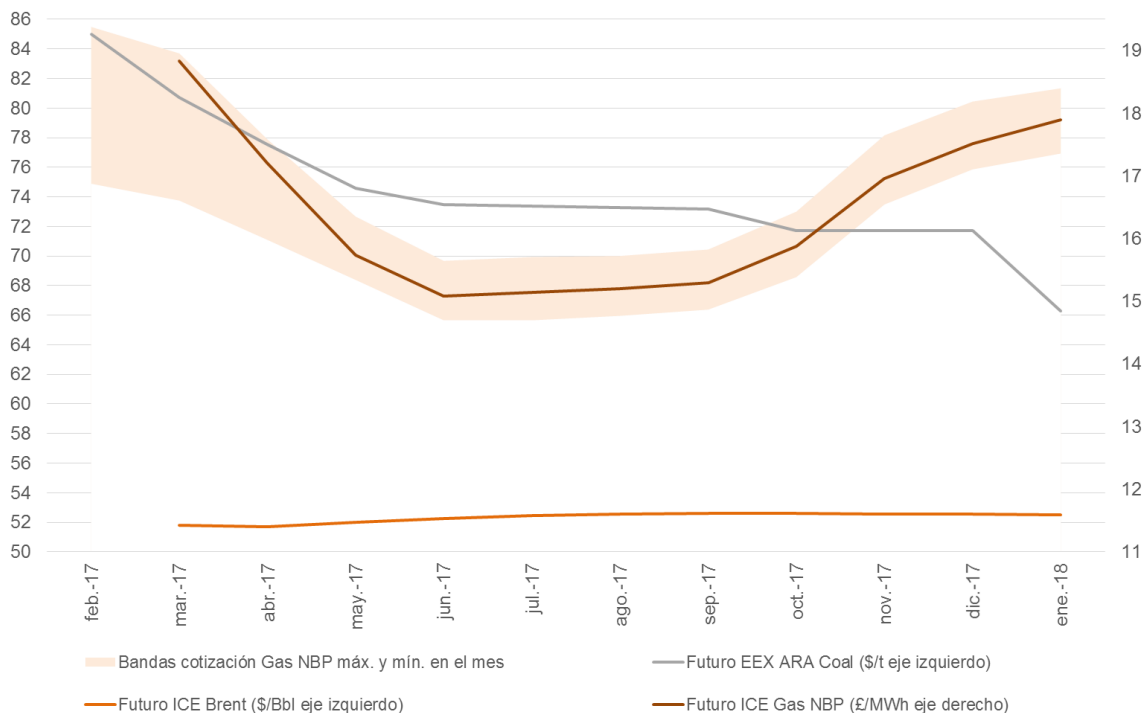
ante la expectativa de exceso de oferta de GNL. Entre los factores que contribuyeron al incremento en las cotizaciones de los contratos a más corto plazo sobre carbón EEX ARA se encuentra la reducida liquidez del mercado carbón. No obstante las referencias a más largo a plazo disminuyeron debido a la debilidad de la demanda de China e India.

Al cierre del mes de enero (31 de enero) la curva a plazo del Brent muestra una situación de ligero “contango” (tendencia ascendente de precios) (véase Gráfico 24). 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.

Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 24 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de enero. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 1,30 €/MWh (3,01 €/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 enero de 2017 entre un máximo de 85 \$/t, en febrero de 2017, y un mínimo de 66,30 \$/t, en enero de 2018.

Gráfico 24. Curva a plazo de los combustibles, a 31 de enero 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)

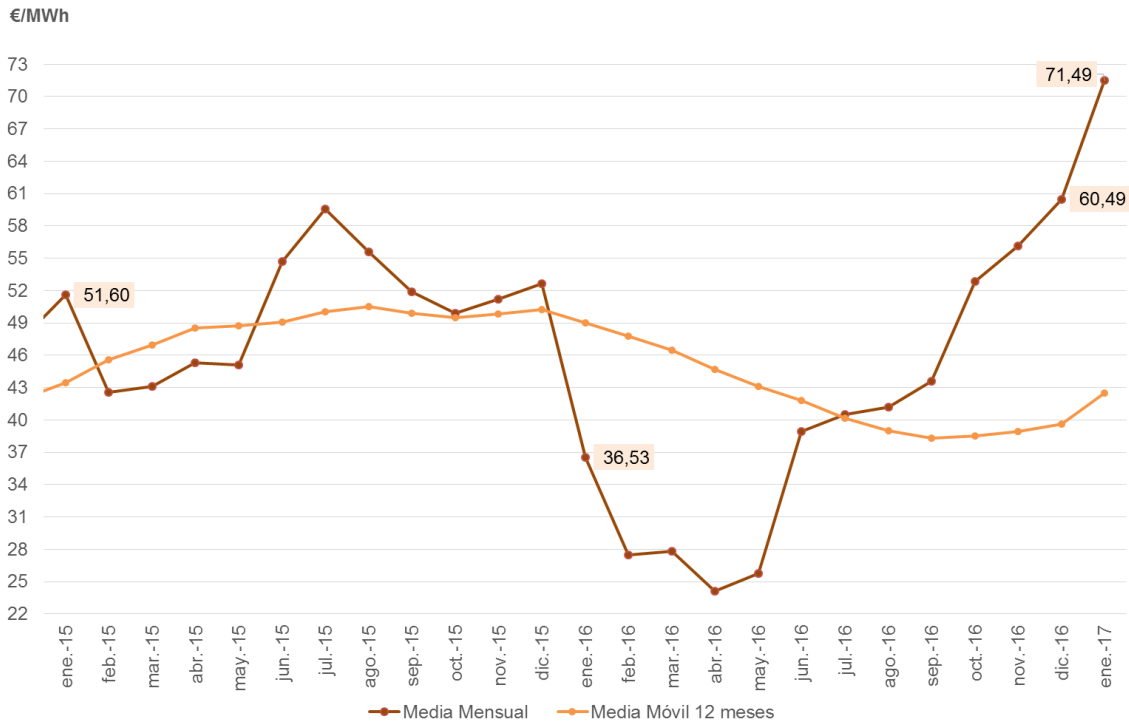
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

4.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 25 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre enero de 2015 y enero de 2017. En el mes de enero de 2017 el precio spot medio mensual se situó en 71,49 €/MWh³⁰, un 18,2% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (60,49 €/MWh), y un 95,7% superior al precio spot medio registrado en enero de 2016 (36,53 €/MWh).

³⁰ En enero de 2017 el precio spot medio portugués se situó en 71,52 €/MWh, un 0,03 €/MWh superior al precio spot medio español (71,49 €/MWh). En este mes, ha existido un precio diferente en 69 horas de un total de 744 horas (9,3% del total de las horas de enero de 2017). En 2016 la convergencia de precios entre España y Portugal fue prácticamente total (diferencial promedio negativo de -0,23 €/MWh). Así, sólo 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).

Gráfico 25. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: enero de 2015 a enero de 2017

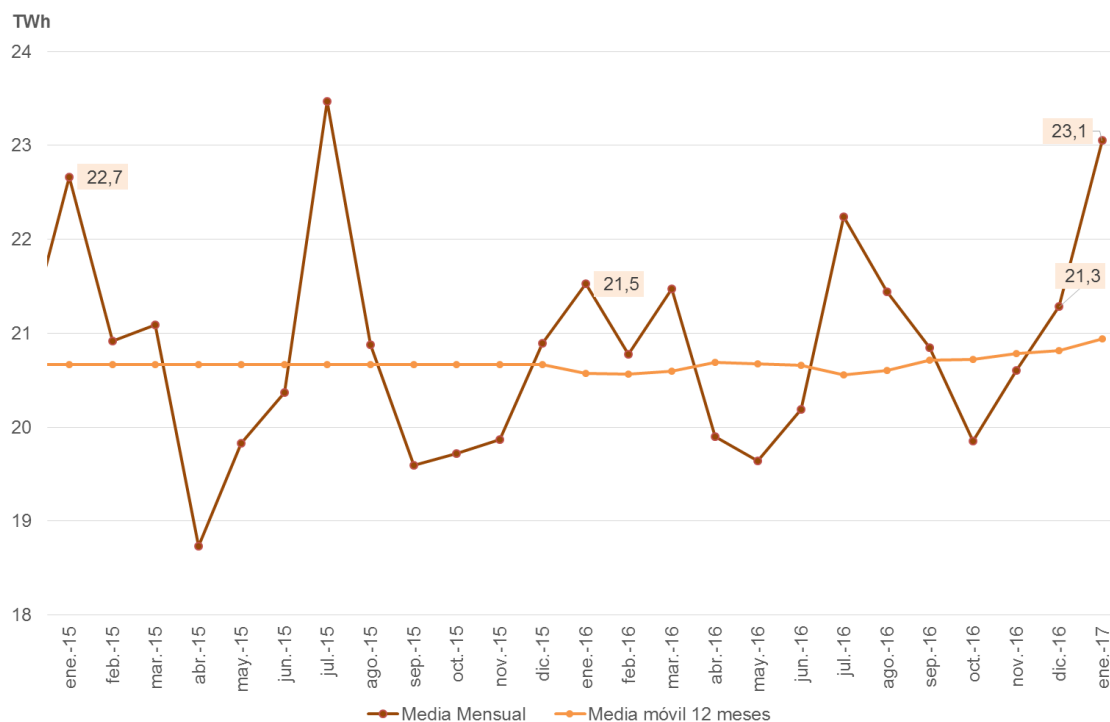


Fuente: OMIE.

En el Gráfico 26 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

En el mes de enero, la demanda se cifró en 23,1 TWh, un 8,3% superior al valor registrado en el mes anterior (21,3 TWh), y un 7,1% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (21,5 TWh en enero de 2016). En el mes de enero de 2017, la demanda fue un 10,1% superior a la media móvil anual (20,9 TWh).

Gráfico 26. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: enero de 2015 a enero 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 enero y diciembre de 2016, enero 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 enero de 2017 destacó, con respecto al mes anterior, el incremento de la generación procedente de fuentes de energía renovable (8,02 TWh en enero frente a 5,55 TWh en diciembre; un aumento de un 44,5%). Dentro de las fuentes de energía renovable, la eólica fue la que contribuyó en mayor medida a ese incremento en términos absolutos (4,78 TWh en enero frente a 2,68 TWh en diciembre). Asimismo, cabe destacar el descenso de la generación a partir de ciclos combinados (2,94 TWh en enero frente a 3,33 TWh en diciembre; -11,7%). Sin embargo, comparando los datos con los del mismo mes del año anterior (enero de 2016) la generación procedente de fuentes de energía renovable ha disminuido un 22,5%, lo que en parte explica que el precio en enero de 2016 haya sido un 95,7% inferior al de enero de 2017.

El incremento del precio de mercado spot en el mes de enero (+11,01 €/MWh respecto al registrado en diciembre de 2016) se debió tanto al aumento de la demanda de transporte como al incremento de las exportaciones (principalmente a Francia), contrarrestando el efecto bajista sobre el precio que tiene un aumento en la generación procedente de fuentes de energía renovable. Asimismo, las ofertas de las centrales de ciclo combinados (la

tecnología marginal en una gran parte de las horas) se incrementaron con respecto a las del mes anterior.

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

	ene-17	dic-16	ene-16	% Var. ene-17 vs. dic-16	% Var. ene-17 vs. ene-16	2016	2016 % Total Demanda transporte	2017	2017 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,32	2,06	3,87	12,7%	-39,9%	39,00	15,6%	2,32	10,1%
Nuclear	5,28	4,34	4,60	21,7%	14,7%	56,11	22,5%	5,28	22,9%
Carbón	5,18	5,04	2,58	2,8%	101,1%	34,99	14,0%	5,18	22,5%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	2,94	3,33	1,84	-11,7%	59,8%	25,52	10,2%	2,94	12,8%
Eólica	4,78	2,68	5,66	78,5%	-15,5%	47,52	19,0%	4,78	20,7%
Solar fotovoltaica	0,43	0,36	0,34	18,1%	24,9%	7,56	3,0%	0,43	1,9%
Solar térmica	0,15	0,13	0,07	11,4%	119,9%	5,27	2,1%	0,15	0,6%
Otras renovables ⁽²⁾	0,34	0,31	0,41	7,3%	-18,6%	3,72	1,5%	0,34	1,5%
Cogeneración	2,43	2,30	2,12	5,7%	14,6%	25,70	10,3%	2,43	10,5%
Residuos	0,29	0,28	0,19	2,5%	53,8%	3,05	1,2%	0,29	1,2%
Total Generación	24,12	20,84	21,67	15,8%	11,3%	248,47	99,5%	24,12	104,6%
Consumo en bombeo	-0,44	-0,33	-0,90	33,3%	-51,0%	-4,94	-2,0%	-0,44	-1,9%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,10	-0,08	-0,09	20,7%	10,7%	-1,24	-0,5%	-0,10	-0,4%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-0,53	0,87	0,84	-161,0%	-162,8%	7,50	3,0%	-0,53	-2,3%
Total Demanda transporte	23,05	21,29	21,53	8,3%	7,1%	249,78	100,0%	23,05	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.

