



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



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

18 de octubre 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	8
2.1.	Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	8
2.2.	Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	13
2.3.	Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento	16
2.4.	Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	17
3.	Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	24
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	24
3.2.	Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	29
3.3.	Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	31
3.4.	Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-16 y Cal-17 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	36
3.5.	Análisis de los precios spot en España	36

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 septiembre de 2016, en un contexto ascendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior (+5,9%), las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica también ascendieron.

En particular, las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en octubre, noviembre y diciembre de 2016 aumentaron un 7,8%, 8,4% y 7,8%, respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el cuarto trimestre de 2016 y primer, segundo y tercer trimestres de 2017 se incrementaron un 6,9%, 6,6%, 2,2% y 3,9%, respectivamente, respecto a las registradas el mes anterior. En concreto, las cotizaciones de los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes en 45,70 €/MWh el Q4-16, 43,75 €/MWh el Q1-17, 39,25 €/MWh el Q2-17 y 46,35 €/MWh el Q3-17.

Las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en el año 2017 y 2018 aumentaron un 4,2% y 0,6%, respectivamente, respecto a las registradas el mes anterior, situándose a cierre de mes (30 de septiembre) en 43 €/MWh y 41,25 €/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.

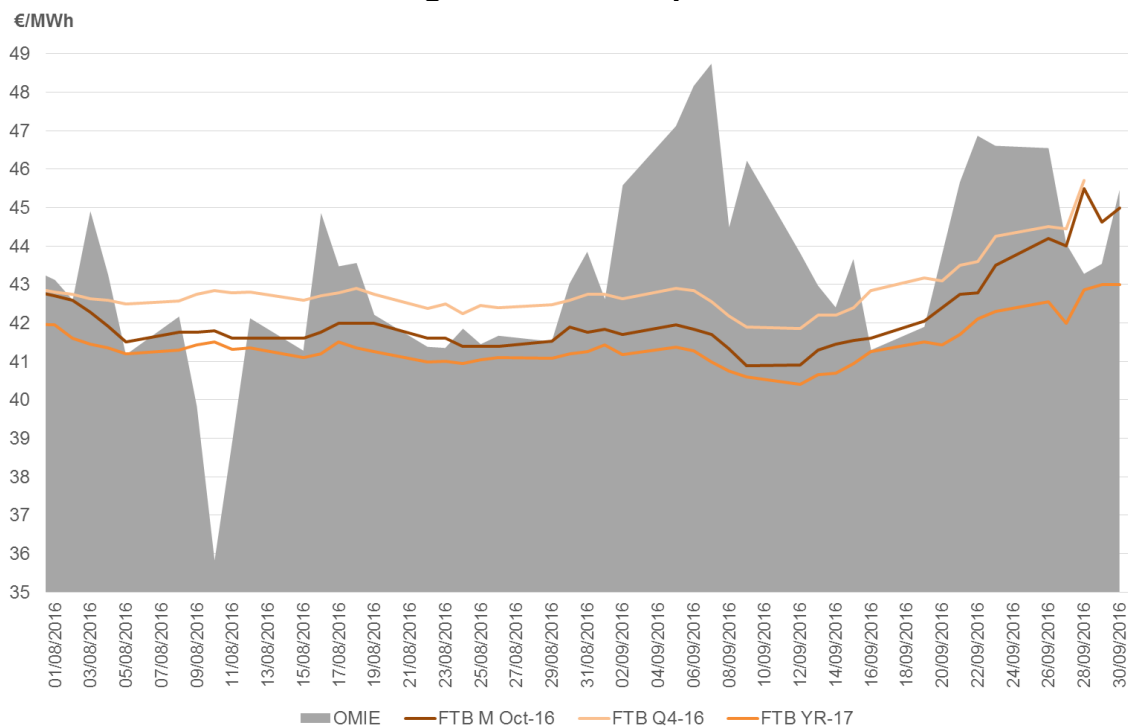
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE SEPTIEMBRE DE 2016				MES DE AGOSTO DE 2016				% Variación últ. cotización sep-16 vs. ago-16
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Oct-16	45,00	45,50	40,89	42,49	41,75	42,70	41,40	41,80	7,8%
FTB M Nov-16	46,75	46,75	41,90	43,56	43,14	43,16	42,56	42,85	8,4%
FTB M Dec-16	46,75	46,75	42,72	43,99	43,38	43,66	42,80	43,26	7,8%
FTB Q4-16	45,70	45,70	41,85	41,85	42,75	42,90	42,25	42,25	6,9%
FTB Q1-17	43,75	43,75	40,05	41,47	41,03	41,35	40,85	41,11	6,6%
FTB Q2-17	39,25	39,58	37,30	38,38	38,39	38,39	37,36	37,90	2,2%
FTB Q3-17	46,35	46,36	43,88	44,99	44,63	46,03	44,20	44,90	3,9%
FTB YR-17	43,00	43,00	40,40	41,55	41,25	41,95	40,95	41,28	4,2%
FTB YR-18	41,25	41,78	40,33	40,97	41,00	41,00	40,64	40,86	0,6%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de septiembre a 30/09/2016 y cotizaciones de agosto a 31/08/2016.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

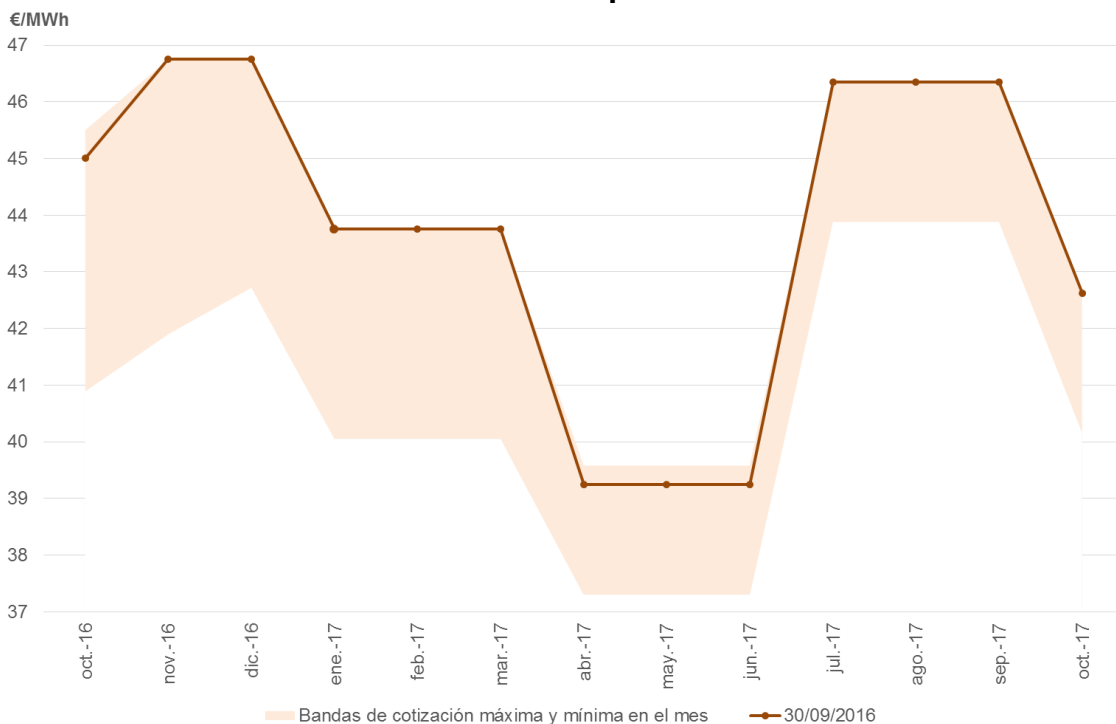
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de agosto – 30 de septiembre de 2016**



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 septiembre de 2016. Se observa, a partir del horizonte de liquidación diciembre de 2016, una marcada tendencia descendente de la curva a plazo (curva en “backwardation”²) hasta el segundo trimestre de 2017, así como un comportamiento alcista de precios para el horizonte de liquidación del tercer trimestre de 2017.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de septiembre, el precio medio del mercado diario (43,59 €/MWh) aumentó un 5,9% respecto al registrado en el mes anterior (41,16 €/MWh).

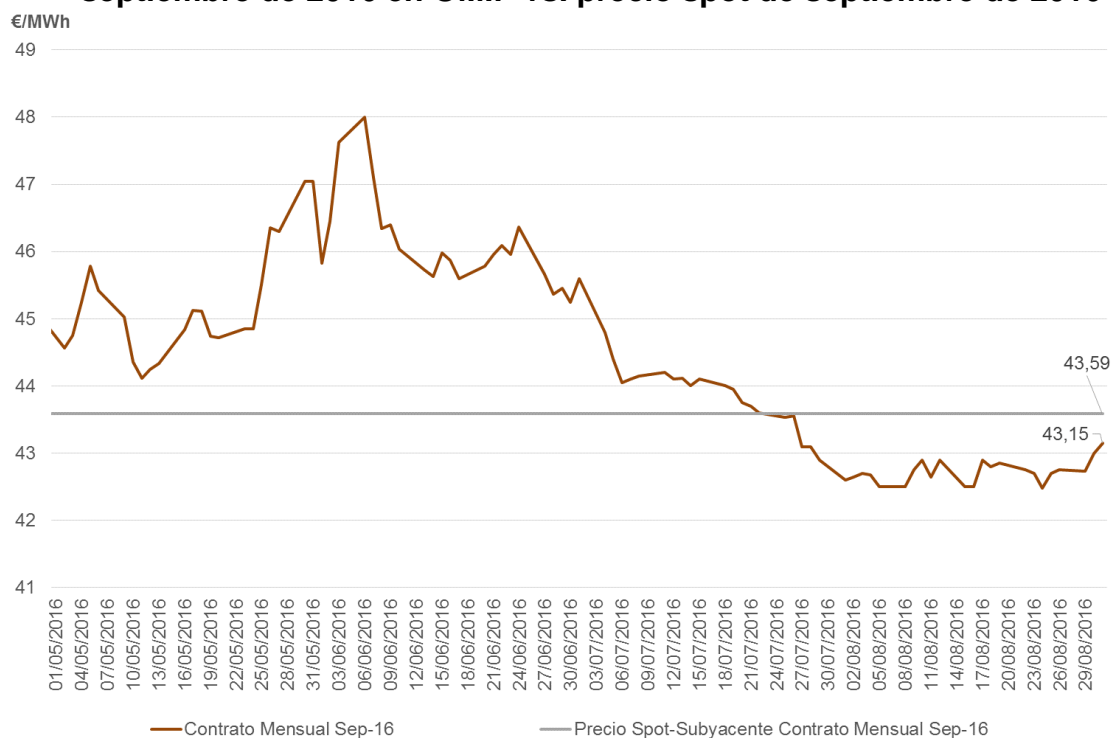
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en septiembre de 2016 (31 de agosto de 2016) anticipaba un precio medio del mercado diario de 43,15 €/MWh para dicho mes, un 1% inferior al precio spot finalmente registrado (43,59 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP³, se alcanzaron respectivamente el 6 de junio de 2016 (máxima de 48 €/MWh) y el 24 de agosto de 2016 (mínima de 42,48 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 5,52 €/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 mayo al 31 de agosto de 2016.

primas de riesgo calculadas ex post⁴ del contrato mensual de septiembre 2016 fueron positivas en sus tres primeros meses de cotización mientras que fueron negativas desde finales de julio hasta el último día de su cotización (31 de agosto de 2016). Por ello, las posiciones netas compradoras (vendedoras) del contrato mensual de septiembre de 2016 adquiridas en mayo, junio y prácticamente todo el mes de julio de 2016 se liquidaron con pérdidas (beneficios), mientras que las posiciones netas vendedoras (compradoras) desde finales de julio de 2016 se liquidaron con pérdidas (beneficios).

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



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

Para el mes de octubre de 2016, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 30 de septiembre), anticipa un precio medio del mercado diario de 45 €/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 septiembre 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). En particular, el precio medio diario del mercado de contado

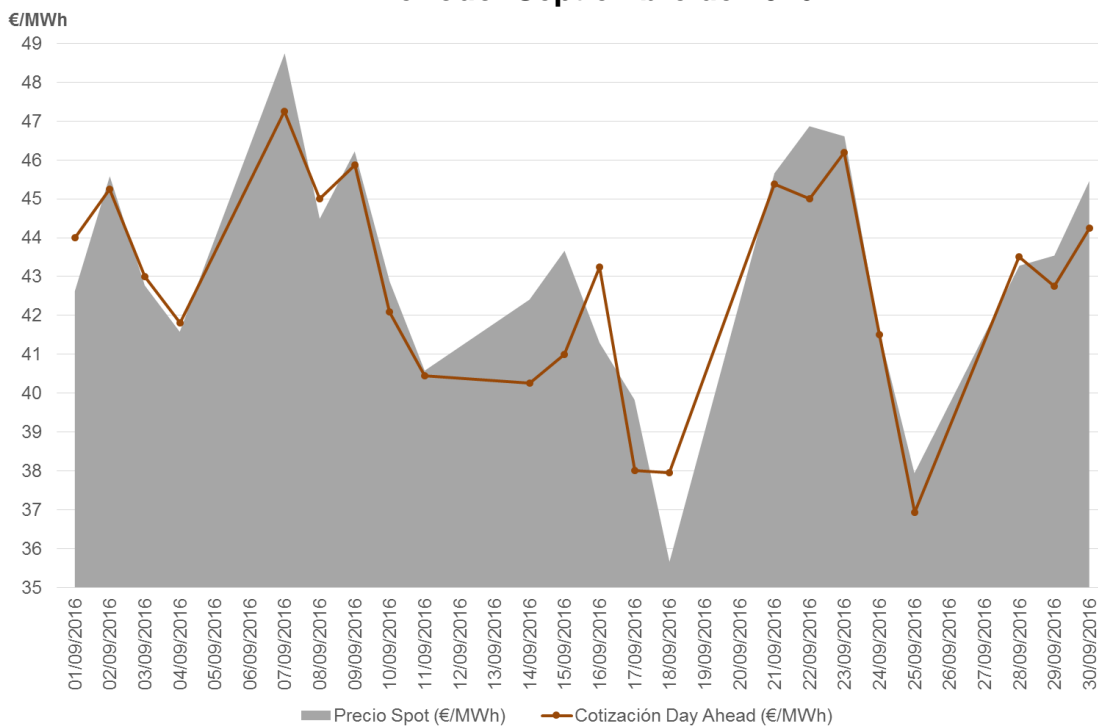
⁴ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en septiembre de 2016 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en septiembre de 2016.

en septiembre de 2016 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación⁵) ascendió a 43,15 €/MWh, 0,39 €/MWh superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en septiembre de 2016 (42,76 €/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 (-0,39 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

Por su parte, la mayor prima de riesgo ex post se registró el 15 de septiembre de 2016 y se situó en -2,66 €/MWh.

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



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–). 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 agosto y septiembre de 2016⁷.

En el mes de septiembre de 2016 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 16,6 TWh, un 112,2% superior al volumen registrado el mes anterior (7,8 TWh), y un 46,1% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (11,3 TWh). Entre enero y septiembre de 2016 se han negociado un total de 145,6 TWh, lo que supone un incremento del 34,3% en el volumen negociado respecto al mismo periodo de 2015 (108,4 TWh).

El volumen negociado en OMIP en septiembre de 2016 representó el 5,7% 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.

2,2% en agosto. Este último fue el valor más bajo negociado en OMIP desde su creación en julio de 2006. 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 septiembre de 2016 (16,6 TWh) representó el 79,5% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,8 TWh), superior al porcentaje (62,9%) que representó la negociación en dichos mercados en el año 2015 (155,9 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (248 TWh).

En el mes de septiembre 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 9,3 TWh (96,7% superior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en septiembre de 2016 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 64%. En el mismo periodo de 2015 dicho porcentaje fue inferior (60,4%), situándose para el conjunto de 2015 en un 54,2%.

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

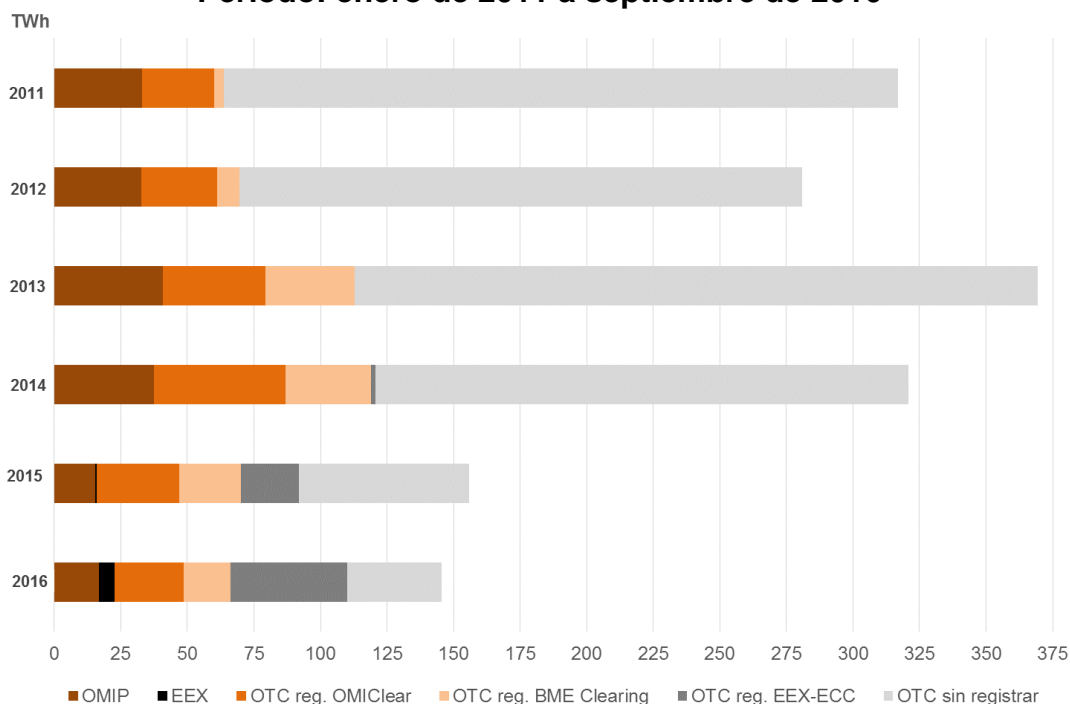
Volumen negociado (GWh)	Mes actual septiembre 2016	Mes anterior agosto 2016	% Variación	Acumulado 2016	Total 2015
OMIP	947	169	460,4%	16.840	15.364
EEX	1.031	228	352,9%	5.896	609
OTC	14.587	7.411	96,8%	122.837	139.967
OTC registrado y compensado*:	9.341	4.749	96,7%	87.344	75.833
<i>OMIClear</i>	2.336	1.006	132,1%	26.008	31.012
<i>BME Clearing</i>	1.750	703	148,9%	17.369	23.090
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	5.255	3.039	72,9%	43.967	21.731
Total (OMIP, EEX y OTC)	16.565	7.808	112,2%	145.573	155.940

*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.

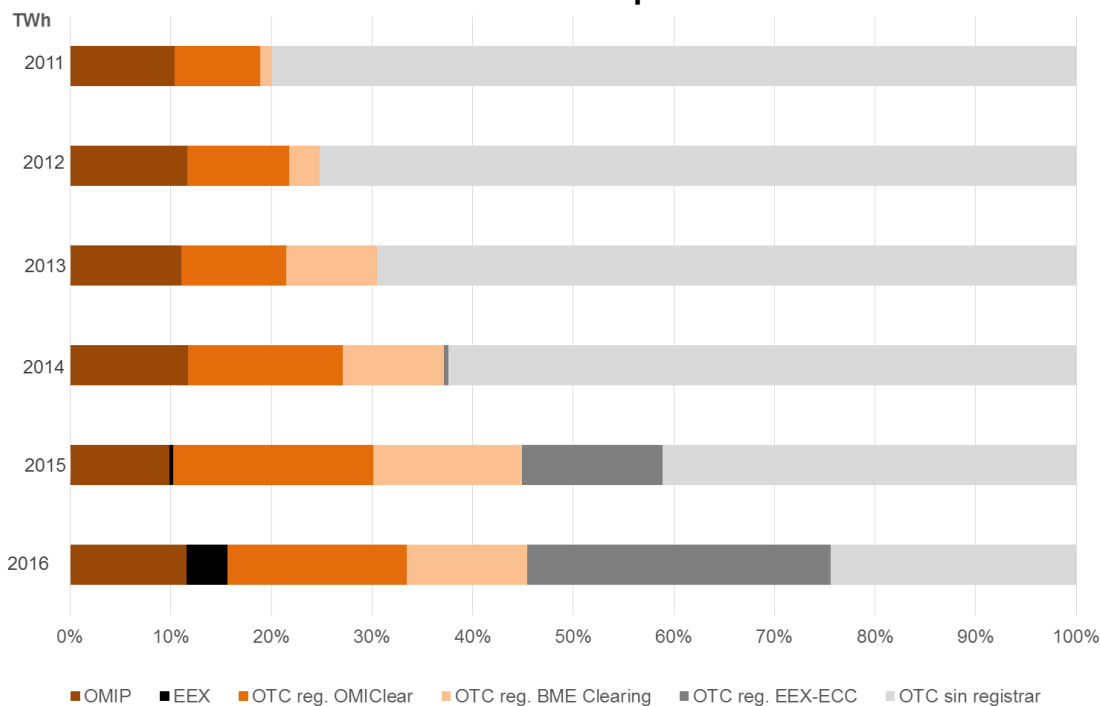
En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2011 hasta el 30 de septiembre de 2016, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado de OMIP y de EEX. En el Gráfico 6 se muestra esa misma información en términos porcentuales.

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



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

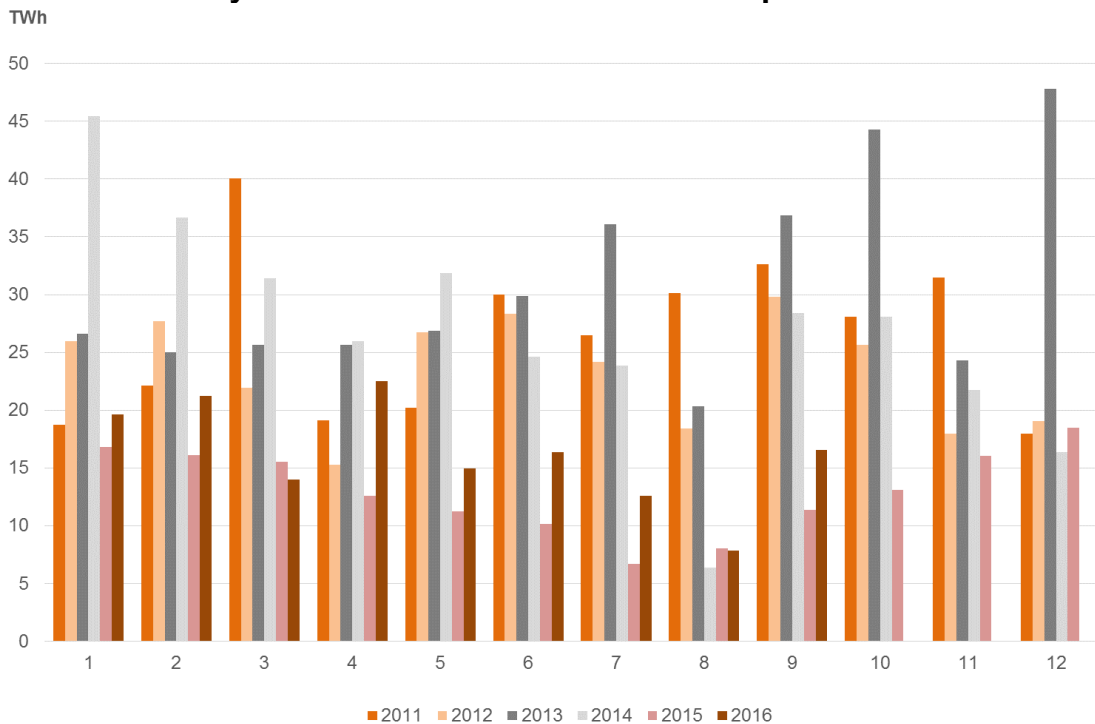
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2011 a septiembre de 2016



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 septiembre de 2016. En el mes de septiembre de 2016 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 16,6 TWh, un 46,1% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (11,3 TWh en septiembre de 2015).

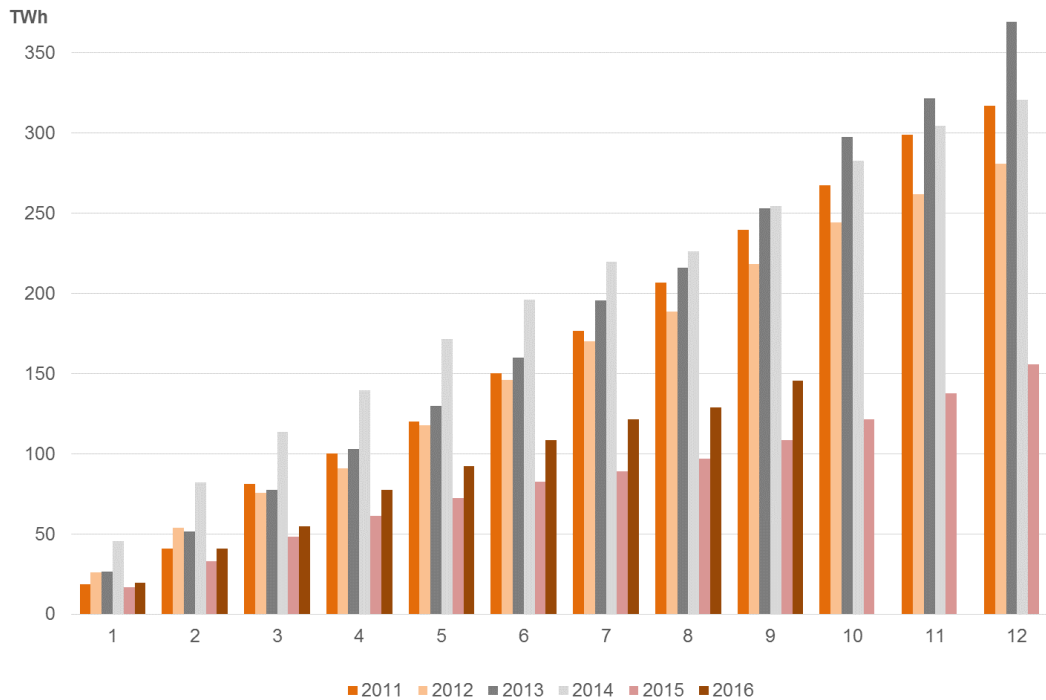
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a septiembre de 2016



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 el periodo enero-septiembre de 2016 se han negociado 145,6 TWh, lo que supone un 34,3% más que el volumen negociado en el mismo periodo de 2015 (108,4 TWh).

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a septiembre 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 agosto y septiembre 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 septiembre de 2014 y septiembre 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 septiembre 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 91,9% (15,2 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue inferior (86,8%; 6,8 TWh).

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

EEX, fue del 8,1% (1,3 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación superior (13,2%; 1 TWh). En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en agosto a 1.862 MW (6,4% de la demanda horaria media de dicho mes, 28.950 MW).

En septiembre de 2016 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 46,6% (7,1 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (15,2 TWh)⁹. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 35,2% (5,4 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 0,9 TWh, el 12,2% de los contratos anuales negociados y 5,2% del volumen total negociado. Por su parte, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a tres años vista Cal+3 ascendió aproximadamente a 0,1 TWh¹⁰ (1,9% de los contratos anuales negociados y 0,8% del volumen total).

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación diaria con el 51,3% (0,7 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,3 TWh)¹¹, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 41,3% (0,6 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

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

Tipo de contrato	Mes actual sep-16	Mes anterior ago-16	% Variación	Total 2016	% Total 2016	Total 2015	% Total 2015
Diario	688	566	21,5%	4.814	40,8%	8.033	43,6%
Fin de semana	100	68	45,6%	1.261	10,7%	1.119	6,1%
Balance de semana	0	0	-	6	0,1%	103	0,56%
Semana	553	398	38,9%	5.703	48,4%	9.185	49,8%
Total Corto Plazo	1.340	1.033	29,8%	11.784	8,1%	18.439	11,8%
Mensual	2.774	2.286	21,3%	30.447	22,8%	32.771	23,8%
Trimestral	5.355	2.615	104,8%	53.113	39,7%	52.258	38,0%
Balance de Año	0	0	-	87	0,1%	281	0,2%
Anual	7.096	1.875	278,5%	50.142	37,5%	52.183	38,0%
Total Largo Plazo	15.224	6.775	124,7%	133.789	91,9%	137.493	88,2%
Total	16.565	7.808	112,2%	145.573	100%	155.932	100%

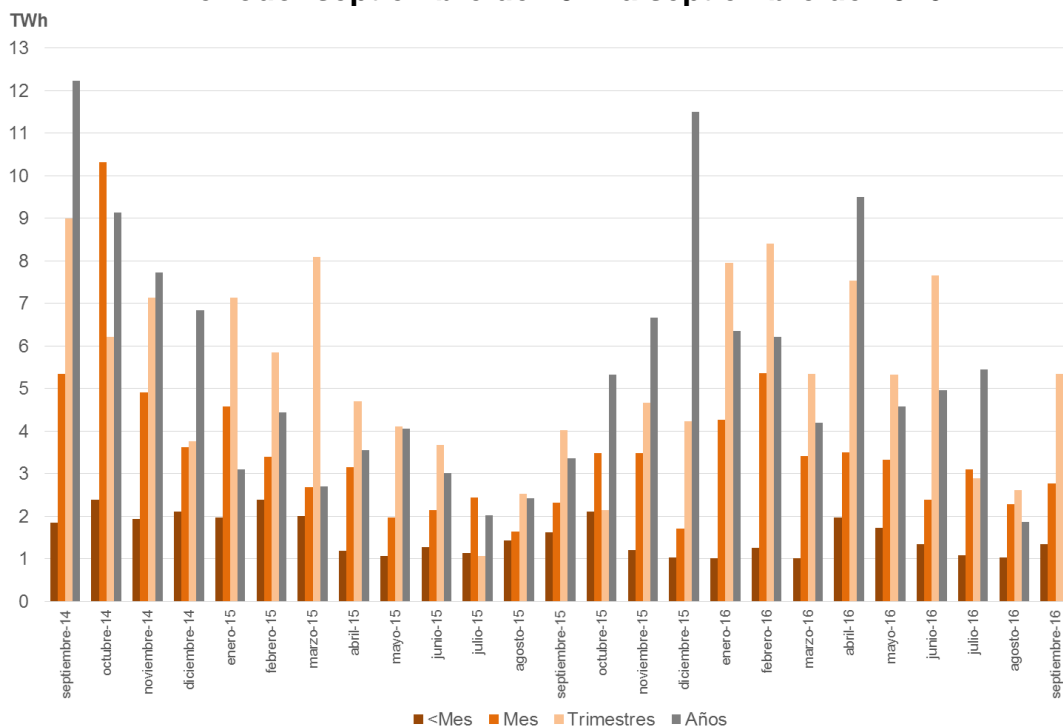
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación y OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

⁹ En el mes de agosto de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (27,7%; 1,9 TWh).

¹⁰ El precio medio de volumen negociado en septiembre del contrato anual con liquidación en 2019 ascendió a 41,16 €/MWh.

¹¹ En el mes de agosto de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (54,8%; 0,6 TWh).

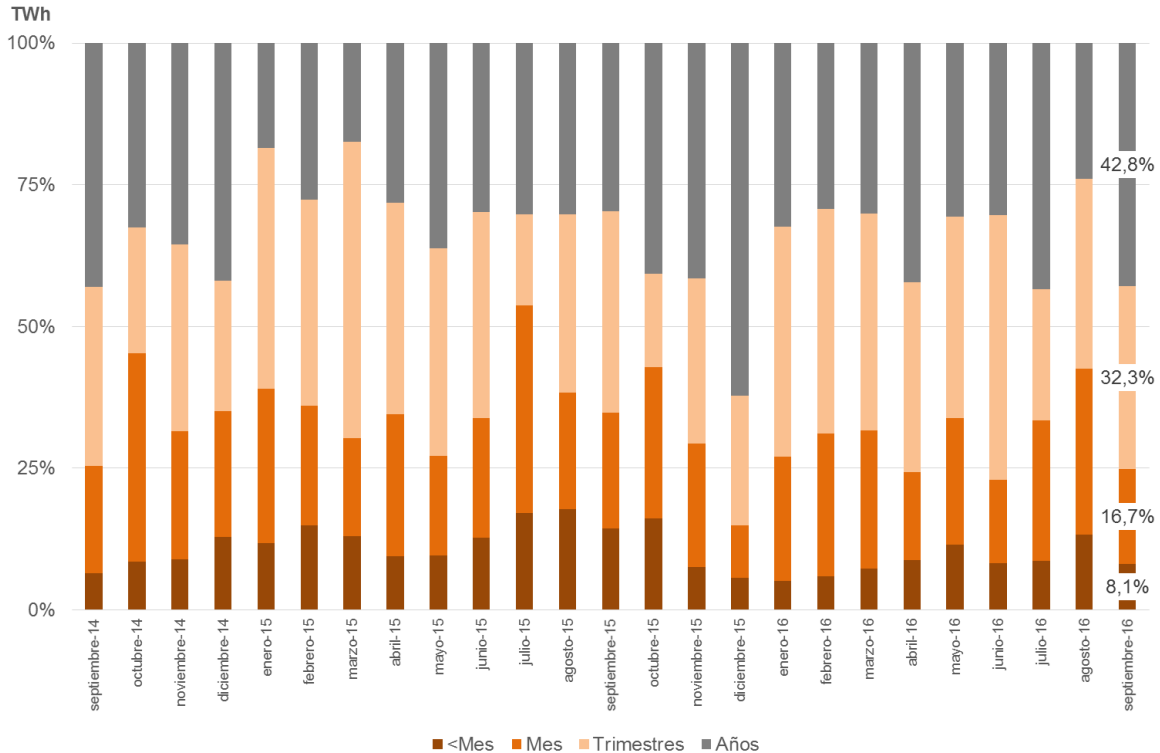
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: septiembre de 2014 a septiembre de 2016**



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: septiembre de 2014 a septiembre 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.

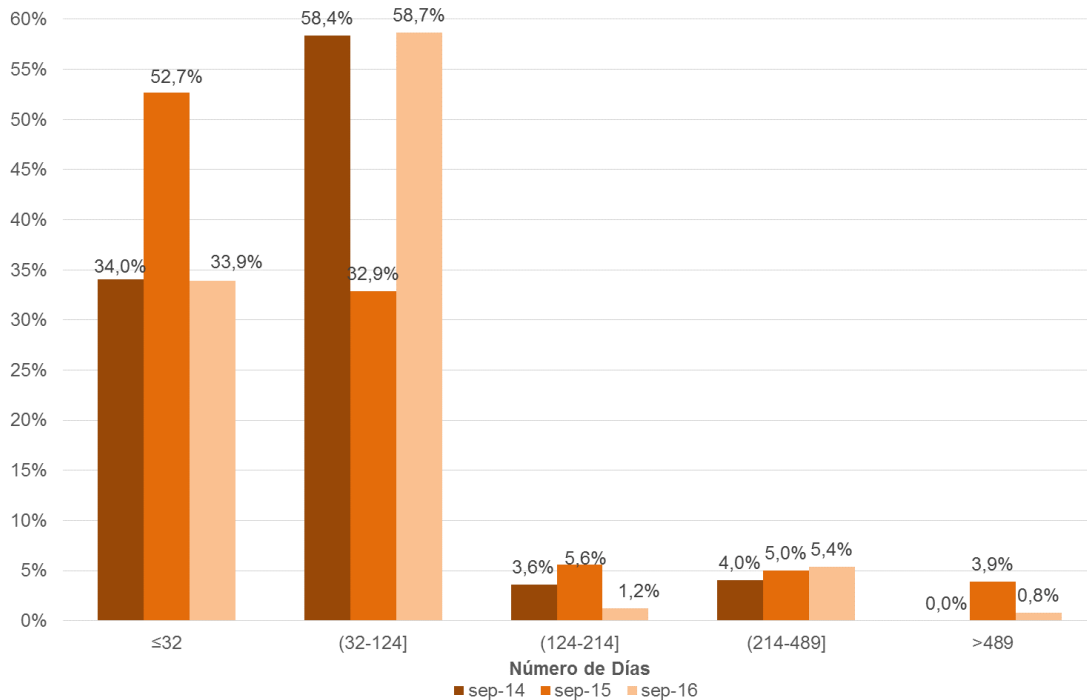
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 septiembre de 2016, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimientos a medio plazo. En particular, el 92,6% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de septiembre de 2016 (en energía) iniciarán su liquidación entre el mes de septiembre de 2016 y el primer trimestre de 2017, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes del año 2015 (85,6%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista Cal+2, negociados en agosto de 2016, ascendió a 0,1 TWh, el 0,8% del volumen total de contratos negociados en dicho mes, mientras que en septiembre de 2015 dicho contrato representó el 3,9% del volumen total de contratos negociados en dicho mes.

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.

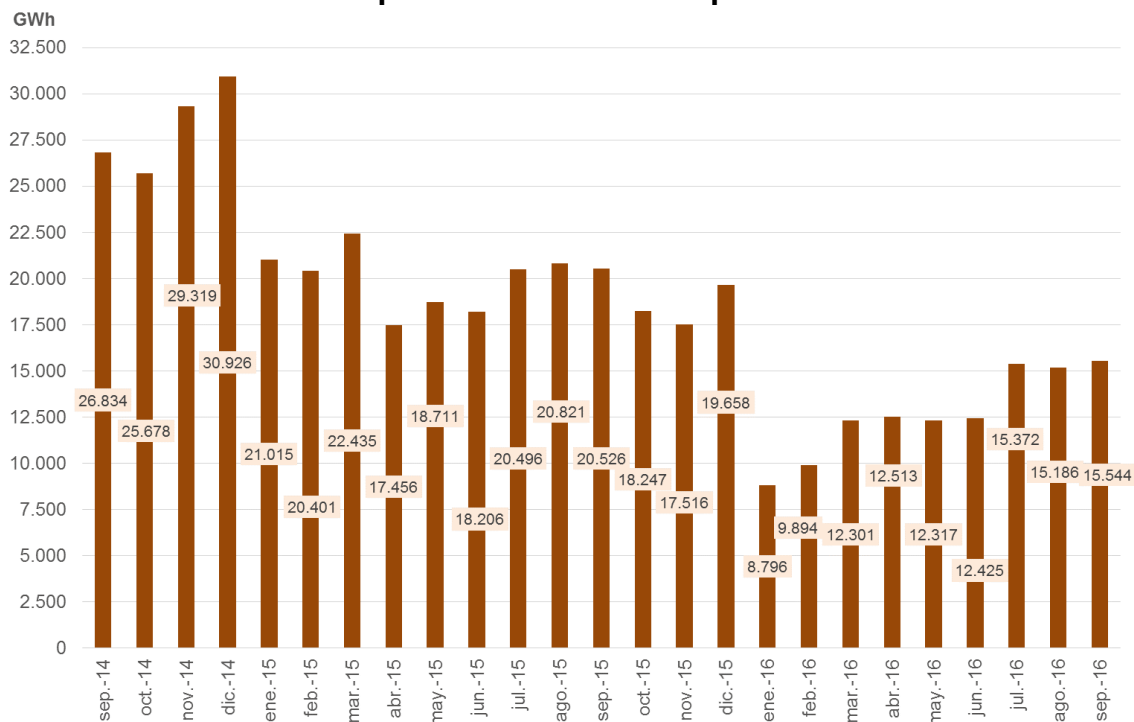
Hasta el 30 de septiembre de 2016, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en septiembre de 2016¹² se situó en torno a 15.544 GWh, un 2,4% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en agosto de 2016 (15.186 GWh), y un 24,3% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en septiembre de 2015 (20.526 GWh). Este descenso del volumen total negociado con liquidación en 2016 se debe fundamentalmente a la disminución en los volúmenes negociados a lo largo de 2015.

¹² Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en agosto de 2016: mensual sep-16, trimestral Q3-16, anual YR-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 septiembre de 2016, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Del volumen total negociado hasta finales de septiembre de 2016 sobre contratos con liquidación en septiembre de 2016, el 91,4% (14.203 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual sep-16, trimestral Q3-16 y anual 2016), mientras que el 8,6% restante (1.340 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 septiembre de 2016 (15.544 GWh) representó el 74,6% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.844 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: septiembre de 2014 a septiembre 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 liquidación¹³. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en septiembre de 2016 (sep-16, Q3-16 y anual 2016) se situó en torno a 19.727 MW, un 3,7%

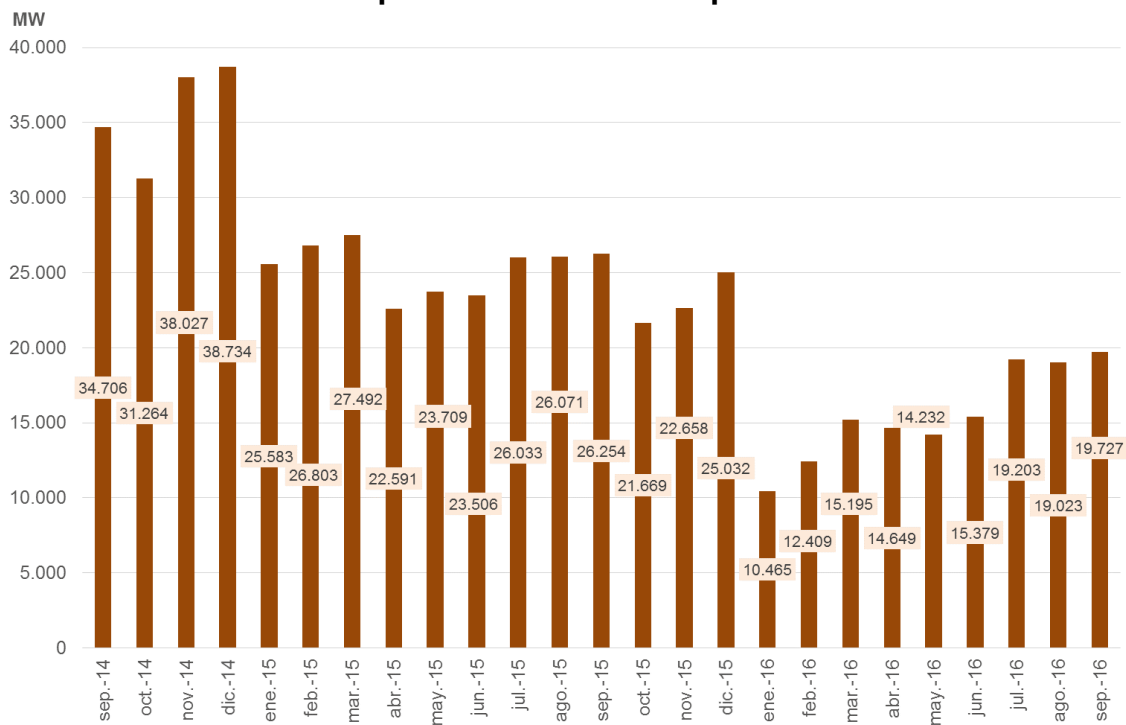
¹³ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de agosto de 2016 (19.023 MW) y un 24,9% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de septiembre de 2015 (26.254 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de septiembre de 2016 (19.727 MW) representó el 68,1% de la demanda horaria media de dicho mes (28.950 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de septiembre de 2016 (19.727 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 14.792 MW (75% del volumen total). El 27,7% (5.459 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear¹⁴ (véase Gráfico 14), el 13% (2.565 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 34,3% (6.768 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: septiembre de 2014 a septiembre 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.

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

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.

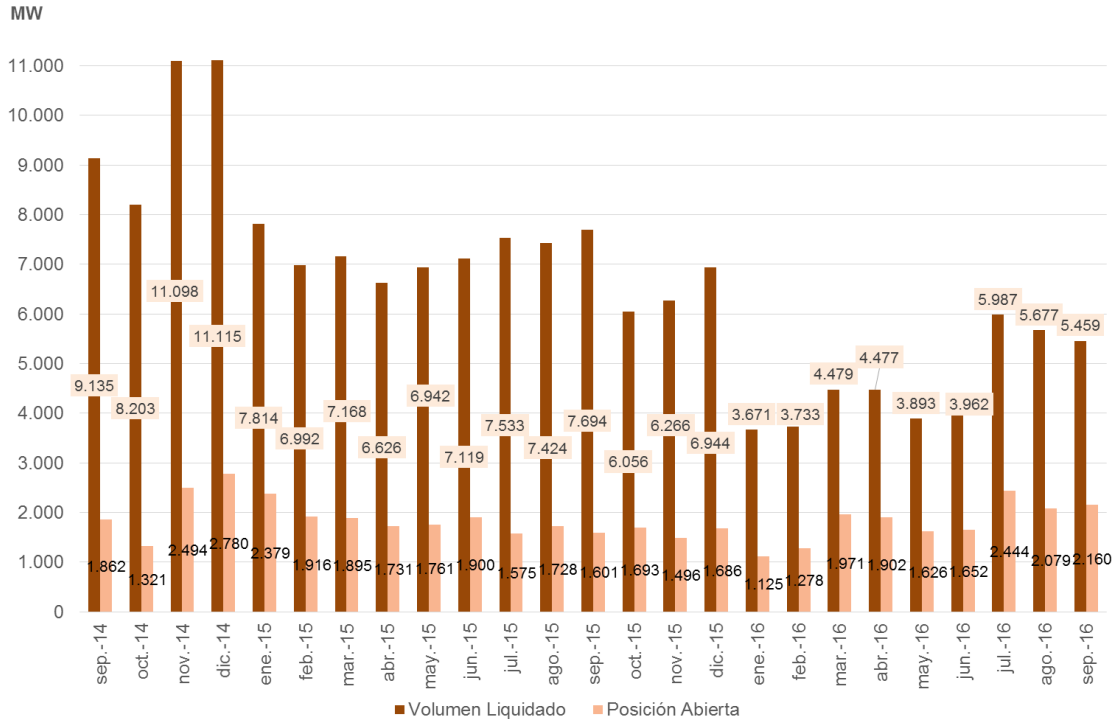
En este sentido, de los 5.459 MW con liquidación en septiembre de 2016 que se registraron en OMIClear, el 60,4% (3.299 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 39,6% restante (2.160 MW) quedaron abiertas¹⁶ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 60,4% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁷ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en septiembre de 2016. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2015 ascendió al 25,3%.

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: septiembre de 2014 a septiembre 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 Clearing¹⁹, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

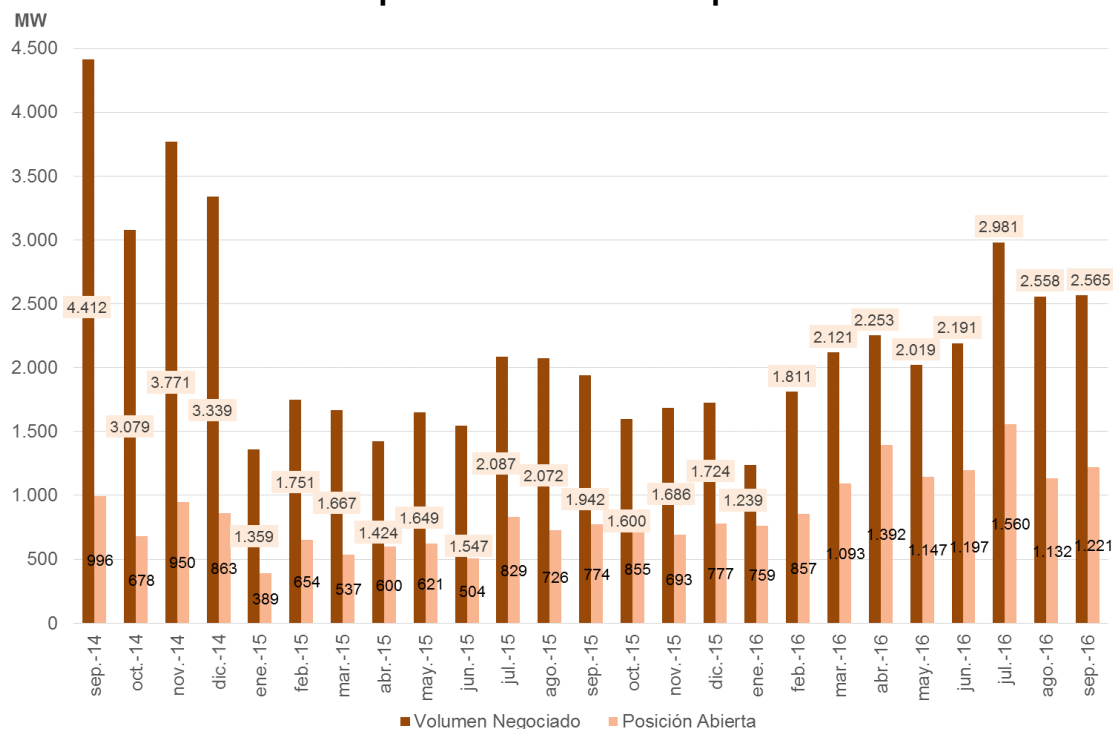
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en septiembre de 2016 (19.727 MW), el 13% (2.565 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 52,4% (1.344 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 47,6%

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>).

restante (1.221 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 abierta²⁰ (MW)*
Periodo: septiembre de 2014 a septiembre 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

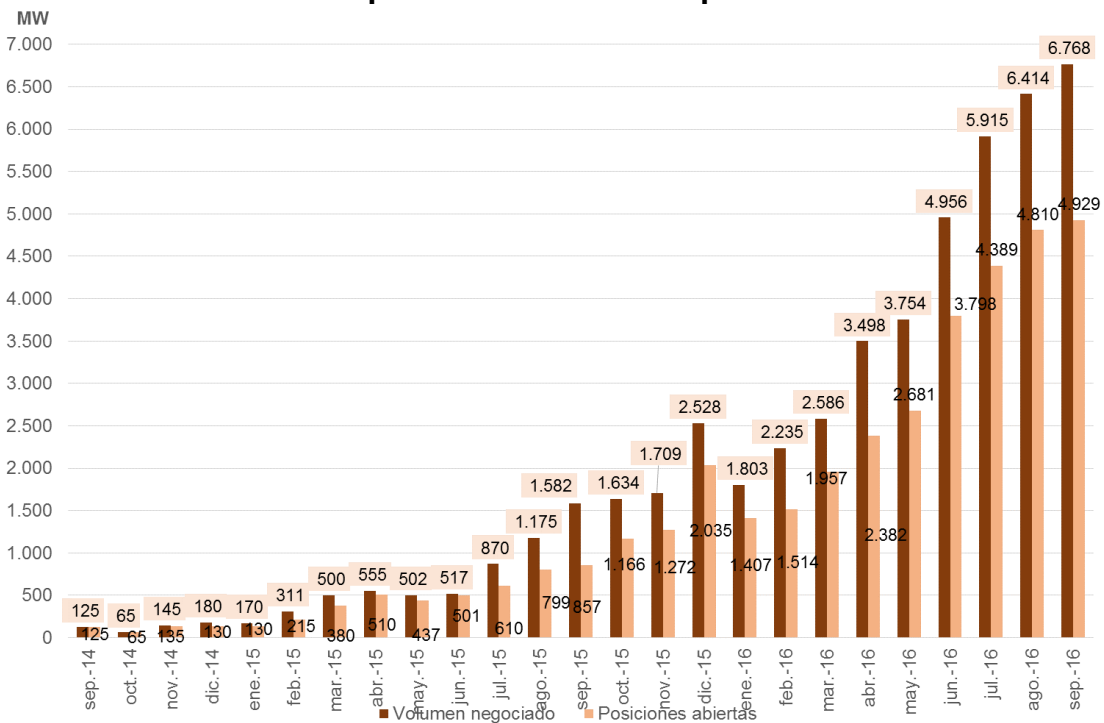
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-ECC²¹, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

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>).

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en septiembre de 2016 (19.727 MW), el 34,3% (6.768 MW) se registró en EEX-ECC, siendo dicho porcentaje superior al registrado en OMIClear y prosigue la tendencia creciente en el volumen registrado en dicha cámara (+327,8% respecto a septiembre de 2015). De dichas posiciones registradas en ECC, el 27,2% (1.839 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 72,8% restante (4.929 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2015 ascendió al 73,9%.

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²² (MW)*
Periodo: septiembre de 2014 a septiembre 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

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.

spot de la zona española en OMIClear, en BME Clearing o en EEX-ECC, si son miembros negociadores de las mismas, la suma del volumen de posición abierta en cada una de las CCPs podría sobrestimar el volumen de la posición abierta registrada en el mercado, toda vez que los volúmenes de posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

3. Evolución 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 marginal 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 septiembre de 2016, 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 octubre de 2016, segundo trimestre de 2017 y año 2017. Sin embargo, la cotización de los contratos con subyacente el precio español con liquidación en noviembre de 2016, cuarto trimestre de 2016 y primer trimestre de 2017 se situaron por primera vez desde que empezaron a cotizar dichos contratos en niveles inferiores a las registradas en el mercado francés para los contratos equivalentes.

En particular, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica mensuales con subyacente el precio español experimentaron un incremento, en un contexto ascendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior. La mayor variación de las cotizaciones, respecto el mes anterior, se registró en el contrato mensual español con liquidación en noviembre de 2016 (con un incremento del 8,4%).

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostrados en el Cuadro 4 presentaron una tendencia ascendente respecto a la registrada en el mes anterior, en un contexto de incremento del precio del mercado de contado (+12,2%). El mayor ascenso se registró en la cotización del contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2017 (+14,6%).

En el mercado francés, las cotizaciones de los contratos a plazo registraron un comportamiento alcista respecto a las contabilizadas en el mes anterior, en un contexto de elevado incremento del precio del mercado de contado (+25,3%). El mayor ascenso se registró en la cotización del contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2017 (+38,3%).

A 30 de septiembre de 2016, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2017 se situó en el mercado español (43 €/MWh; +4,2% respecto al mes anterior) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (28,88 €/MWh; +10,7%) y en Francia (38,08 €/MWh; +20,7%).

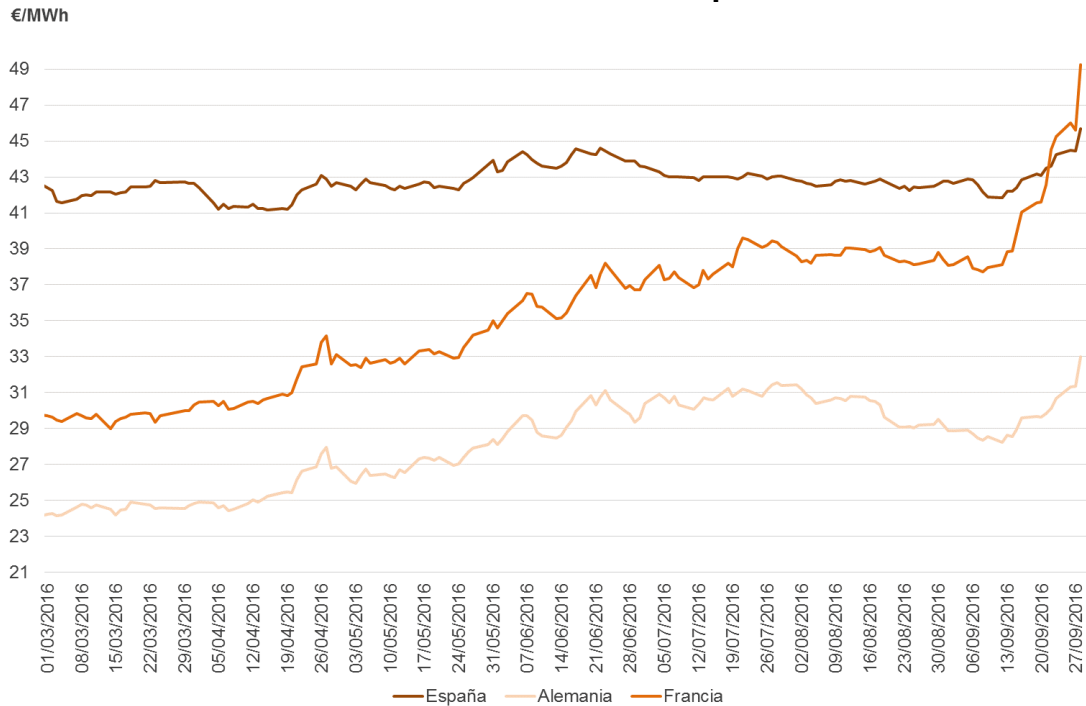
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	septiembre-16	agosto-16	% Variación sep. vs. ago.	septiembre-16	agosto-16	% Variación sep. vs. ago.	septiembre-16	agosto-16	% Variación sep. vs. ago.
oct-16	45,00	41,75	7,8%	33,07	28,98	14,1%	44,46	37,22	19,5%
nov-16	46,75	43,14	8,4%	34,30	30,26	13,4%	53,02	39,80	33,2%
Q4-16	45,70	42,75	6,9%	32,99	29,21	12,9%	49,23	38,40	28,2%
Q1-17	43,75	41,03	6,6%	33,03	28,81	14,6%	54,75	39,60	38,3%
Q2-17	39,25	38,39	2,2%	26,20	23,58	11,1%	29,12	24,70	17,9%
YR-17	43,00	41,25	4,2%	28,88	26,10	10,7%	38,08	31,55	20,7%

Nota: cotizaciones de septiembre a 30/09/2016 y cotizaciones de agosto a 31/08/2016.

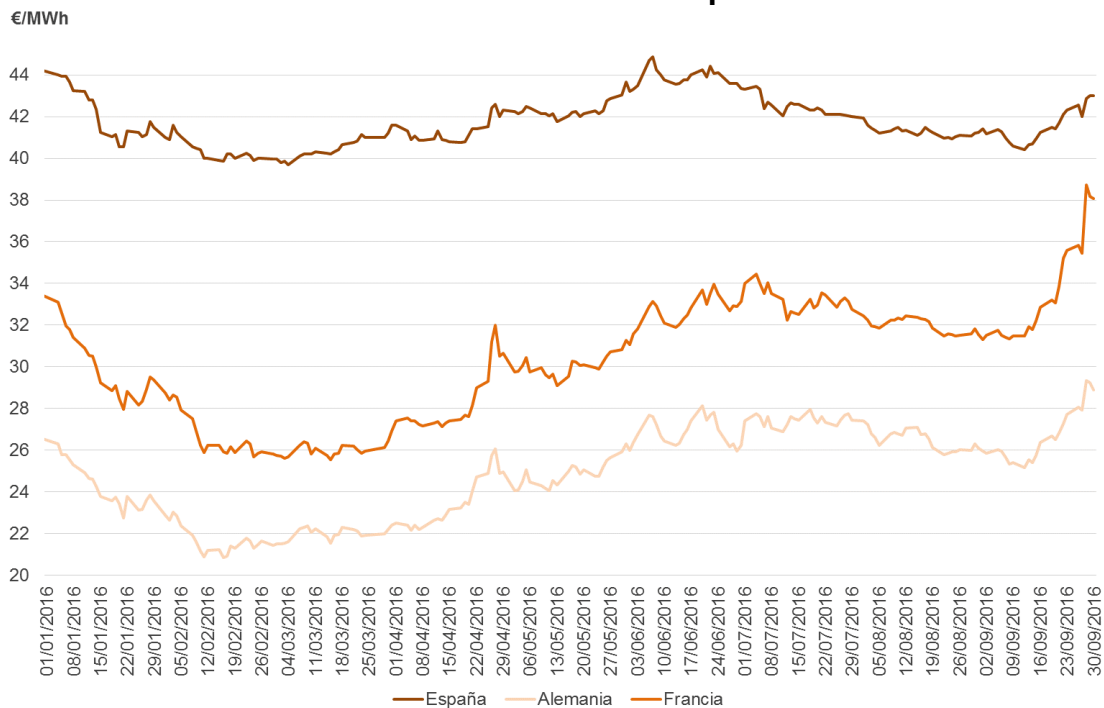
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

Gráfico 17. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-16 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Período: 1 de marzo a 30 de septiembre de 2016



Fuente: EEX y OMIP.

Gráfico 18. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-17 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Período: 1 de enero a 30 de septiembre de 2016



Fuente: EEX y OMIP.

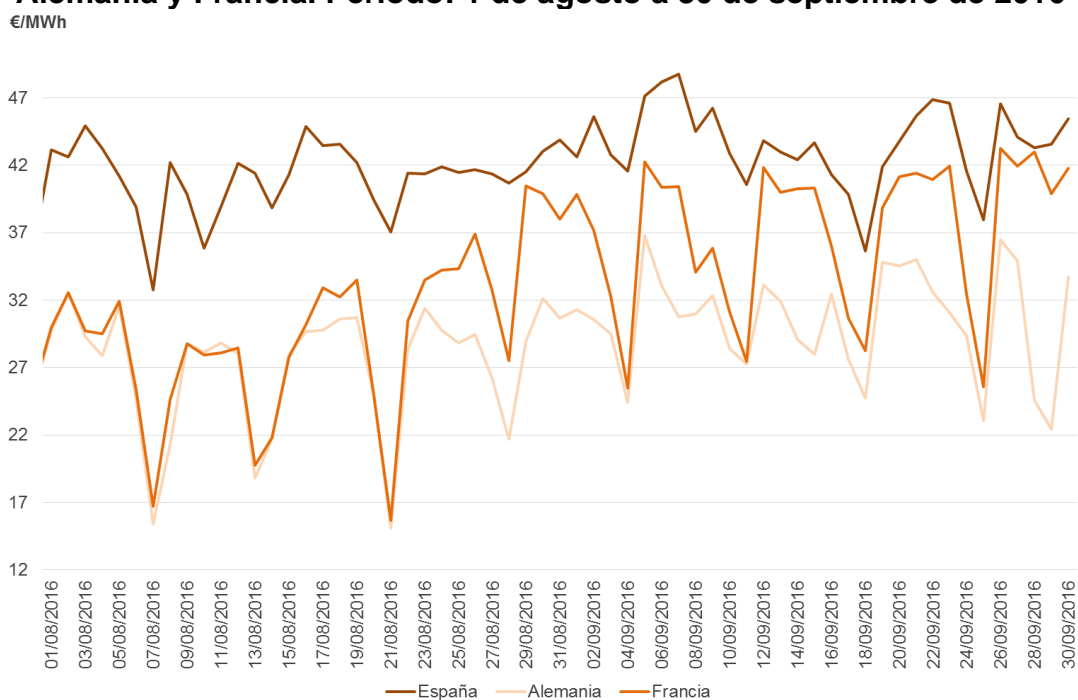
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 19), en el mes de septiembre el precio medio del mercado diario en España, 43,59 €/MWh, aumentó un 5,9% respecto al registrado en el mes anterior (41,16 €/MWh), situándose por encima tanto del precio medio del mercado alemán (30,49 €/MWh, que se incrementó un 12,2% en relación al del mes anterior en dicho mercado) como del precio medio del mercado francés (37,19 €/MWh, con un ascenso del 25,3% respecto al del mes anterior en dicho mercado).

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

Precios medios	septiembre-16	agosto-16	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	43,59	41,16	5,9%
Alemania	30,49	27,18	12,2%
Francia	37,19	29,69	25,3%

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 agosto a 30 de septiembre 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 OMIClear²³ y en EEX-ECC²⁴, por mes de negociación. El volumen negociado en septiembre de 2016 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania, registrados en ambas cámaras, ascendió a 234.963 GWh (superior en un 80,7% al volumen negociado en el mes anterior). Por su parte, el volumen registrado en dichas cámaras en el caso de los contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Francia ascendió a 43.958 GWh (superior en un 229,3% al volumen negociado el mes anterior).

²³ 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.

²⁴ 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 septiembre de 2016, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (234.963 GWh en Alemania y 43.958 GWh en Francia) fueron 15,4 y 2,9 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (15.224 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 OMIClear y en EEX-ECC (GWh)

Periodo: septiembre de 2014 a septiembre de 2016

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
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	16.088
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

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

mensuales²⁵ con liquidación en los meses de septiembre de 2014 a septiembre de 2016 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de septiembre de 2016, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró, por primera vez en los últimos seis meses, un valor negativo (-0,44 €/MWh). De la misma manera, en los mercados alemán y francés las primas de riesgo ex post fueron también negativas en dicho mes (-1,89 €/MWh y -2,82 €/MWh, respectivamente).

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de septiembre de 2014 a septiembre 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)
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
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

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

²⁵ 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 septiembre, los precios de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia ascendente respecto al mes anterior.

Con datos a 30 de septiembre de 2016, el precio spot del Brent aumentó un 4%, la cotización del contrato a plazo de petróleo con entrega a un mes experimentó un incremento del 4,3% y la del contrato con entrega a doce meses contabilizó una subida del 6,9%, respecto el 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 48,12 \$/Bbl, 49,06 \$/Bbl y 53,77 \$/Bbl, respectivamente.

Por su parte, destaca el incremento del 49,2% del precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) en el mes de septiembre, con aumentos también de las cotizaciones de los contratos a plazo de gas NBP con entrega en el cuarto trimestre de 2016 y primer y segundo trimestres de 2017 (5,5%, 4,7% y 3,1% respectivamente). En concreto, el precio spot y las cotizaciones de los contratos a plazo con entrega en el cuarto trimestre de 2016, primer y segundo trimestres de 2017 se situaron al cierre de mes en 13,81 €/MWh, 15,89 €/MWh, 17,60 €/MWh y 15,53 €/MWh, respectivamente.

Asimismo, las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA, considerados en el Cuadro 8, mostraron un comportamiento alcista. La cotización del contrato con entrega en octubre de 2016 contabilizó un ascenso del 13,6%, situándose a cierre de mes en 71,66 €/t, y los precios de los contratos con vencimiento en el cuarto trimestre de 2016 y en el en el año 2017 aumentaron un 14% y un 8,6%, respectivamente, hasta situarse en 70,82 €/t y 63,25 €/t.

Los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ mostraron también una tendencia ascendente durante el mes de septiembre. Así, los precios a plazo de dichos derechos con vencimiento en diciembre de 2016 y en diciembre de 2017 se situaron, a cierre de mes, en 4,96 €/t CO₂ (+11%) y 4,99 €/t CO₂ (+10,9%), respectivamente.

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

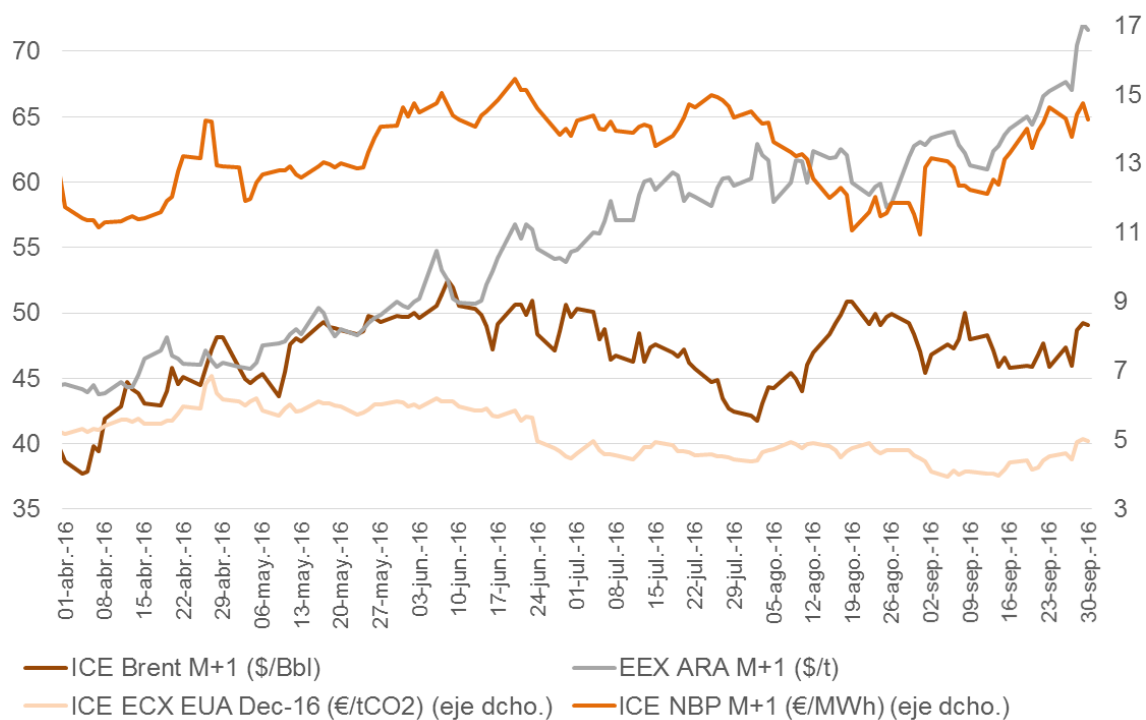
	Cotizaciones en Sep.-16: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Ago.-16: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-sep-16	Mín.	Máx.	31-ago-16	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl	30-sep-16	Mín.	Máx.	31-ago-16	Mín.	Máx.	Sep. vs Ago.
Brent Spot	48,12	44,89	49,32	46,27	40,26	49,77	4,0%
Brent entrega a un mes	49,06	45,45	49,99	47,04	41,80	50,89	4,3%
Brent entrega a doce meses	53,77	49,20	53,77	50,30	46,59	54,26	6,9%
Gas natural Europa €/MWh	30-sep-16	Mín.	Máx.	31-ago-16	Mín.	Máx.	Sep. vs Ago.
Gas NBP Spot	13,81	8,32	14,17	9,26	9,26	14,02	49,2%
Gas NBP entrega Q4-16	15,89	14,31	16,38	15,06	15,06	16,84	5,5%
Gas NBP entrega Q1-17	17,60	16,16	17,99	16,80	16,74	18,23	4,7%
Gas NBP entrega Q2-17	15,53	14,50	15,93	15,06	15,00	15,79	3,1%
Carbón EEX ARA API2 \$/t	30-sep-16	Mín.	Máx.	31-ago-16	Mín.	Máx.	Sep. vs Ago.
Carbón EEX ARA Oct-16	71,66	60,95	67,65	63,08	58,16	63,65	13,6%
Carbón EEX ARA Q4-16	70,82	60,37	66,20	62,13	58,10	63,60	14,0%
Carbón EEX ARA Cal-17	63,25	56,08	60,95	58,23	55,25	61,53	8,6%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	30-sep-16	Mín.	Máx.	31-ago-16	Mín.	Máx.	Sep. vs Ago.
Dchos. emisión EUA Dic-2016	4,96	3,93	5,02	4,47	4,38	4,95	11,0%
Dchos. emisión EUA Dic-2017	4,99	3,95	5,06	4,50	4,42	4,98	10,9%

- 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.

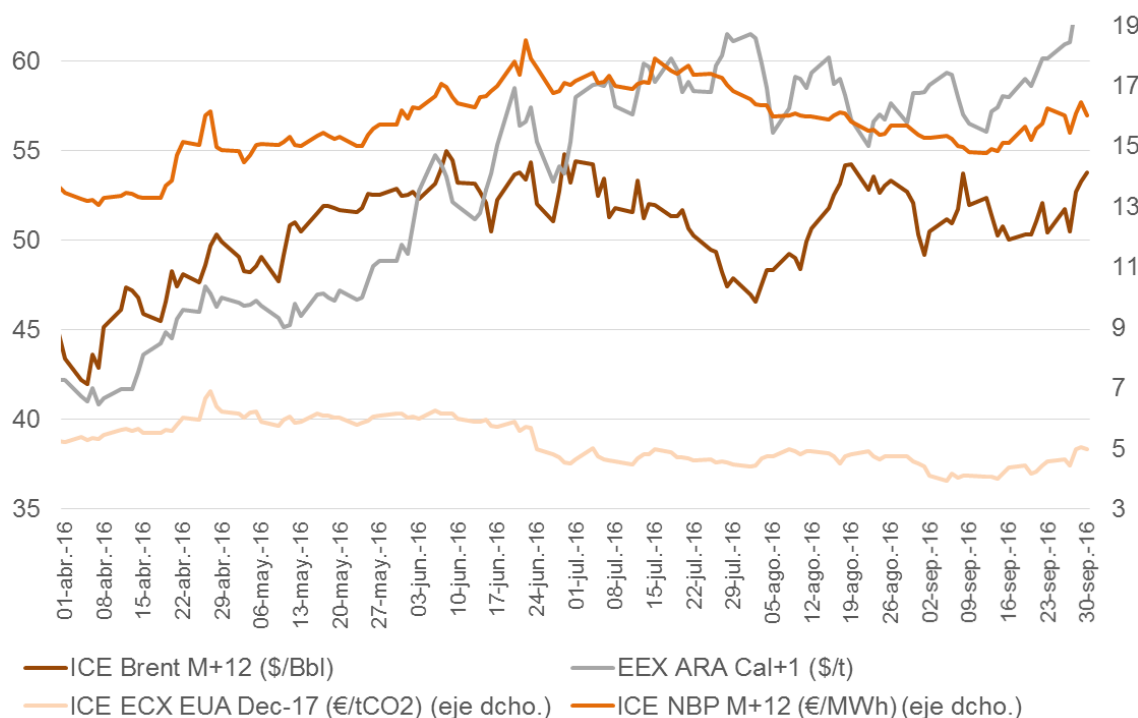
Las tendencias indicadas durante el mes de septiembre se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 20) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 21).

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 abril – 30 septiembre 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 abril – 30 septiembre 2016



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

Al cierre del mes de septiembre de 2016 (30 de septiembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,12 \$/€ frente a 1,11 \$/€ al final del mes anterior. Asimismo, el tipo de cambio de la libra esterlina se depreció, situándose en torno a 0,86 £/€ al final del mes de septiembre frente a 0,85 £/€ al final del mes anterior.

La OPEP acordó en Argelia el 28 de septiembre, en un encuentro informal paralelo al Foro Internacional de la Energía, recortar la producción. Si bien no precisó la distribución del ajuste entre los países miembros y se pospusieron los detalles del acuerdo a la cumbre ordinaria del cártel en Viena del próximo 30 de noviembre. El mercado dio por buenas las intenciones de los grandes productores de petróleo de reducir su producción y las cotizaciones del crudo (\$/Bbl) se incrementaron. Por su parte, el incremento en el precio spot de la energía eléctrica en Reino Unido contribuyó al incremento de los precios a plazo del gas natural en NBP (en €/MWh) y al de las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ presentaron una tendencia alcista durante el mes de septiembre, influenciados por el resultado de las

subastas celebradas y la ampliación de los *clean dark spreads* de referencia en Alemania, debido a la evolución ascendente del precio de la electricidad en dicho mercado²⁶.

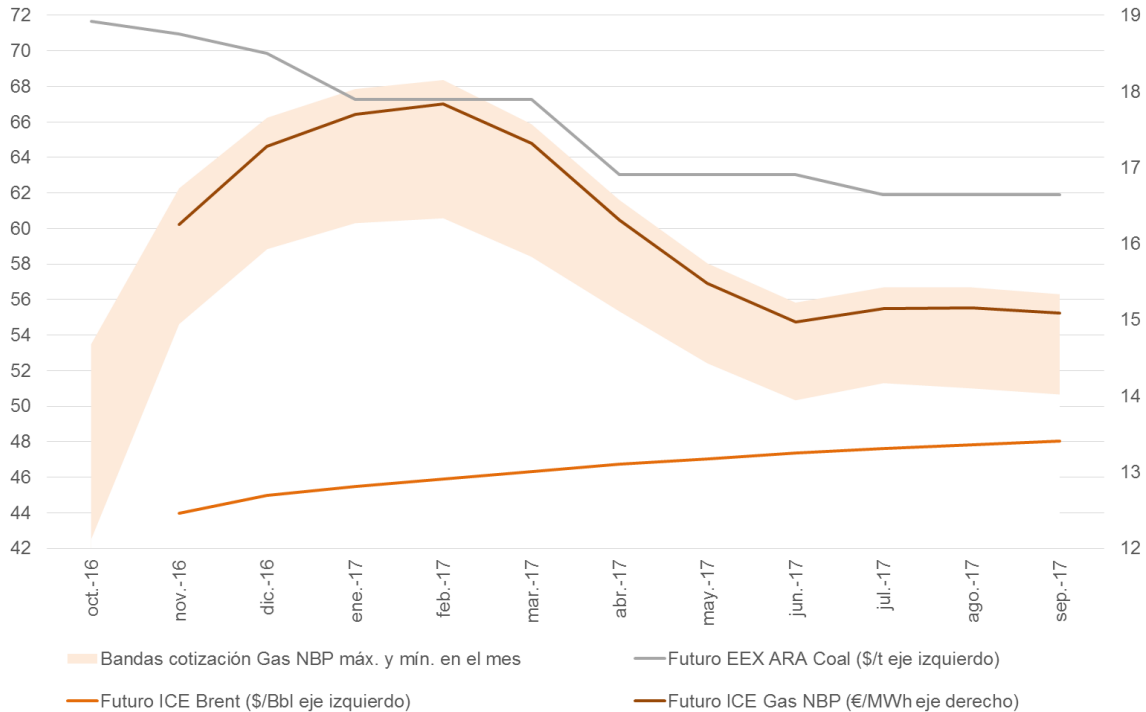
Al cierre del mes de septiembre (30 de septiembre) la curva a plazo del Brent muestra una situación de “contango” (tendencia ascendente de precios) (véase Gráfico 22). Asimismo, la curva a plazo del gas natural (NBP) registra una tendencia ascendente de precios hasta febrero de 2017, debido fundamentalmente a la estacionalidad de su consumo para calefacción en los meses de invierno y para generación eléctrica en los meses estivales, que se interrumpe para marzo de 2017.

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 septiembre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 1,61 €/MWh (1,47 €/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 septiembre de 2016 entre un máximo de 71,66 \$/t, en octubre de 2016, y un mínimo de 61,92 \$/t, en el tercer trimestre de 2017.

²⁶ Los comentarios explicativos de las tendencias en el precio de los combustibles se han basado en las siguientes fuentes: crudo Brent (página web Energy Market Price), gas natural en Reino Unido (informe de Platts “Power In Europe”), carbón (informe de Platts “Power In Europe”) y derechos de emisión (informe “W2M-Imenergia”).

Gráfico 22. Curva a plazo de los combustibles, a 30 de septiembre de 2016 (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 Q4-16 y Cal-17 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

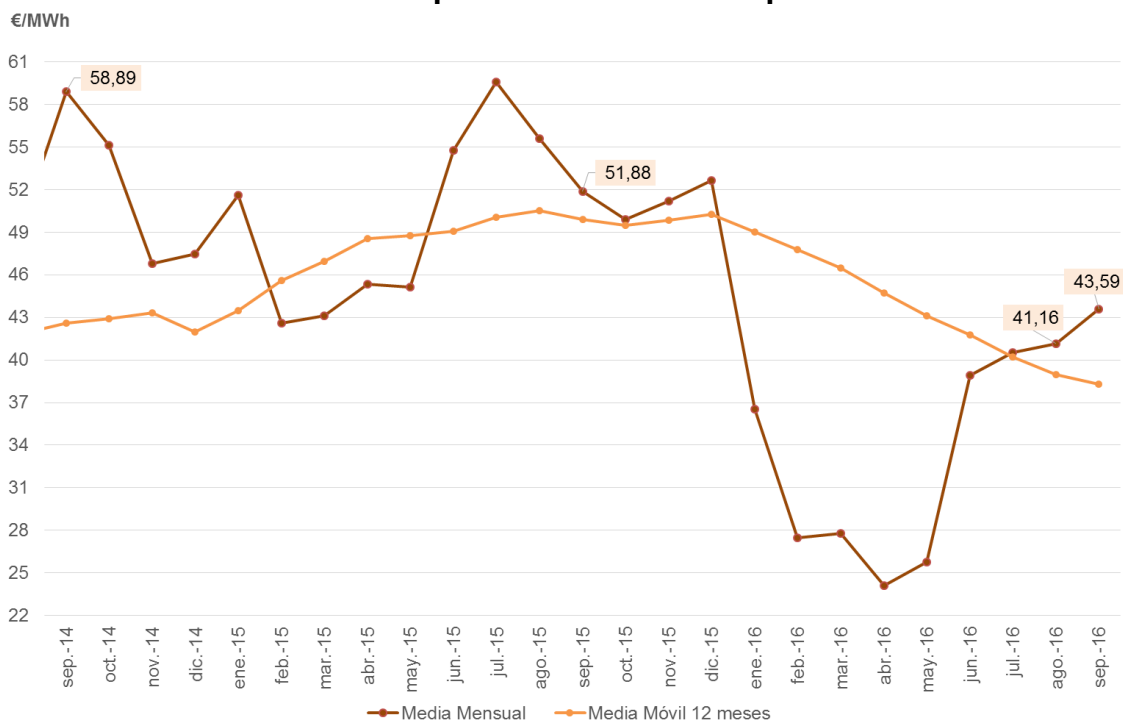
3.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 23 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre septiembre de 2014 y septiembre de 2016. En el mes de septiembre de 2016 el precio spot medio mensual se situó en 43,59 €/MWh²⁷, un 5,9% superior al precio spot

²⁷ En septiembre de 2016 el precio spot medio portugués se situó en 43,61 €/MWh, un 0,02 €/MWh superior al precio spot medio español (43,59 €/MWh). En 2016 la convergencia de precios entre ambos países está siendo muy elevada, existiendo un precio diferente en 628 horas de un total de 6.575 horas (9,6% del total de las horas de los primeros nueve meses 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).

medio mensual registrado en el mes anterior (41,16 €/MWh), y un 16% inferior al precio spot medio registrado en septiembre de 2015 (51,88 €/MWh).

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

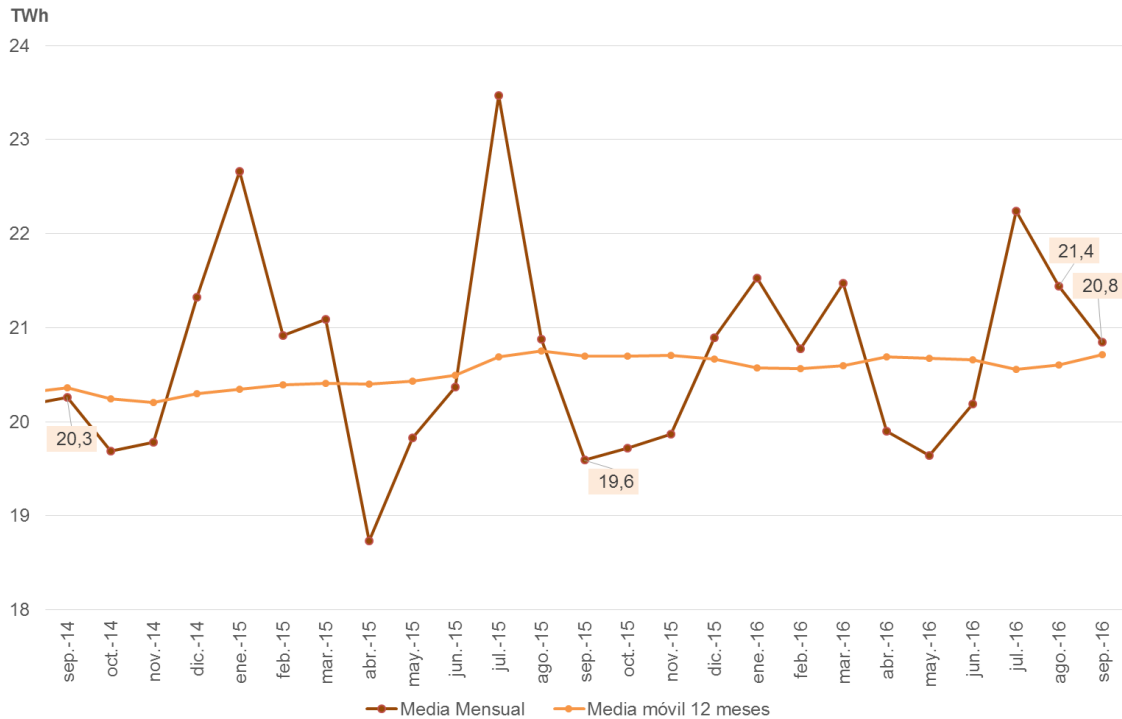


Fuente: OMIE.

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

En el mes de septiembre, la demanda se cifró en 20,8 TWh, un 2,8% inferior al valor registrado en el mes anterior (21,4 TWh), y un 6,4% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (19,6 TWh en septiembre de 2015). En el mes de septiembre de 2016, la demanda fue un 0,6% superior a la media móvil anual (20,7 TWh).

Gráfico 24. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: septiembre de 2014 a septiembre 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 septiembre de 2015, agosto y septiembre 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 septiembre de 2016 destacó, con respecto al mes anterior, el descenso de la generación procedente de fuentes de energía renovable (6,1 TWh en septiembre frente a 7,8 TWh en agosto; un descenso de un -21,8%). Dentro de las fuentes de energía renovable la eólica fue la que contribuyó en mayor medida a esa disminución en términos absolutos (2,7 TWh en septiembre frente a 3,6 TWh en agosto). Por su parte, la producción mediante carbón fue la que más se incrementó en septiembre respecto al mes anterior, tanto en términos porcentuales como absolutos (+26,8% y +0,9 TWh)

El incremento del precio de mercado spot en el mes de septiembre (+2,43 €/MWh respecto al registrado en agosto de 2016) estuvo motivado principalmente por el descenso de la generación procedente de fuentes de energía renovable, que fue cubierto por generación térmica convencional, tanto de carbón como de ciclos combinados.

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

	sep-16	ago-16	sep-15	% Var. sep-16 vs. ago-16	% Var. sep-16 vs. sep-15	2015	2015 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,76	2,15	1,76	-18,2%	-0,3%	30,81	12,4%
Nuclear	5,01	5,15	4,87	-2,6%	2,9%	54,75	22,1%
Carbón	4,31	3,40	4,60	26,8%	-6,3%	50,92	20,5%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	2,15	2,03	2,00	5,8%	7,4%	25,33	10,2%
Eólica	2,69	3,63	3,00	-25,9%	-10,5%	47,70	19,2%
Solar fotovoltaica	0,70	0,84	0,69	-16,4%	1,8%	7,82	3,2%
Solar térmica	0,62	0,83	0,48	-25,5%	27,5%	5,08	2,1%
Otras renovables ⁽²⁾	0,32	0,34	0,40	-5,1%	-20,4%	4,62	1,9%
Cogeneración	2,12	2,07	2,14	2,2%	-1,2%	25,08	10,1%
Residuos	0,30	0,30	0,17	-1,0%	76,9%	1,89	0,8%
Total Generación	19,98	20,74	20,12	-3,7%	-0,7%	254,01	102,4%
Consumo en bombeo	-0,14	-0,18	-0,25	-18,8%	-41,7%	-4,52	-1,8%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,11	-0,15	-0,12	-27,9%	-5,4%	-1,33	-0,5%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	1,12	1,04	-0,17	7,3%	-756,1%	-0,13	-0,1%
Total Demanda transporte	20,84	21,44	19,59	-2,8%	6,4%	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.

