



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



INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (MARZO 2016)

21 de abril de 2016

IS/DE/003/16

Índice

1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	3
1.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes	3
1.2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos day-ahead)	6
2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	7
2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	8
2.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	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 de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	23
3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	23
3.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	27
3.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	29
3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-16 y Cal-17 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	34
3.5. Análisis de los precios spot en España	34

1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España

A continuación se describe la evolución de las cotizaciones a plazo de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española en el mercado organizado –OMIP¹– y la diferencia entre dichas cotizaciones y los precios spot realizados. En la sección 1.1 se analizan los contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes y en la sección 1.2 se analizan los contratos con horizonte de liquidación inferior al mes (en particular, los contratos con vencimiento el día siguiente -contratos *day-ahead*-).

1.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes

Durante el mes de marzo de 2016, en un contexto de cierta estabilidad del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica en España, excepto la del contrato mensual con liquidación en abril de 2016, mostraron una tendencia ascendente.

La cotización a plazo del contrato mensual con liquidación en abril de 2016 descendió un 1% mientras que las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación mayo y junio de 2016 contabilizaron ascensos del 3,1% y 0,8%, respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2016 y primer trimestre de 2017 experimentaron también subidas del 2,1%, 0,7%, 0,2% y 0,1%, respectivamente. En concreto, los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes en 37,13 €/MWh el Q2-16, 44,70 €/MWh el Q3-16, en 42,65 €/MWh el Q4-16 y en 41,29 €/MWh el Q1-17.

Asimismo, las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en el año 2017 y 2018 ascendieron un 4,1% respecto a las registradas en el mes anterior y se situaron a cierre de mes (31 de marzo) en 41,60 €/MWh y 41,52 €/MWh, respectivamente.

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.

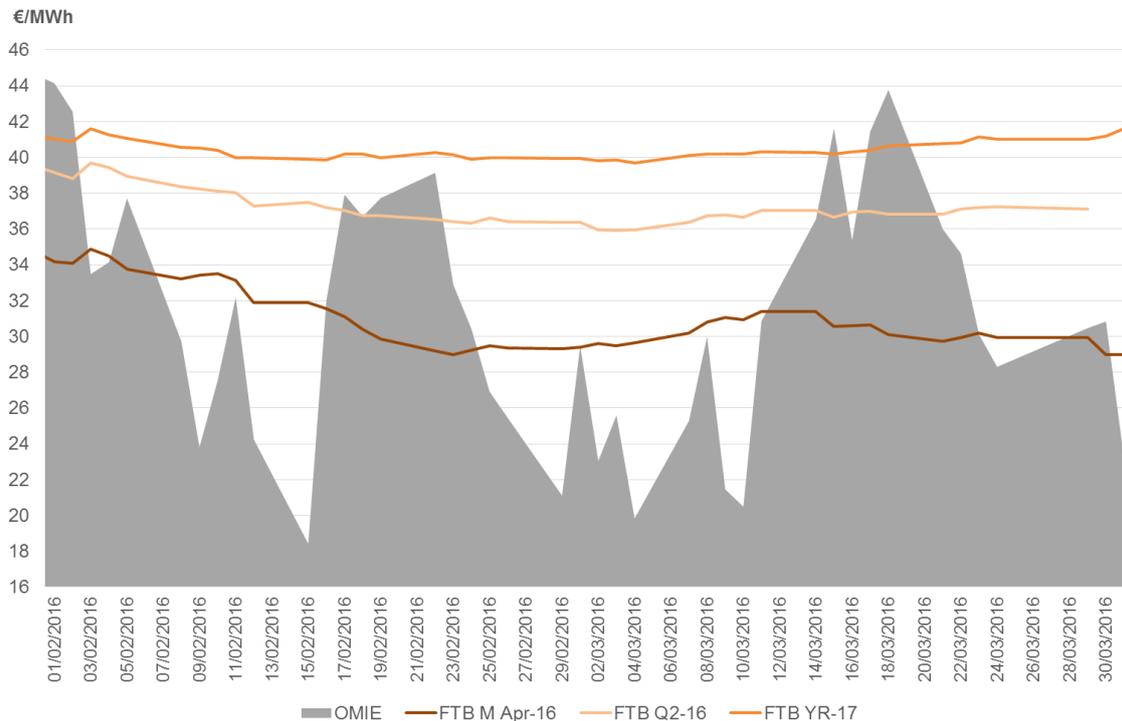
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE MARZO DE 2016				MES DE FEBRERO DE 2016				% Variación últ. cotización mar-16 vs. feb-16
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Apr-16	29,00	31,40	29,00	30,17	29,30	34,87	29,00	31,76	-1,0%
FTB M May-16	38,35	38,50	36,00	37,43	37,18	40,42	37,10	38,39	3,1%
FTB M Jun-16	42,90	43,25	41,83	42,56	42,54	43,83	41,97	42,67	0,8%
FTB Q2-16	37,13	37,25	35,90	36,73	36,35	39,70	36,33	37,62	2,1%
FTB Q3-16	44,70	44,78	43,70	44,30	44,40	45,55	44,10	44,56	0,7%
FTB Q4-16	42,65	42,80	41,58	42,24	42,55	43,52	42,35	42,70	0,2%
FTB Q1-17	41,29	41,29	39,66	40,45	41,24	43,13	39,85	40,36	0,1%
FTB YR-17	41,60	41,60	39,70	40,46	39,95	41,60	39,83	40,28	4,1%
FTB YR-18	41,52	41,52	39,83	40,44	39,88	41,49	40,59	41,63	4,1%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de marzo a 31/03/2016, excepto la del contrato FTB Q2-16 a 29/03/2016 y cotizaciones de febrero a 29/02/2016.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

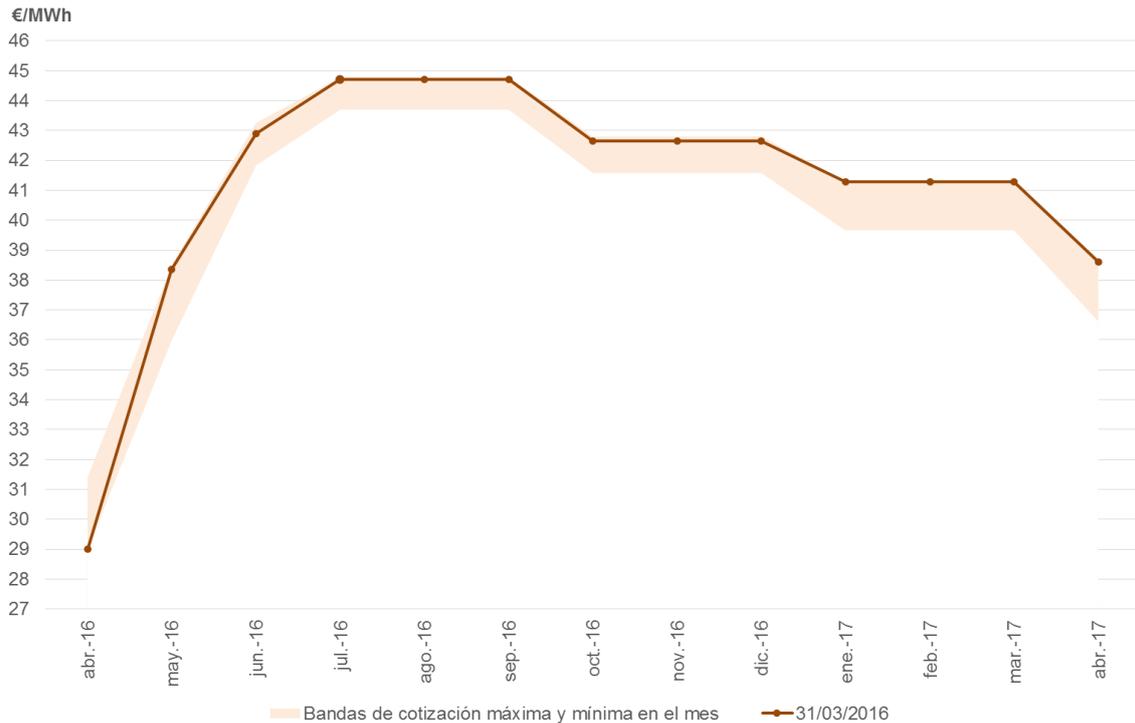
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 de febrero – 31 de marzo de 2016



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 marzo de 2016. Se observa una tendencia creciente de la curva a plazo hasta el horizonte de liquidación septiembre de 2016 y de “backwardation”² desde entonces.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de marzo de 2016



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de marzo, el precio medio del mercado diario (27,80 €/MWh) aumentó un 1,1% respecto al registrado en el mes anterior (27,50 €/MWh).

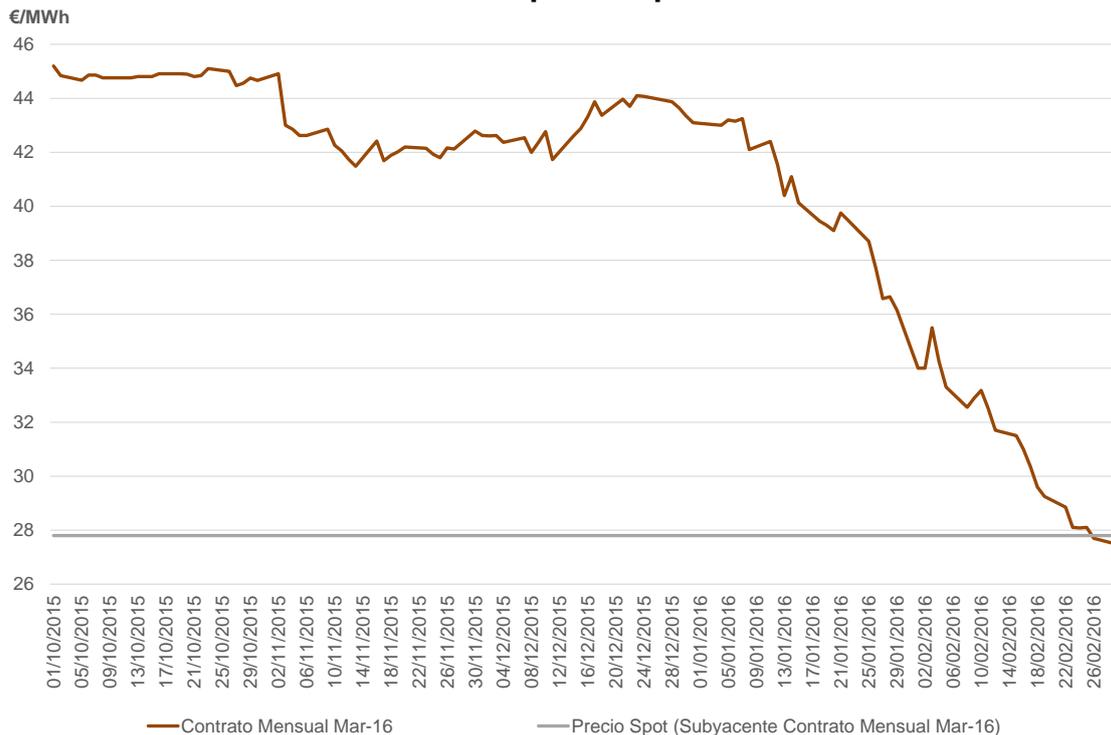
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en marzo de 2016 (29 de febrero de 2015) anticipaba un precio medio del mercado diario de 27,50 €/MWh para dicho mes, un 1,1% inferior al precio spot finalmente registrado (27,80 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP³, se alcanzaron respectivamente el 1 de octubre de 2015 (máxima de 45,20 €/MWh) y el 29 de febrero de 2016 (mínima de 27,50 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 17,70 €/MWh. Las

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 octubre de 2015 al 29 de febrero de 2016.

primas de riesgo calculadas ex post⁴ fueron positivas durante todo el horizonte de cotización del contrato mensual de marzo excepto las de los dos últimos días de su cotización (26 y 29 de febrero de 2016). Por ello, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) durante todo el periodo de cotización del contrato excepto en esos dos días.

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en marzo de 2016 en OMIP vs. precio spot de marzo de 2016



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

Para el mes de abril de 2016, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 31 de marzo), anticipa un precio medio del mercado diario de 29 €/MWh.

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

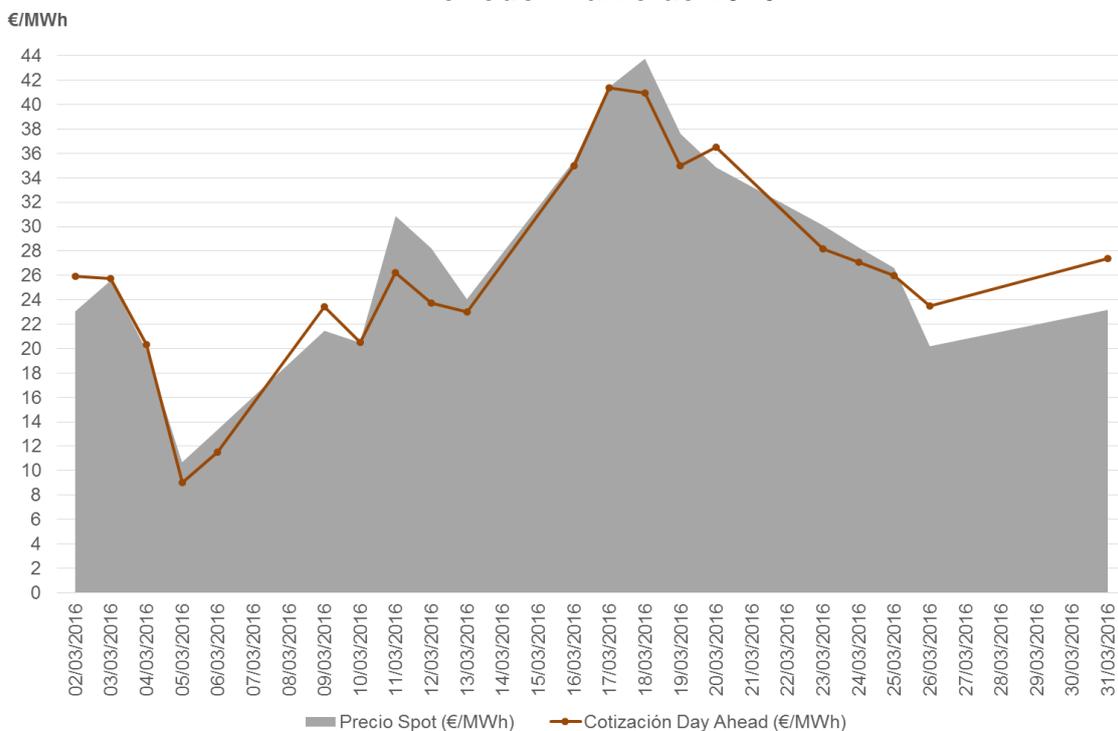
En marzo de 2016 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). La mayor prima de riesgo ex post se registró el 11 de marzo de 2016 y ascendió a -4,62 €/MWh. En particular, el precio medio diario del mercado de contado en marzo de 2016 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-*

⁴ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en marzo de 2016 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en marzo de 2016.

ahead del día anterior a su liquidación⁵) ascendió a 26,95 €/MWh, 0,44 €/MWh superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en marzo de 2016 (26,52 €/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) fue negativa (-0,44 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: Marzo de 2016



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP.

2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo

A continuación se describe la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX⁶– y

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

⁶ 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.

no organizado –mercado OTC–). En la sección 2.2 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación en dichos mercados por tipo de contrato (en función del vencimiento) y en la sección 2.3 se analiza la evolución del volumen negociado en función del número de días desde que dicho volumen se negocia hasta que empieza a liquidarse. La sección 2.4 muestra cuánto del volumen negociado en los mercados a plazo se liquida cada mes.

2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX

En esta sección se presentan los volúmenes de negociación en los mercados de futuros de OMIP y de EEX y en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de febrero y marzo de 2016⁷.

En el mes de marzo de 2016 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 14 TWh, un 34,2 % inferior al volumen registrado el mes anterior (21,2 TWh), y un 9,8% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (unos 15,5 TWh). En lo que llevamos acumulado en 2016 se han negociado 54,8 TWh, un 13,3% superior al volumen negociado en el periodo equivalente en 2015 (48,4 TWh).

El volumen negociado en OMIP en marzo de 2016 representó el 12,4% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 16,9% en febrero. En el conjunto de 2015, 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 marzo de 2016 (14 TWh) representó el 65,1% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (21,5 TWh); superior al porcentaje (62,9%) que representó la negociación en dichos

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.

mercados en el año 2015 (155,9 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (248 TWh).

En el mes de marzo de 2016, 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 7,6 TWh (39,8% inferior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en marzo de 2016 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 65,1%. En el mismo periodo de 2015 dicho porcentaje fue inferior (39%), situándose para el conjunto de 2015 en un 54,2%.

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 marzo 2016	Mes anterior febrero 2016	% Variación	Acumulado 2016	Total 2015
OMIP	1.728	3.584	-51,8%	7.680	15.364
EEX	590	115	412,0%	810	609
OTC	11.652	17.544	-33,6%	46.320	139.959
OTC registrado y compensado*:	7.588	12.604	-39,8%	31.546	75.838
<i>OMIClear</i>	1.924	4.345	-55,7%	10.434	31.016
<i>BME Clearing</i>	1.880	3.828	-50,9%	9.187	23.090
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	3.783	4.430	-14,6%	11.925	21.731
Total (OMIP, EEX y OTC)	13.971	21.243	-34,2%	54.810	155.932

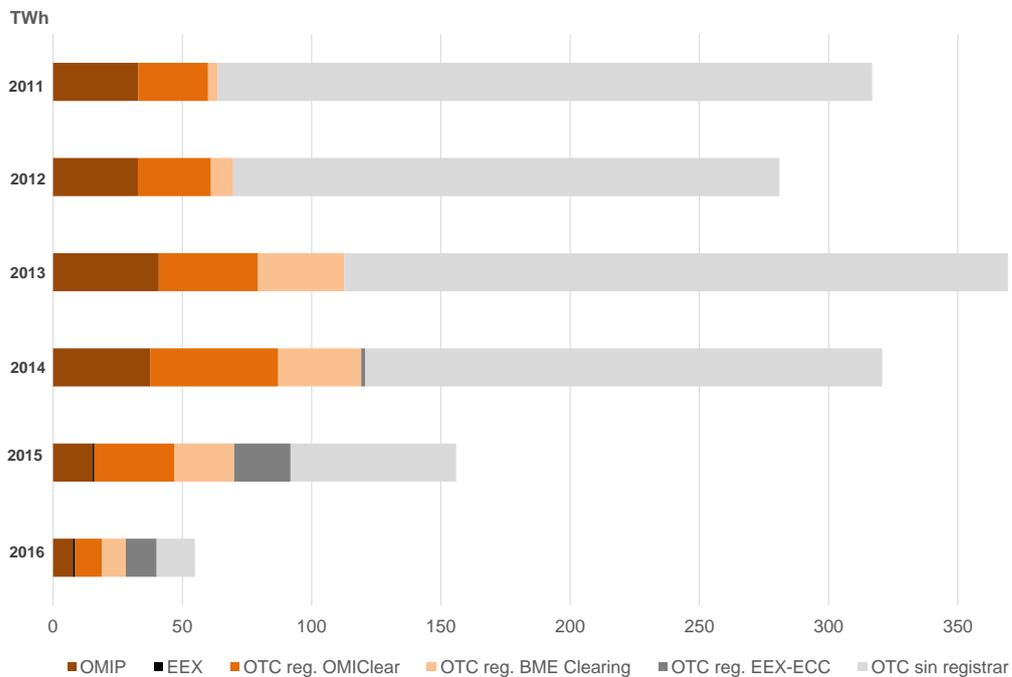
*El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse 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 marzo 2016, 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.

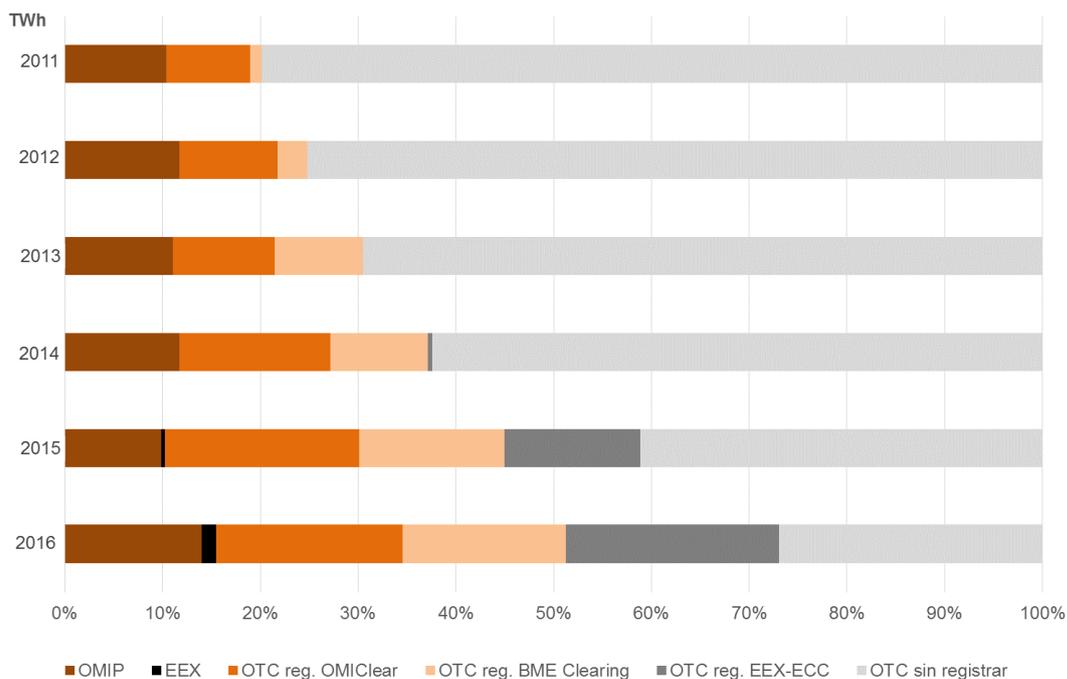
⁸ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan 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.

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2011 a marzo de 2016



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

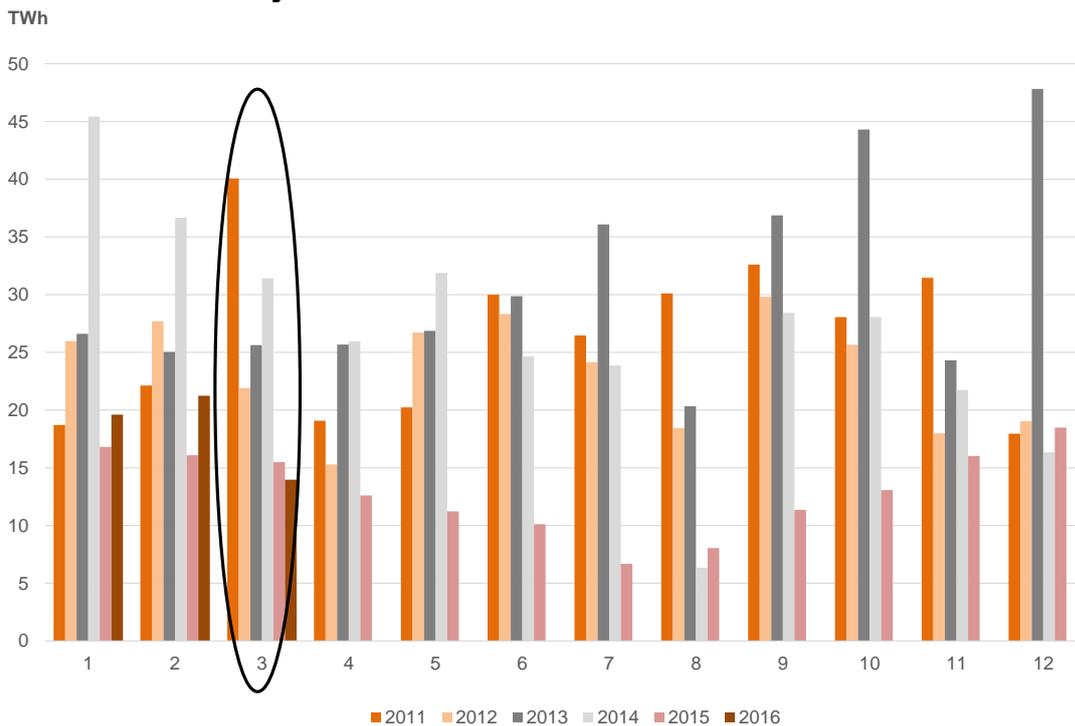
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2011 a marzo de 2016



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 marzo de 2016. En el mes de marzo de 2016 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 14 TWh, un 9,8% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (15,5 TWh en marzo de 2015).

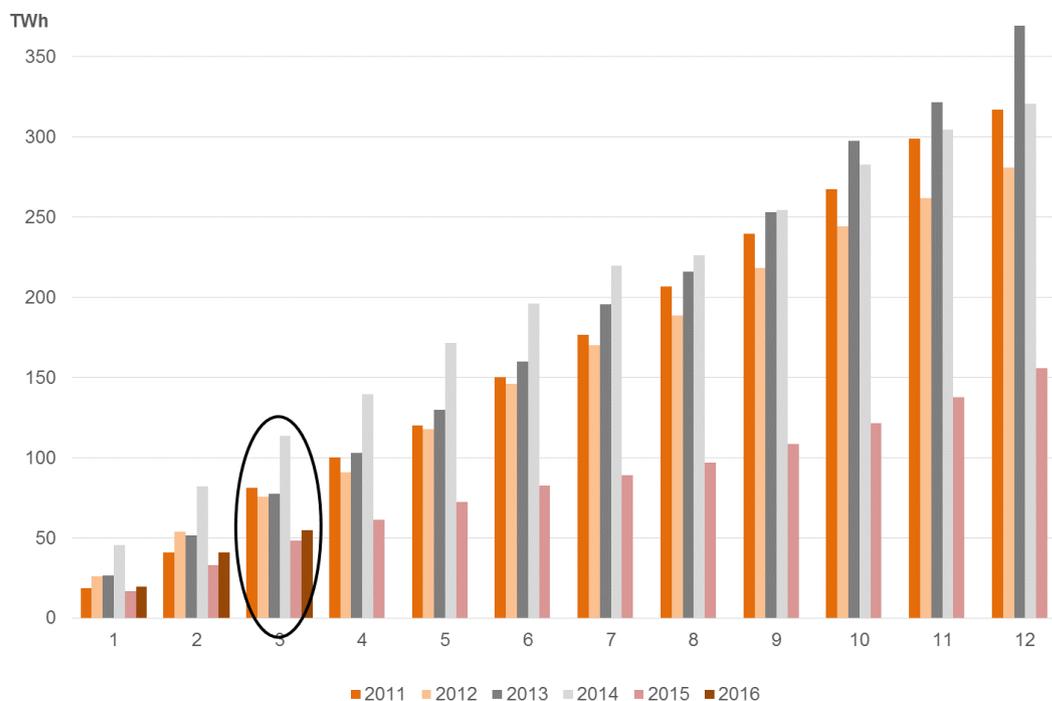
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a marzo de 2016



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 lo que llevamos acumulado en 2016 se han negociado 54,8 TWh, un 13,3% superior al volumen negociado en el periodo equivalente en 2015 (48,4 TWh).

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a marzo de 2016



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 febrero y marzo de 2016, 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 marzo de 2014 y marzo de 2016, 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 marzo de 2016 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 92,8% (13 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue superior (94,1%; 20 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 7,2% (1 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación inferior (5,9%; 1,3 TWh).

En marzo de 2016 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos trimestrales, con el 41,2% (5,3 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (13 TWh)⁹. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación anual, con el 32,4% (4,2 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 0,6 TWh, el 13,8% de los contratos anuales negociados y el 4,1% del volumen total negociado en contratos de largo plazo. Por su parte, el contrato con vencimiento a tres años vista (Cal+3, con liquidación en 2019) aún no ha empezado a negociarse.

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación semanal con el 49,1% (0,5 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1 TWh)¹⁰, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 42,7% (0,4 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)

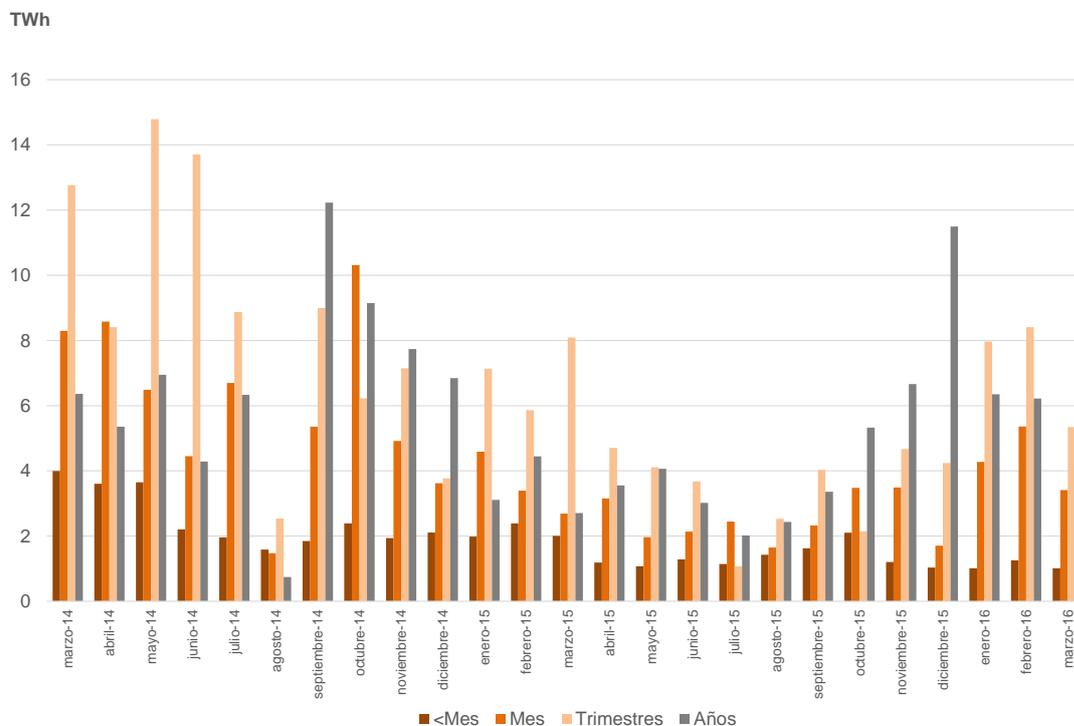
Tipo de contrato	Mes actual mar-16	Mes anterior feb-16	% Variación	Total 2016	% Total 2016	Total 2015	% Total 2015
Diario	432	483	-10,5%	1.445	44,1%	8.033	43,6%
Fin de semana	83	312	-73,3%	441	13,5%	1.119	6,1%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	103	0,56%
Semana	498	462	7,7%	1.393	42,5%	9.185	49,8%
Total Corto Plazo	1.013	1.256	-19,4%	3.279	6,0%	18.439	11,8%
Mensual	3.410	5.362	-36,4%	13.044	25,3%	32.771	23,8%
Trimestral	5.344	8.406	-36,4%	21.712	42,1%	52.258	38,0%
Balance de Año	0	0	-	87	0,2%	281	0,2%
Anual	4.205	6.220	-32,4%	16.688	32,4%	52.183	38,0%
Total Largo Plazo	12.958	19.987	-35,2%	51.530	94,0%	137.493	88,2%
Total	13.971	21.243	-34,2%	54.810	100%	155.932	100%

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

⁹ En el mes de febrero de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue similar (42,1%; 8,4 TWh).

¹⁰ En el mes de febrero de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (36,8%; 0,5 TWh).

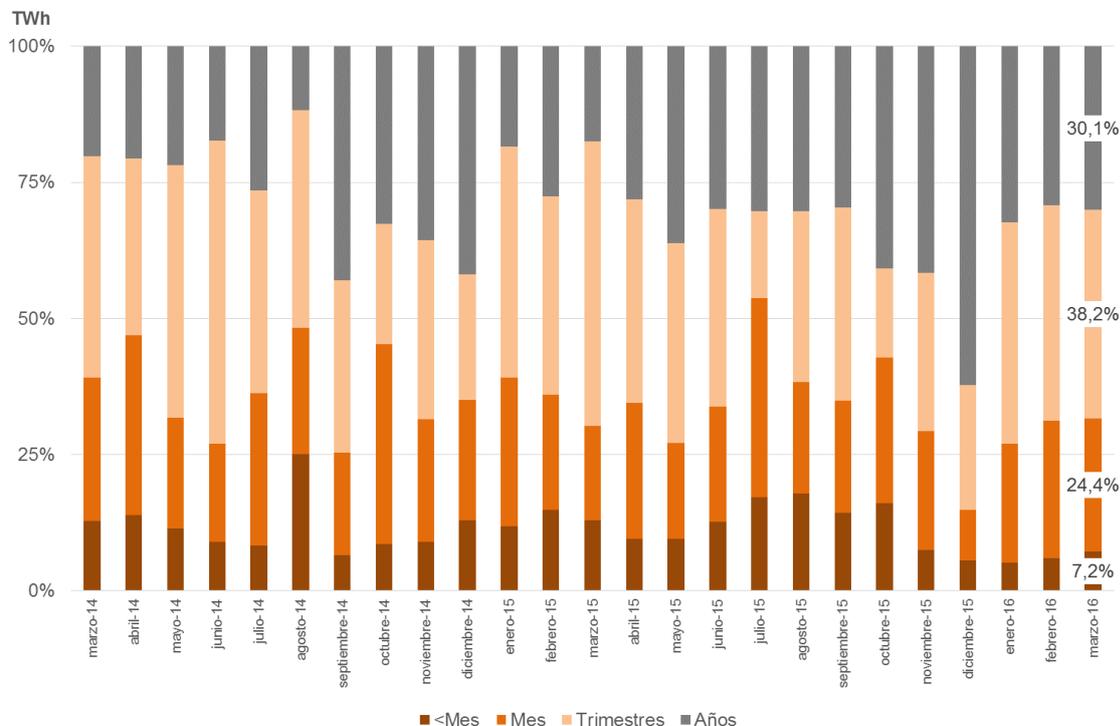
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
 Periodo: marzo de 2014 a marzo de 2016**



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: marzo de 2014 a marzo de 2016



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.

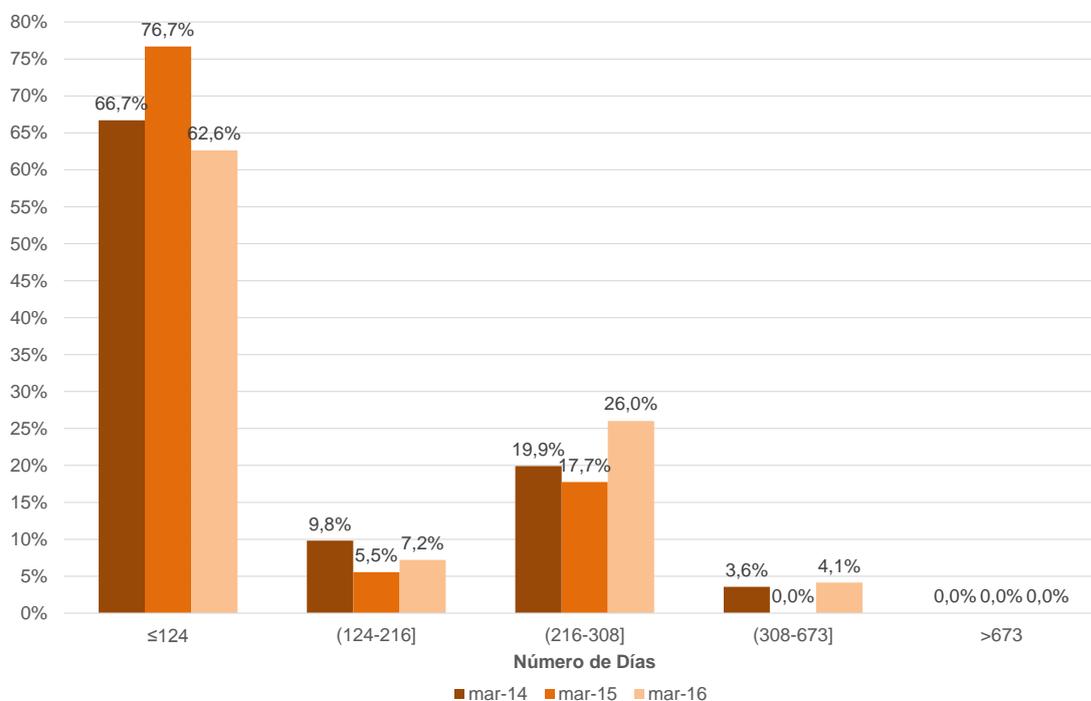
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 marzo de 2016, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimientos próximos a la fecha de negociación. En particular, el 62,6% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de marzo de 2016 (en energía) iniciarán su liquidación antes del tercer trimestre de 2016, inferior al porcentaje de contratos negociado en marzo de 2015 (76,7%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista Cal+2, negociados en marzo de 2016, ascendió a 0,6 TWh, el 4,1% del volumen total de contratos negociados en dicho mes, mientras que en marzo de 2015 no hubo negociación de contratos a dos años vista (véase Gráfico 11). El contrato Cal+3 (con vencimiento a tres años vista) no fue negociado.

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.

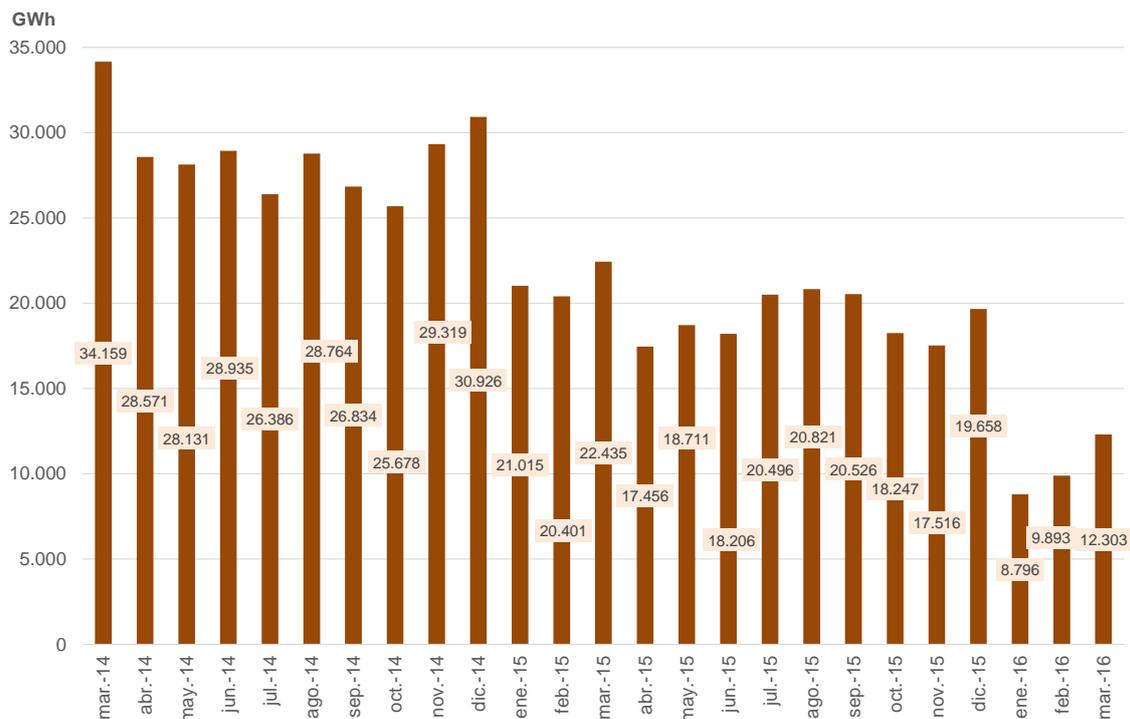
Hasta el 31 de marzo de 2016, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en marzo de 2016¹¹ se situó en torno a 12.303 GWh, un 24,4% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en febrero de 2016 (9.893 GWh), y un 45,2% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en marzo de 2015 (22.435 GWh). Este descenso del volumen total negociado con liquidación en 2016 se debe a la disminución en los volúmenes negociados a lo largo de 2015.

¹¹ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en marzo de 2016: mensual mar-16, trimestral Q1-16, anual-16, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en marzo de 2016, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Del volumen total negociado hasta el 31 de marzo de 2016 sobre contratos con liquidación en marzo de 2016, el 91,8% (11.290 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual mar-16, trimestral Q1-16 y anual 2016), mientras que el 8,2% restante (1.013 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana, semanales y balances de mes).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen de negociación sobre contratos con liquidación en marzo de 2016 (12.303 GWh) representó el 57,3% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (21.476 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: marzo de 2014 a marzo de 2016



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

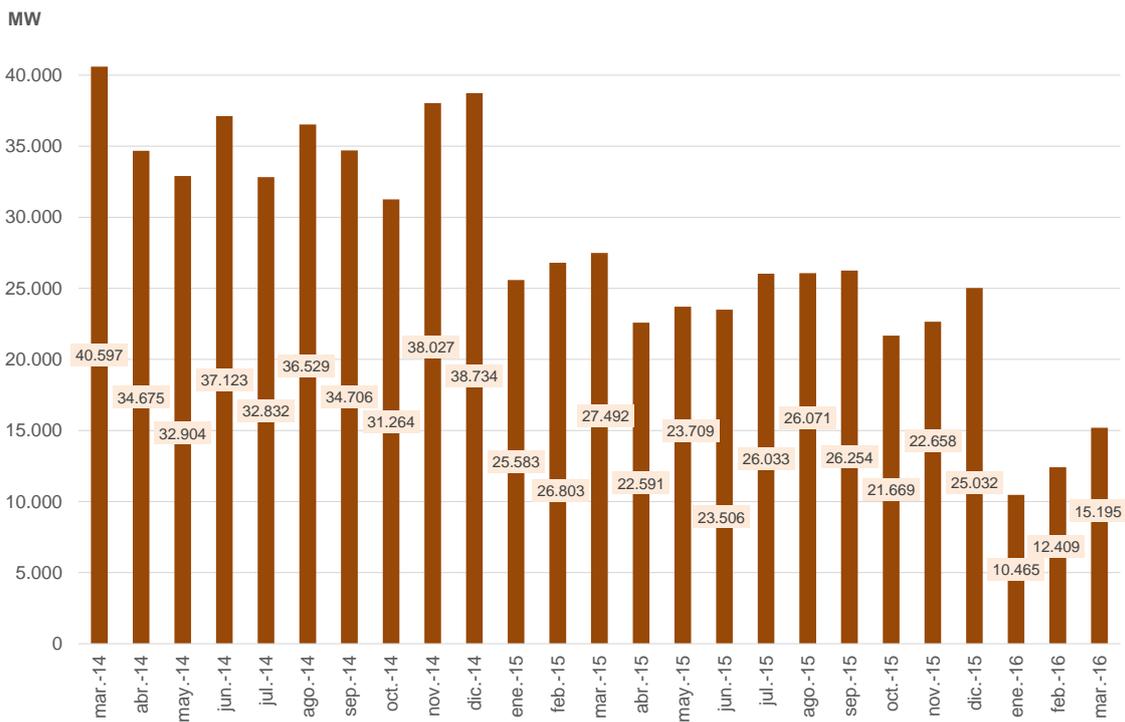
El Gráfico 13 muestra el volumen total negociado (en MW) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales por mes de liquidación¹². El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en marzo de 2016 (mar-16, Q1-16 y anual 2016) se situó en torno a 15.195 MW, un 22,5%

¹² Contratos que se liquidan todos los días del mes.

superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de febrero de 2016 (12.409 MW) y un 44,7% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de marzo de 2015 (27.492 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de marzo de 2016 (15.195 MW) representó el 53,6% de la demanda horaria media de dicho mes (28.886 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de marzo de 2016 (15.195 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 9.186 MW (60,5% del volumen total). El 29,5% (4.479 MW) de dicho volumen se registró en OMIClear¹³ (véase Gráfico 14), el 14% (2.121 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 17% (2.586 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

**Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación*
 Periodo: marzo de 2014 a marzo de 2016**



* 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.

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.

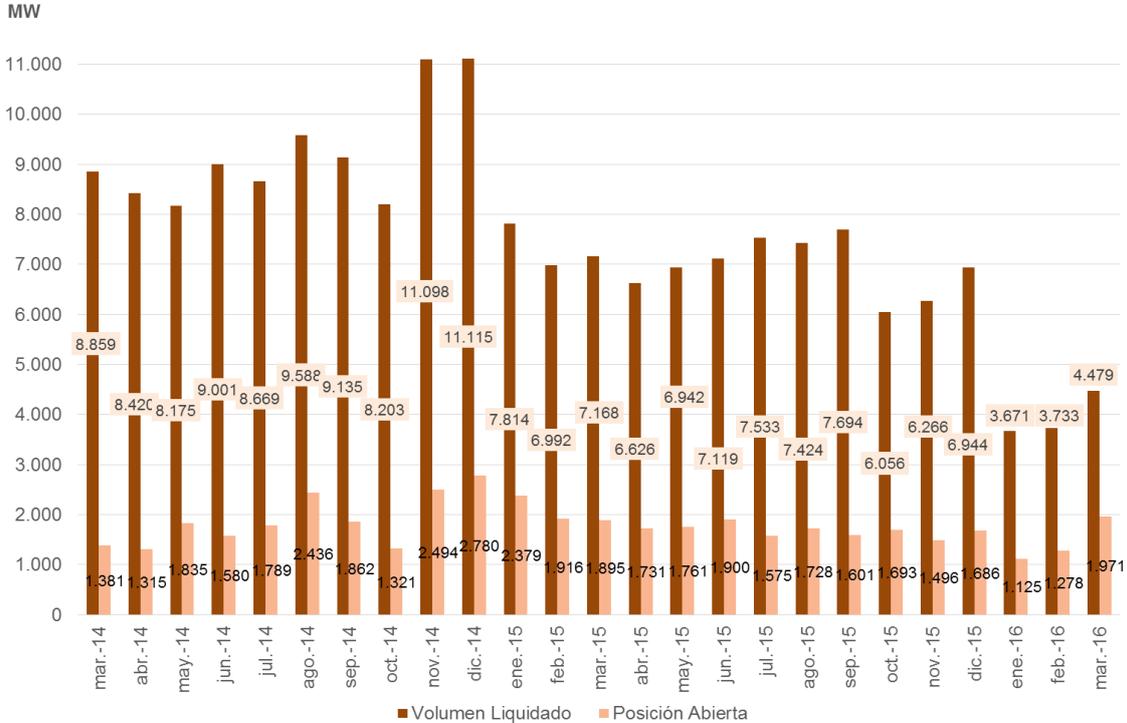
En este sentido, de los 4.479 MW con liquidación en marzo de 2016 que se registraron en OMIClear, el 56% (2.508 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 44% restante (1.971 MW) quedaron abiertas¹⁵ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 56% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁶ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en marzo de 2016. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2015 ascendió al 25,3%.

¹⁴ <http://www.omip.pt/>

¹⁵ Suma de las 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: marzo de 2014 a marzo de 2016



* 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.

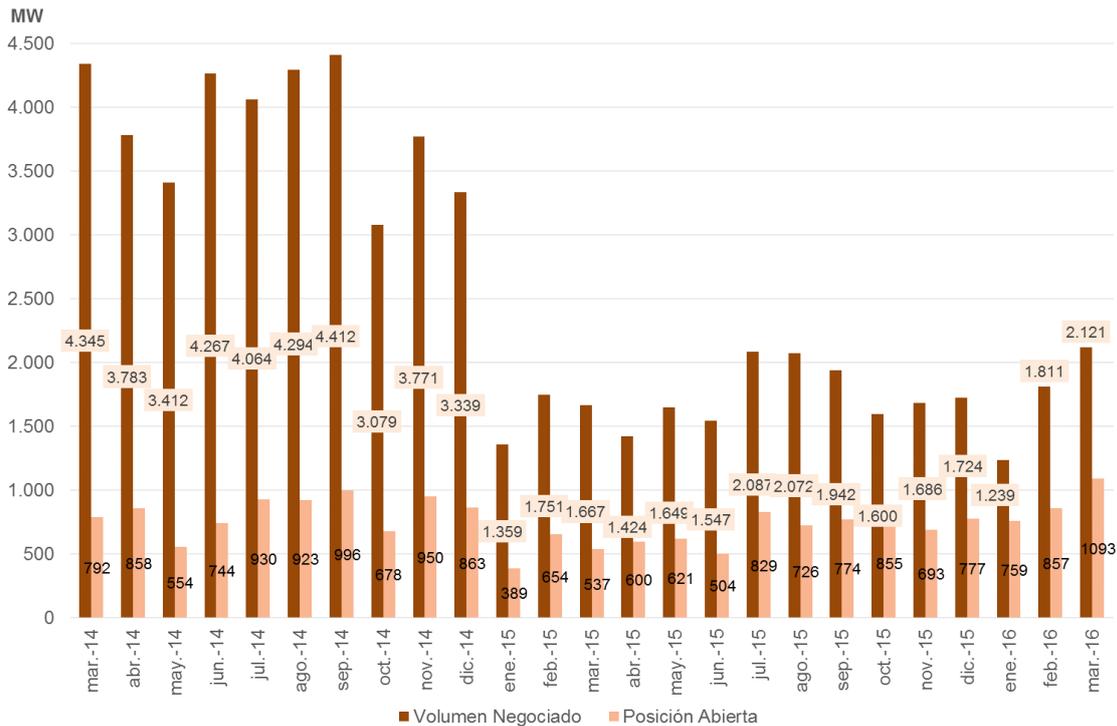
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en marzo de 2016 (15.195 MW), el 14% (2.121 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 48,5% (1.028 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 51,5% restante (1.093

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>).

MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2015 ascendió al 38,8%.

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta¹⁹ (MW)*
Periodo: marzo de 2014 a marzo de 2016



* 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

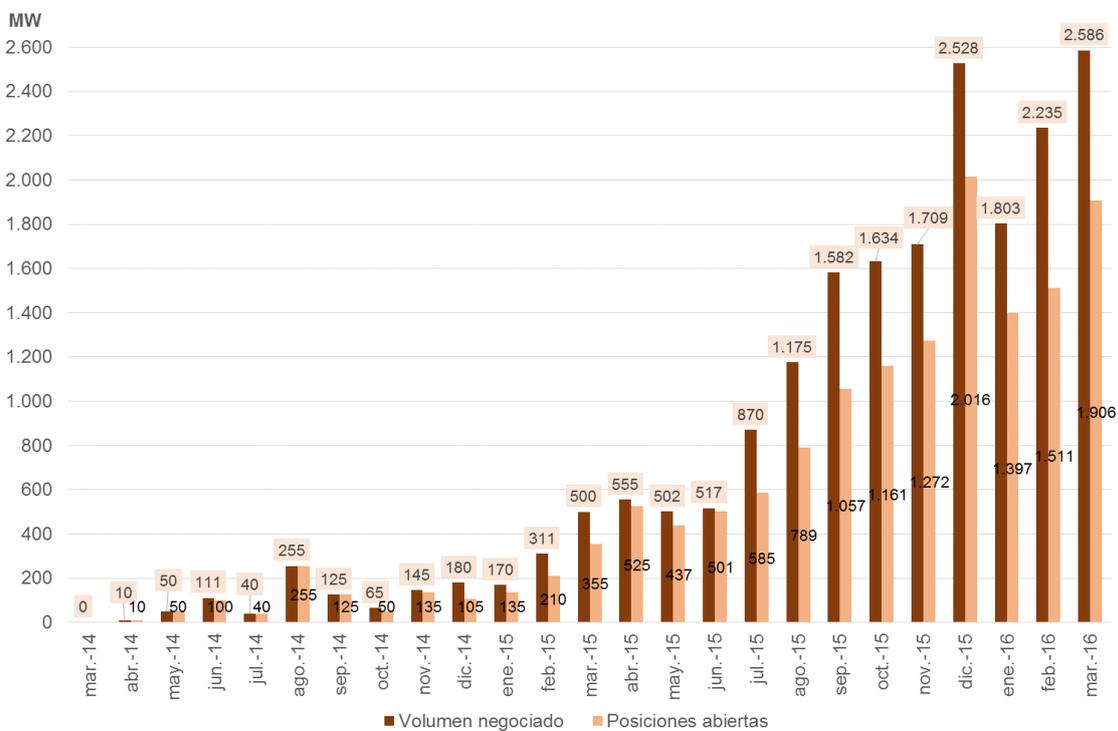
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre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

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>).

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en marzo de 2016 (15.195 MW), el 17% (2.586 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 26,3% (680 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 73,7% restante (1.906 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2015 ascendió al 65,2%.

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²¹ (MW)*
Periodo: marzo de 2014 a marzo de 2016



* 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

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 registrada en el mercado. Los volúmenes de posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signos contrarios.

3. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España

En esta sección se analiza la evolución de los principales determinantes de los precios a plazo de la energía eléctrica en España. En la sección 3.1 se comparan los precios spot y a plazo de la energía eléctrica en España con los de los países de nuestro entorno (Francia y Alemania), así como los volúmenes de negociación en dichos mercados, y en la sección 3.2 se comparan los precios a plazo con los precios spot realizados. La sección 3.3 analiza los precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂ y la sección 3.4 compara el coste variable a plazo estimado de una CCGT y de una central térmica de carbón con los precios a plazo de electricidad. Por último, la sección 3.5 examina los determinantes de los precios spot en España.

3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot 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 marzo de 2016, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en el mercado alemán y a las registradas en el mercado francés para todos los contratos.

En particular, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español de los contratos a plazo mostrados en el Cuadro 4, excepto la cotización del contrato mensual con liquidación en abril de 2016, presentaron tendencia ascendente respecto a las registradas en el mes anterior. El mayor ascenso se registró en la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2017 (+4,1%).

Asimismo, en el mercado alemán y francés, las cotizaciones de todos los contratos a plazo presentaron una tendencia ascendente respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto igualmente ascendente del precio del mercado de contado en dichos mercados. En el mercado alemán, el mayor ascenso se registró en la cotización del contrato mensual con liquidación en abril de 2016 (+7,2%). Mientras que en el mercado francés el mayor ascenso se registró en la cotización del contrato mensual con liquidación en mayo 2016 (+10,9%).

A 31 de marzo de 2016, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2017 se situó en el mercado español (41,60 €/MWh; +4,1% respecto al mes anterior) por encima de las cotizaciones registradas por el

contrato equivalente en Alemania (22,40 €/MWh; +4,4%) y en Francia (26,91 €/MWh; +4,3%).

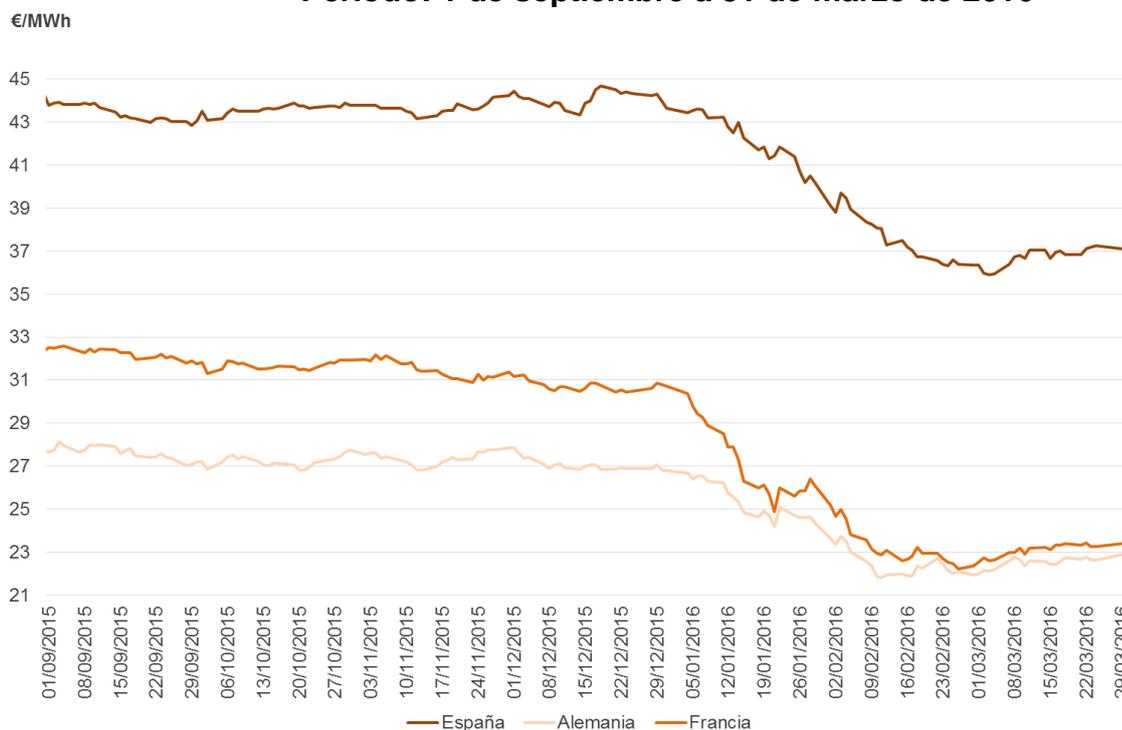
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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)		
	marzo-16	febrero-16	% Variación mar. vs. feb.	marzo-16	febrero-16	% Variación mar. vs. feb.	marzo-16	febrero-16	% Variación mar. vs. feb.
abr-16	29,00	29,30	-1,0%	24,88	23,20	7,2%	26,25	25,32	3,7%
may-16	38,35	37,18	3,1%	21,60	20,64	4,7%	22,45	20,24	10,9%
Q2-16	37,13	36,35	2,1%	22,87	21,94	4,2%	23,39	22,34	4,7%
Q3-16	44,70	44,40	0,7%	22,91	22,37	2,4%	23,25	22,40	3,8%
Q4-16	42,65	42,55	0,2%	24,85	24,16	2,9%	30,30	29,76	1,8%
YR-17	41,60	39,95	4,1%	22,40	21,45	4,4%	26,91	25,81	4,3%

Nota: Cotizaciones de marzo a 31/03/2016, excepto las del contrato FTB Q2-16 a 29/03/2016 y cotizaciones de febrero a 29/02/2016.

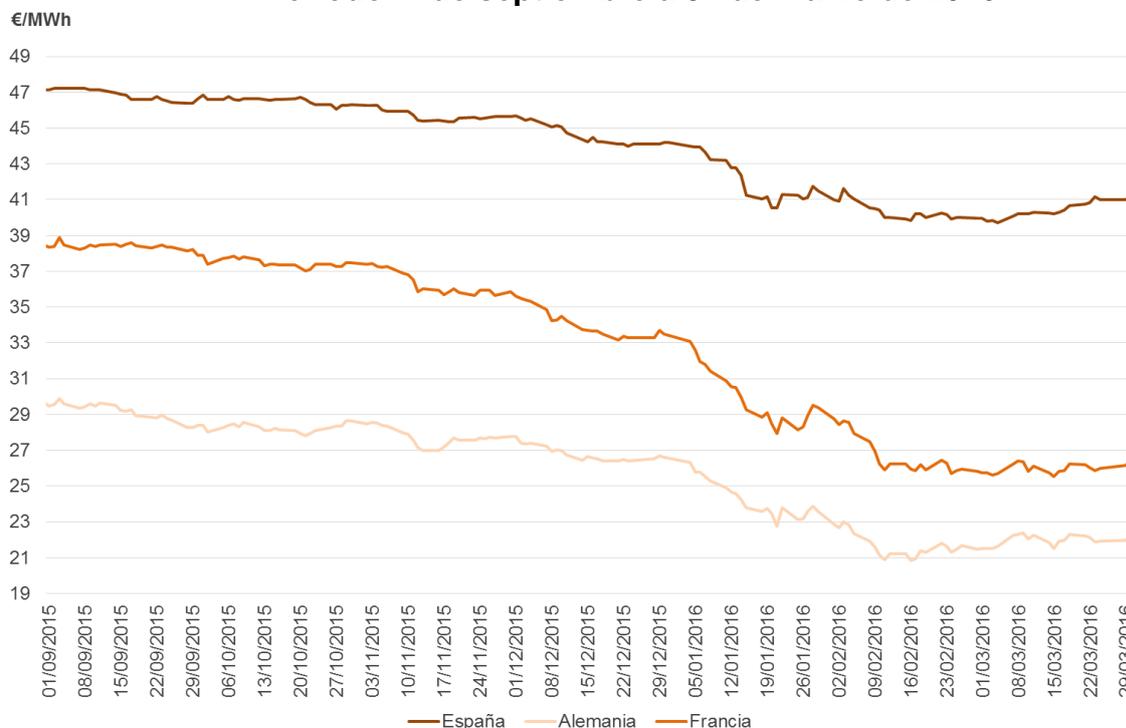
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

Gráfico 17. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-16 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de septiembre a 31 de marzo de 2016



Fuente: EEX y OMIP.

Gráfico 18. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-17 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de septiembre a 31 de marzo de 2016



Fuente: EEX y OMIP.

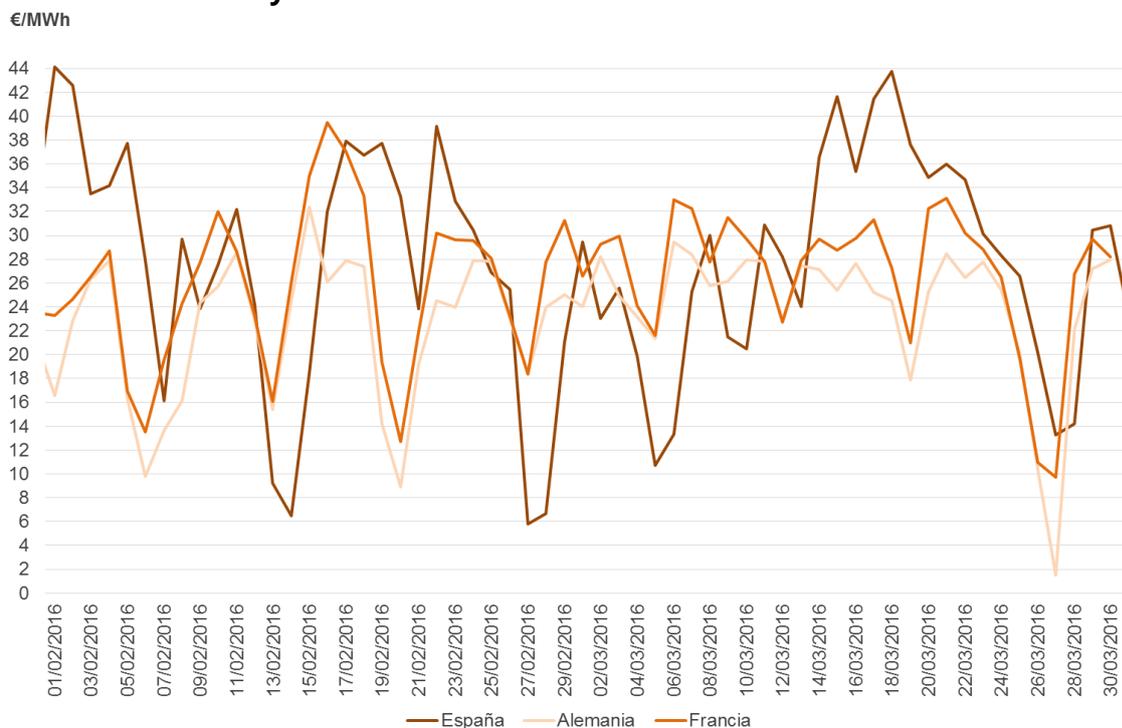
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 19), en el mes de marzo el precio medio del mercado diario en España, 27,80 €/MWh, aumentó un 1,1% respecto al registrado en el mes anterior (27,50 €/MWh), situándose por encima tanto del precio medio del mercado alemán (24,29 €/MWh, que aumentó un 10,4% respecto al del mes anterior en dicho mercado) como del precio medio del mercado francés (27,06 €/MWh, que experimentó un acenso del 6% respecto al del mes anterior).

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

Precios medios	marzo-16	febrero-16	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	27,80	27,50	1,1%
Alemania	24,29	21,99	10,4%
Francia	27,06	25,53	6,0%

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

Gráfico 19. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de febrero a 31 de marzo de 2016



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 EEX-ECC²², por mes de negociación. El volumen negociado en marzo de 2016 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia registrados en EEX-ECC ascendió a 163.908 GWh y a 32.305 GWh, respectivamente.

²² 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. En marzo de 2016, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (163.908 GWh en Alemania y 32.305 GWh en Francia) fueron 12,6 y 2,5 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (12.958 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

Cuadro 6. Volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en Periodo: marzo de 2014 a marzo de 2016

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
mar-14	112.959	1.864
abr-14	90.343	3.019
may-14	53.371	3.459
jun-14	77.053	3.505
jul-14	118.479	4.352
ago-14	76.228	3.197
sep-14	127.421	6.304
oct-14	115.699	10.261
nov-14	133.819	14.926
dic-14	146.174	16.234
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	16.014
sep-15	134.895	27.148
oct-15	158.159	31.671
nov-15	165.882	33.344
dic-15	132.353	30.940
ene-16	212.526	40.641
feb-16	190.975	30.050
mar-16	163.908	32.305

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

3.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la cotización del último día de negociación de los contratos

mensuales²³ con liquidación en los meses de marzo de 2014 a marzo de 2016 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de marzo de 2016, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo (-0,30 €/MWh), habiendo sido positiva en los dos meses anteriores. Asimismo, en el mercado alemán la prima de riesgo ex post de dicho mes se situó en un valor negativo (-1,70 €/MWh), al igual que en el mercado francés (-1,31 €/MWh), habiendo sido positiva en los 4 meses anteriores en ambos mercados.

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de marzo de 2014 a marzo de 2016, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot español (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)
mar-14	26,35	26,67	-0,32	32,33	31,04	1,29	38,26	35,56	2,70
abr-14	26,30	26,44	-0,14	29,72	31,58	-1,86	30,70	33,73	-3,03
may-14	38,80	42,41	-3,61	30,84	30,63	0,21	30,83	30,11	0,72
jun-14	51,15	50,95	0,20	29,88	31,52	-1,64	28,13	30,65	-2,52
jul-14	53,75	48,21	5,54	32,25	31,88	0,37	29,05	25,49	3,56
ago-14	48,00	49,91	-1,91	30,89	27,93	2,96	22,37	22,76	-0,39
sep-14	49,95	58,89	-8,94	34,46	34,79	-0,33	36,90	37,22	-0,32
oct-14	52,00	55,12	-3,12	34,65	35,24	-0,59	45,75	41,85	3,90
nov-14	49,65	46,80	2,85	35,70	36,37	-0,67	45,72	38,82	6,90
dic-14	46,25	47,47	-1,22	36,37	32,89	3,48	47,61	41,98	5,63
ene-15	46,93	51,60	-4,67	32,02	28,72	3,30	39,36	41,33	-1,97
feb-15	47,25	42,57	4,68	35,70	36,72	-1,02	48,95	50,15	-1,20
mar-15	40,50	43,13	-2,63	32,57	31,32	1,25	43,98	43,78	0,20
abr-15	38,53	45,34	-6,81	31,27	29,72	1,55	42,10	39,54	2,56
may-15	48,25	45,12	3,13	27,80	25,36	2,44	28,07	26,48	1,59
jun-15	49,83	54,73	-4,90	28,66	30,07	-1,41	29,55	32,10	-2,55
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

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

²³ 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.

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

En el mes de marzo el precio del petróleo, del carbón EEX ARA y de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia ascendente con respecto al mes anterior, al contrario que en el mes de febrero de 2016 en la que el precio de todos los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂ (con la excepción del Brent spot y Brent con entrega a un mes) presentaron una tendencia descendente. Por el contrario, el precio del gas natural mantuvo la tendencia descendente.

En particular con datos a 31 de marzo de 2016, la cotización del contrato a plazo de petróleo con entrega a un mes se incrementó un 10,1% y la del contrato con entrega a doce meses experimentó un ascenso del 6,5%, respecto a las del mes anterior.

Las cotizaciones de los contratos a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) con entrega en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2016 descendieron, en marzo, un 1,9%, 2,1% y 2%, respectivamente, respecto a las del mes anterior.

En el caso de las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA, todos los contratos indicados en el Cuadro 8 mostraron un comportamiento ascendente, tanto las relativas al contrato con entrega en abril 2016 (+2,4%) como las cotizaciones de los contratos con vencimiento en el segundo trimestre de 2016 y en el año 2017 (2,4% y 10,3%, respectivamente).

En el mes de marzo los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ presentaron también una tendencia ascendente (4,2% para el contrato con vencimiento en diciembre de 2016 y 3,8% para el contrato con vencimiento en diciembre de 2017).

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

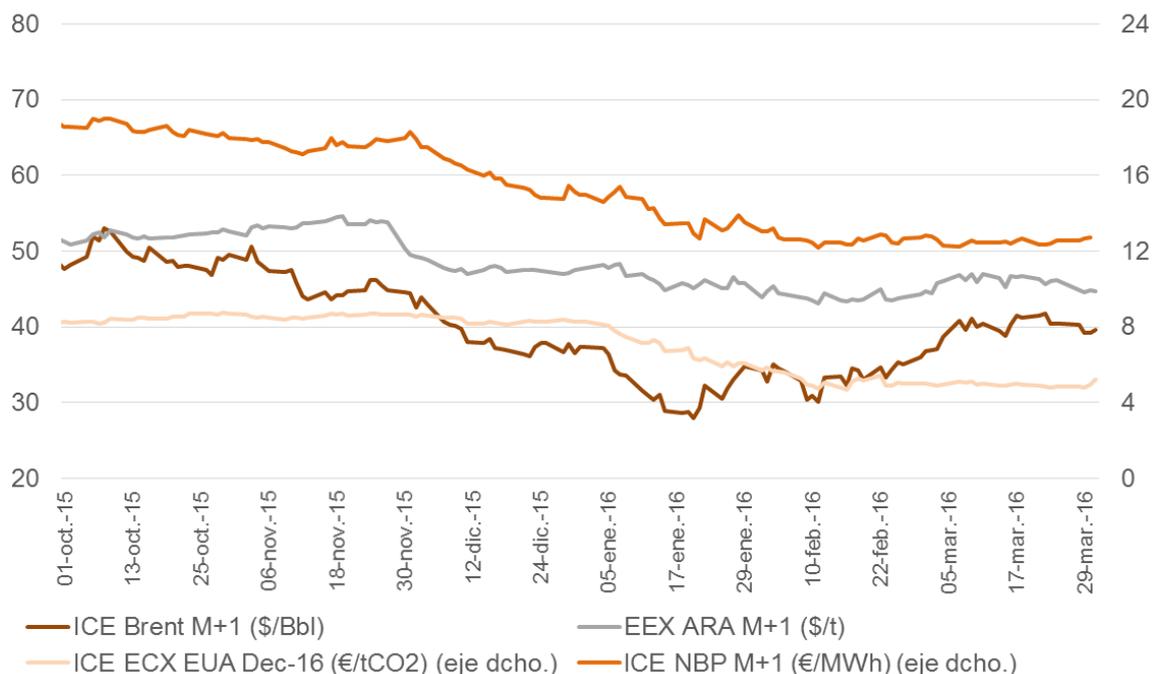
	Cotizaciones en Mar.-16: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Feb.-16: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-mar-16	Mín.	Máx.	29-feb-16	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl	31-mar-16	Mín.	Máx.	29-feb-16	Mín.	Máx.	Mar. vs Feb.
Brent Spot	38,70	35,56	40,24	35,79	0,00	36,13	8,1%
Brent entrega a un mes	39,60	36,81	41,79	35,97	0,00	35,97	10,1%
Brent entrega a doce meses	44,76	42,51	46,50	42,04	0,00	42,04	6,5%
Gas natural Europa €/MWh	31-mar-16	Mín.	Máx.	29-feb-16	Mín.	Máx.	Mar. vs Feb.
Gas NBP Spot	12,65	12,41	13,60	13,18	0,00	13,43	-4,0%
Gas NBP entrega Q2-16	12,12	11,91	12,44	12,36	0,00	12,87	-1,9%
Gas NBP entrega Q3-16	13,80	11,72	12,22	14,09	0,00	12,82	-2,1%
Gas NBP entrega Q4-16	11,90	13,74	14,27	12,14	0,00	14,89	-2,0%
Carbón EEX ARA API2 \$/t	31-mar-16	Mín.	Máx.	29-feb-16	Mín.	Máx.	Mar. vs Feb.
Carbón entrega Abr-16	44,74	43,81	46,72	43,68	41,50	45,27	2,4%
Carbón entrega Q2-16	43,91	43,12	46,01	42,89	40,72	44,38	2,4%
Carbón entrega 2017	44,10	38,20	42,50	39,98	36,68	39,27	10,3%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	31-mar-16	Mín.	Máx.	29-feb-16	Mín.	Máx.	Mar. vs Feb.
Dchos. emisión EUA Dic-2016	5,22	4,79	5,22	5,01	4,70	5,84	4,2%
Dchos. emisión EUA Dic-2017	5,25	4,84	5,25	5,06	4,75	5,91	3,8%

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

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

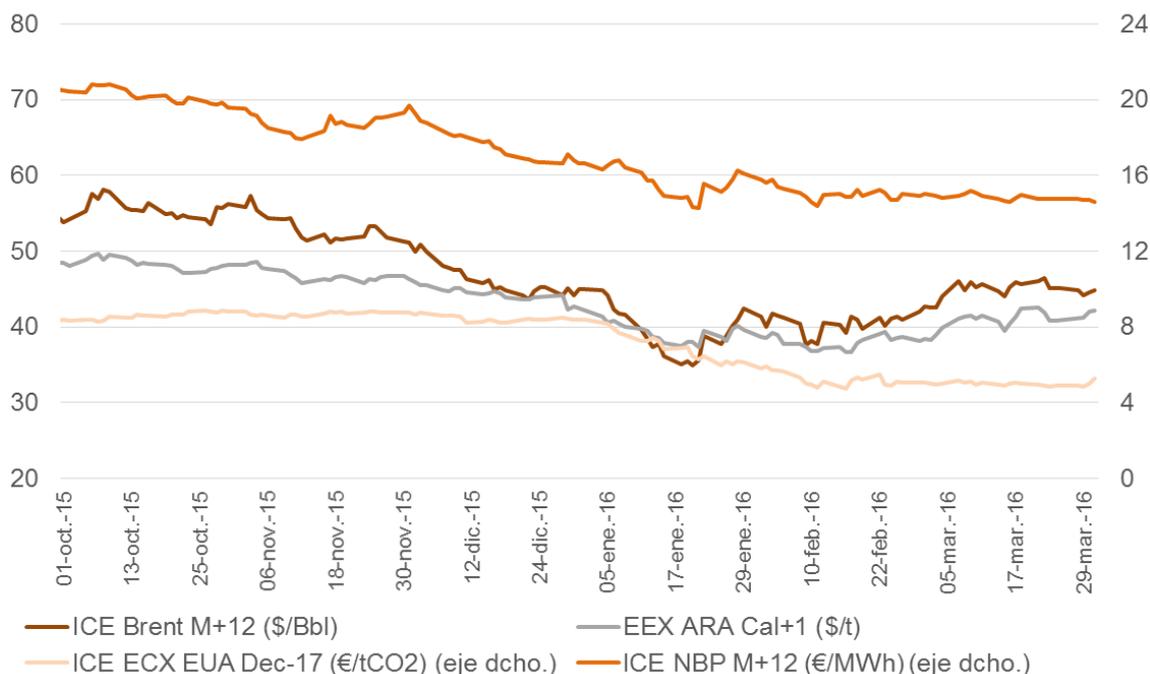
Las tendencias indicadas durante el mes de marzo se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 20) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 21).

Gráfico 20. 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 octubre 2015 – 31 marzo 2016



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

Gráfico 21. 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 octubre 2015 – 31 marzo 2016



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

Al cierre del mes de marzo de 2016 (31 de marzo), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,14 \$/€ frente a 1,09 \$/€ al final del mes anterior. Sin embargo, el tipo de cambio de la libra esterlina se mantuvo a cierre de mes en el entorno de precios del 29 de febrero (0,79 £/€).

Entre los factores que contribuyeron al aumento en los precios del crudo, tanto en el contrato spot como a plazo, destaca el anuncio de una reunión entre los principales productores de petróleo (miembros de la OPEC y otros productores que acaparan una cuota del 73% del crudo mundial) el 17 de abril, si bien el anuncio se produjo en un contexto de exceso de oferta y, en particular, de reservas elevadas en Estados Unidos.

En el descenso de los precios a plazo del gas natural en Reino Unido habría influido la elevada cantidad de reservas en Europa continental, proviniendo el suministro principalmente de importaciones desde Rusia.

Por su parte, en el aumento de las cotizaciones del carbón en la primera quincena de marzo habría influido la incertidumbre por el lado de la oferta (posible huelga en Colombia), en un contexto de estabilidad en la demanda.

En el aumento de los precios de los derechos de emisión de CO₂ habría influido el incremento en las posiciones compradoras que trataban de cerrar posiciones bajistas previas de cara a la publicación de los datos de emisiones verificadas. Las previsiones de los analistas son de un aumento de entre el 0,2% y el 1% en las emisiones verificadas respecto al año 2014. En general, una desviación de más del $\pm 2\%$ respecto a las estimaciones puede tener efectos notables en las cotizaciones del EUA.²⁴

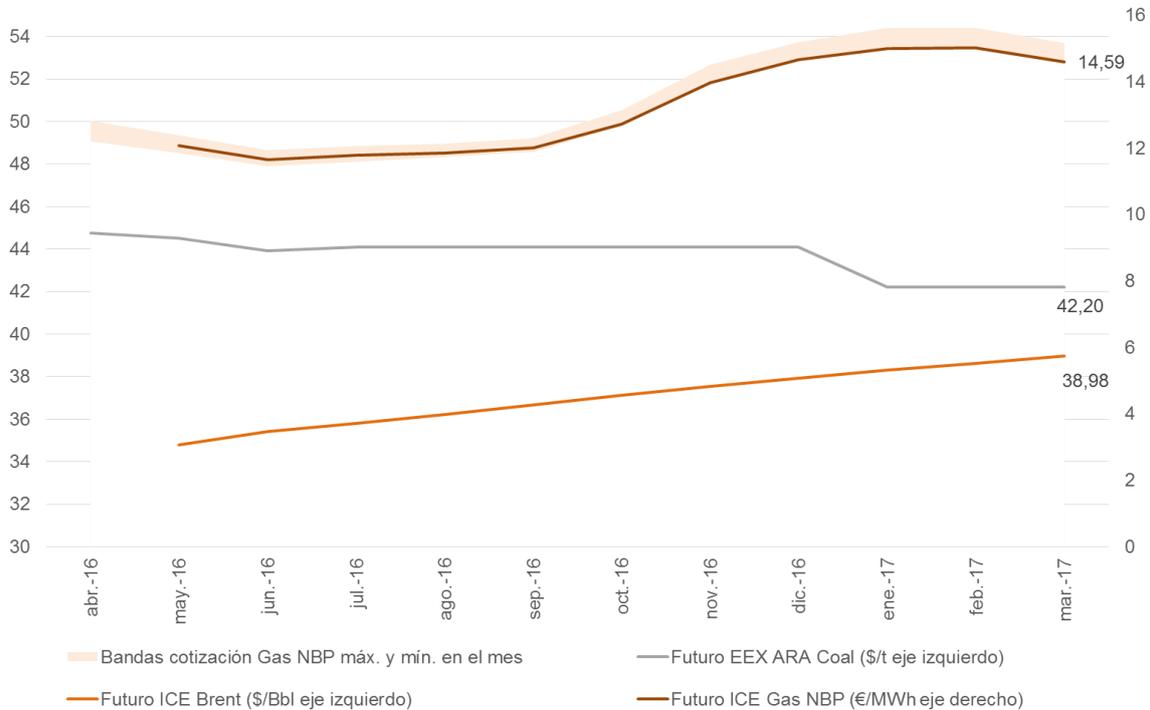
Al cierre del mes de marzo (31 de marzo) la curva a plazo del Brent sigue mostrando una tendencia ascendente de precios (véase Gráfico 22). Por otro lado, la curva a plazo del gas natural (NBP) también registra una situación de “contango” (tendencia ascendente de precios) desde el mes de junio de 2016, especialmente a partir del mes de septiembre, si bien dicha variación se debe fundamentalmente a la estacionalidad de su consumo para calefacción en los meses de invierno y para generación eléctrica en los meses estivales.

Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 22 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de marzo. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 0,52 €/MWh (1,22 €/MWh en el mes anterior).

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA muestra una cierta tendencia decreciente, oscilando al cierre del mes de marzo de 2016 entre un máximo de 44,74 \$/t en abril de 2016 y un mínimo de 42,20 \$/t en el primer trimestre de 2017.

²⁴ 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 y carbón (informe de Platts “Power In Europe”) y derechos de emisión (informe “W2M-IMenergia”).

Gráfico 22. Curva a plazo de los combustibles, a 31 de marzo de 2015 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)



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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-16 y Cal-17 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

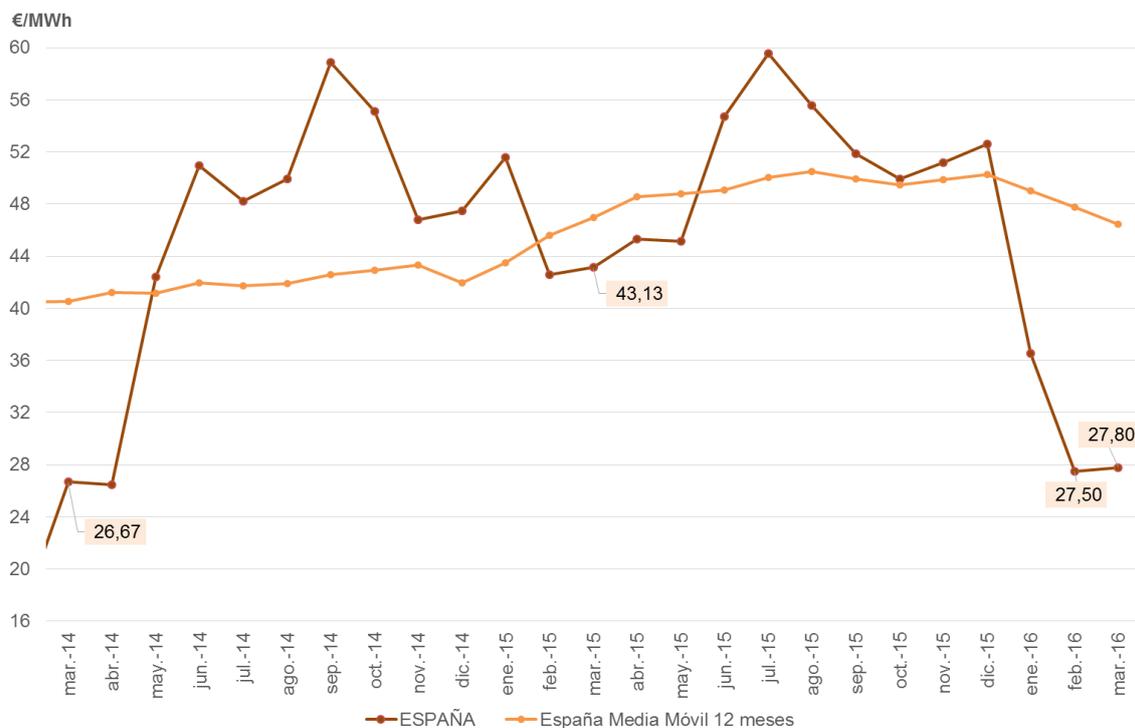
3.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 23 se refleja la evolución del precio medio mensual y media móvil anual del mercado spot en el periodo comprendido entre marzo de 2014 y marzo de 2016. En el mes de marzo de 2016 el precio spot medio mensual se situó en 27,80 €/MWh²⁵, un 1,1% superior al precio spot medio mensual

²⁵ En marzo de 2016 el precio spot medio portugués se situó en 27,70 €/MWh, un 0,10 €/MWh inferior al precio spot medio español (27,80 €/MWh). En 2016 la convergencia de precios entre ambos países está siendo muy elevada, existiendo un precio diferente en 186 horas de un total de 2.183 (8,5% del total de las horas del primer trimestre de 2016). En 2015 la convergencia de precios entre España y Portugal fue prácticamente total. Así, sólo en 212 horas de las 8.760 horas totales (2,4% del total de las horas de 2015) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,10 €/MWh).

registrado en el mes anterior (27,50 €/MWh) y un 35,5% inferior al precio spot medio registrado en marzo de 2015 (43,13 €/MWh).

Gráfico 23. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario Periodo: marzo de 2014 a marzo de 2016

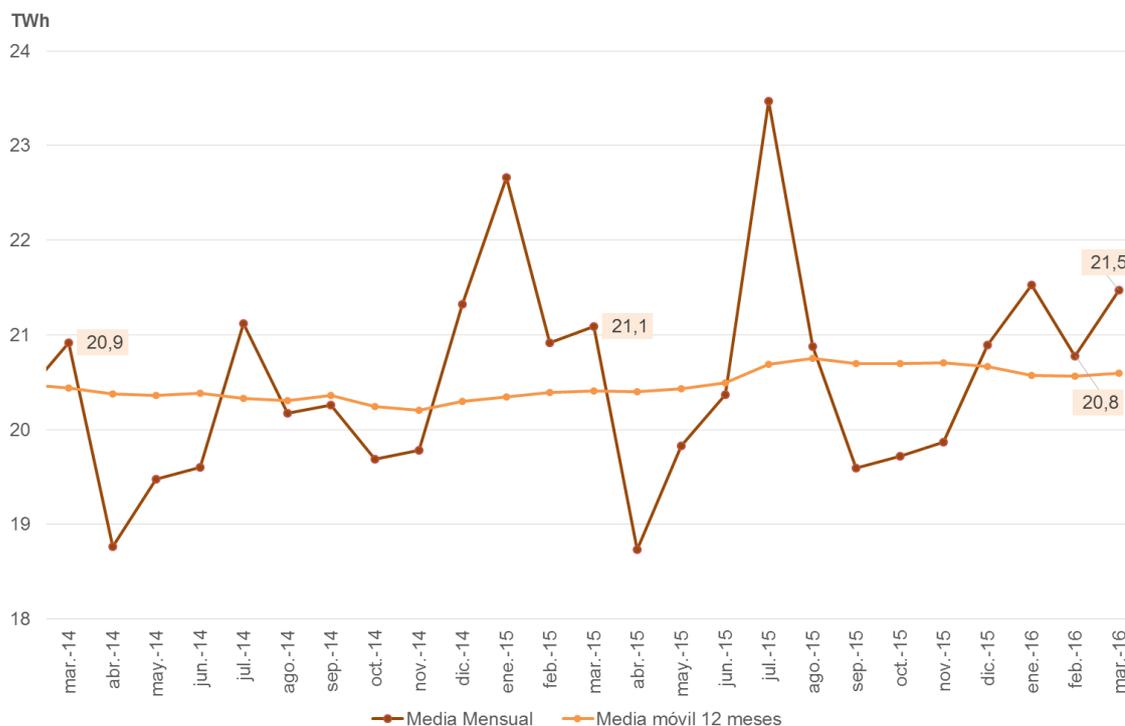


Fuente: OMIE.

En el Gráfico 24 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

En el mes de marzo, la demanda se cifró en 21,5 TWh, un 3,4% superior al valor registrado en el mes anterior (20,8 TWh) y un 1,8% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (21,1 TWh en marzo de 2015). En el mes de marzo 2016, la demanda fue un 4,3% superior a la media móvil anual (20,6 TWh).

Gráfico 24. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: marzo de 2014 a marzo de 2016



Fuente: REE.

En el Cuadro 9 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de marzo 2015, febrero y marzo de 2016 y para el conjunto del año 2015.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de marzo de 2016 destacó, con respecto al mes anterior, el descenso de la producción eólica (-12%) y otras renovables (-18,3%) y, en menor medida, la producción mediante carbón (-5,6%). Por el contrario, la producción nuclear experimentó un incremento del 31,7%, siendo la segunda fuente en términos de producción (cuota del 24,3%), después de la producción eólica (cuota del 25%). La energía solar experimentó un incremento relativo destacado, si bien su contribución a la generación total continúa sin ser proporcionalmente significativa, representando en marzo un 5,1% del total (y un 82,9% de la producción por ciclo combinado).

El aumento registrado en la producción nuclear e hidráulica compensó el incremento de la demanda (+3,4%) y la disminución de la producción eólica, siendo el precio de mercado spot en el mes de marzo similar al del mes anterior (+0,30 €/MWh respecto al registrado en el mes anterior).

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

	mar-16	feb-16	mar-15	% Var. mar-16 vs. feb-16	% Var. mar-16 vs. mar-15	2015	2015 % Total Demanda transporte
Hidráulica	4,73	4,48	4,08	5,6%	16,1%	30,81	12,4%
Nuclear	5,22	3,96	5,21	31,7%	0,3%	54,75	22,1%
Carbón	1,65	1,74	2,59	-5,6%	-36,5%	50,92	20,5%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	1,31	1,25	1,63	4,5%	-19,5%	25,33	10,2%
Eólica	5,37	6,10	4,87	-12,0%	10,3%	47,70	19,2%
Solar fotovoltaica	0,68	0,47	0,68	44,8%	0,0%	7,82	3,2%
Solar térmica	0,41	0,15	0,42	169,1%	-2,4%	5,08	2,1%
Otras renovables ⁽²⁾	0,26	0,32	0,38	-18,3%	-31,9%	4,62	1,9%
Cogeneración	2,14	1,95	2,09	9,8%	2,3%	25,08	10,1%
Residuos	0,26	0,22	0,14	20,0%	89,0%	1,89	0,8%
Total Generación	22,02	20,64	22,07	6,7%	-0,2%	254,01	102,4%
Consumo en bombeo	-0,58	-0,73	-0,48	-21,1%	20,1%	-4,52	-1,8%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,11	-0,09	-0,10	19,1%	8,2%	-1,33	-0,5%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,14	0,95	-0,40	-85,2%	-135,5%	-0,13	-0,1%
Total Demanda transporte	21,48	20,78	21,09	3,4%	1,8%	248,02	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.

