



**INFORME DE SEGUIMIENTO
DE MERCADOS A PLAZO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ESPAÑA (*OCTUBRE DE 2015*)**

12 de noviembre de 2015

IS/DE/003/15

Índice

1.	<i>Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España</i>	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.	<i>Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo</i>	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.	<i>Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España</i>	21
3.1.	Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot en España, Alemania y Francia	22
3.2.	Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	25
3.3.	Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	27
3.4.	Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-15 y Cal-16 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	31
3.5.	Análisis de los precios spot en España	32

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 octubre de 2015, en un contexto descendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica en España mostraron una evolución dispar.

Las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en noviembre y diciembre de 2015 contabilizaron un ascenso del 3,2% y un descenso del 1,1%, respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el primer, segundo y tercer trimestre de 2016 experimentaron un aumento del 0,9%, 1,7% y 0,3%, respectivamente. Por el contrario, la del contrato trimestral con vencimiento en el cuarto trimestre de 2016 descendió un 1,1%. En concreto, los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes (30 de octubre) en 46,50 €/MWh el Q1-16, 43,80 €/MWh el Q2-16, 52,02 €/MWh el Q3-16 y 46,16 €/MWh el Q4-16.

Por su parte, la cotización del contrato anual con liquidación en el año 2016 se situó a cierre de mes (30 de octubre) en 47,13 €/MWh, con un aumento del 0,4% respecto a la registrada en el mes anterior.

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.

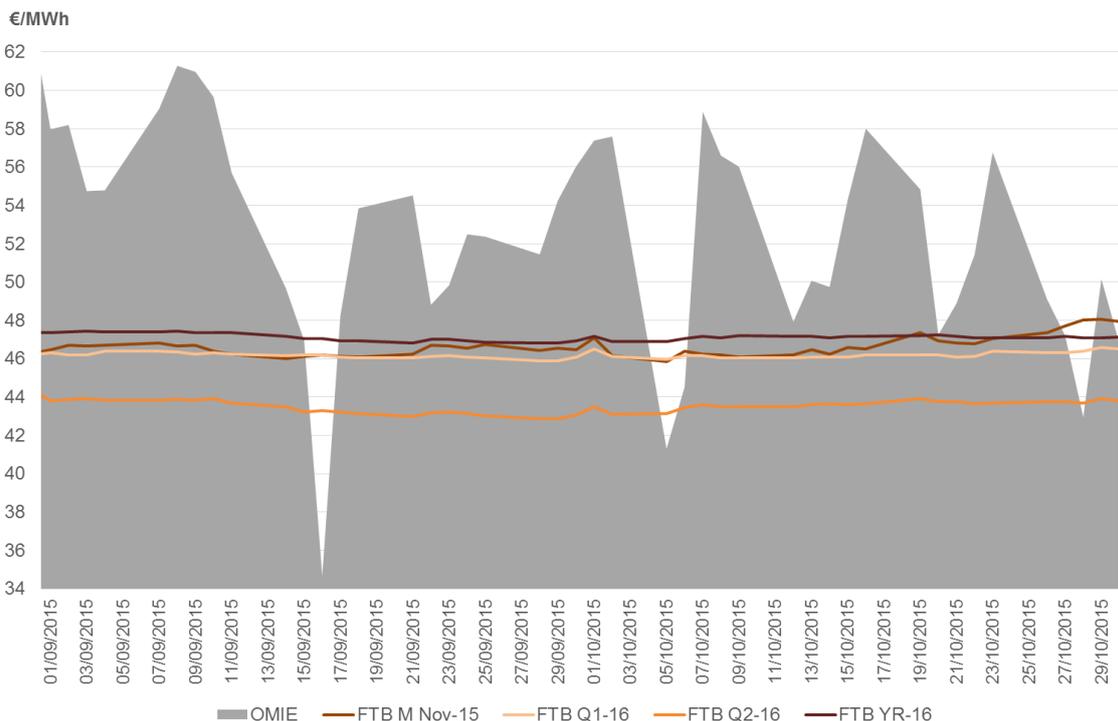
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE OCTUBRE DE 2015				MES DE SEPTIEMBRE DE 2015				% Variación últ. cotización oct-15 vs. sep-15
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Nov-15	47,95	48,05	45,85	46,82	46,48	46,80	46,00	46,47	3,2%
FTB M Dec-15	46,90	48,00	46,05	46,61	47,40	48,73	47,35	47,91	-1,1%
FTB M Jan-16	48,21	48,31	46,59	47,05	-	-	-	-	-
FTB Q1-16	46,50	46,60	45,95	46,21	46,08	46,40	45,87	46,16	0,9%
FTB Q2-16	43,80	43,90	43,10	43,61	43,06	43,93	42,85	43,42	1,7%
FTB Q3-16	52,02	52,21	51,71	51,99	51,84	52,40	51,77	52,00	0,3%
FTB Q4-16	46,16	46,99	46,01	46,60	46,69	47,56	46,28	46,88	-1,1%
FTB YR-16	47,13	47,25	46,90	47,12	46,93	47,43	46,80	47,13	0,4%
FTB YR-17	46,30	46,86	46,05	46,52	46,64	47,23	46,40	46,86	-0,7%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de octubre a 30/10/15 y cotizaciones de septiembre a 30/09/15.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

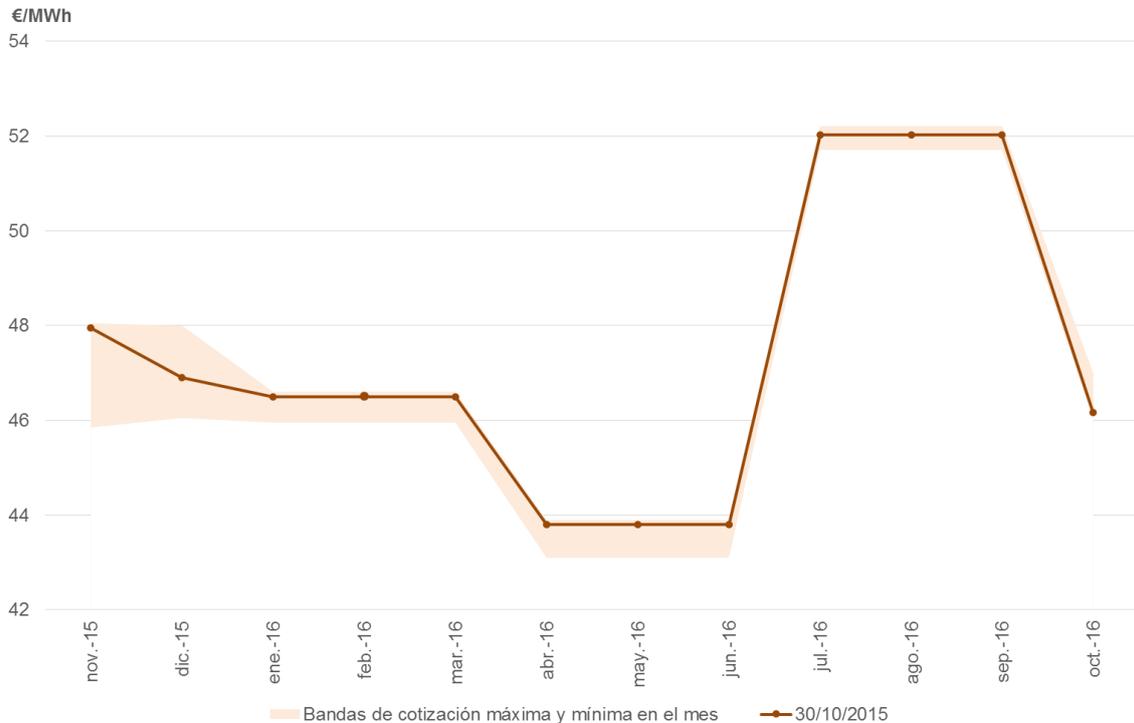
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 de septiembre – 30 de octubre de 2015



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 octubre de 2015. En general, se observa una tendencia decreciente de la curva a plazo entre los meses de noviembre de 2015 y junio de 2016, repuntando posteriormente para el horizonte de liquidación del tercer trimestre de 2016.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de octubre de 2015



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP.

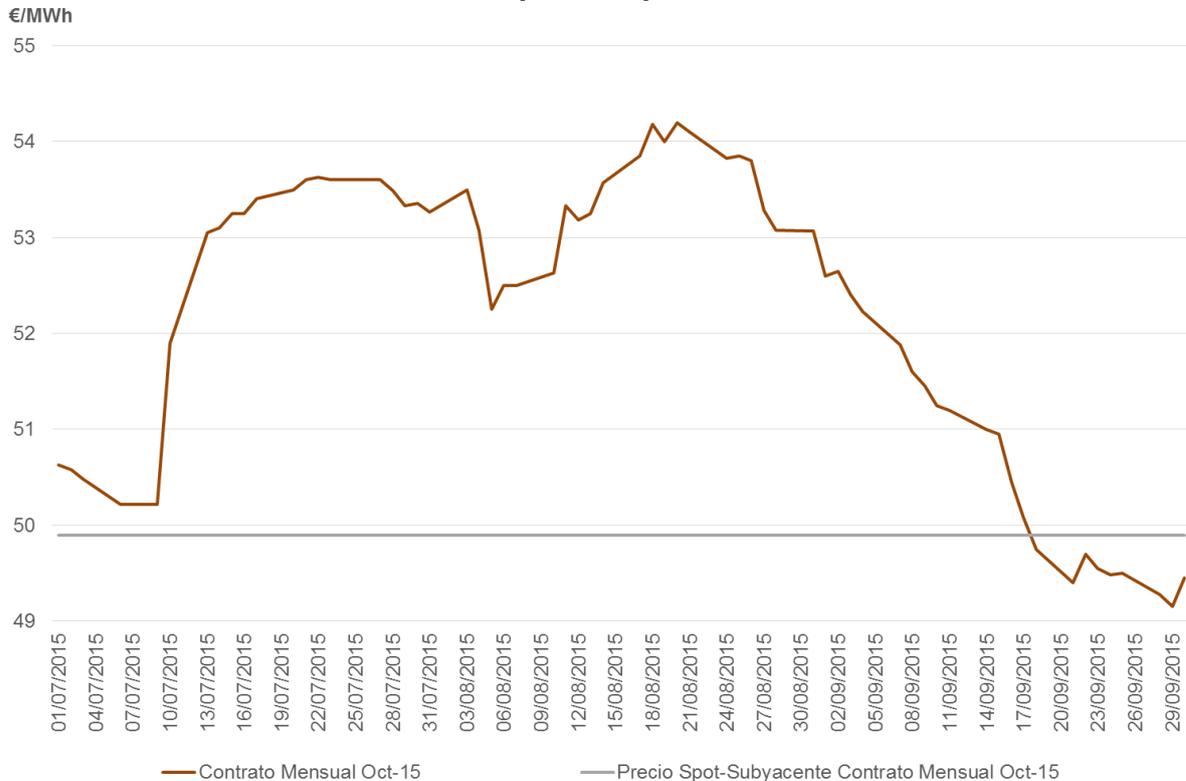
En el mes de octubre, el precio medio del mercado diario (49,90 €/MWh) descendió un 3,8% respecto al registrado en el mes anterior (51,88 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en octubre de 2015 (30 de septiembre de 2015) anticipaba un precio medio del mercado diario de 49,45 €/MWh para dicho mes, un 0,9% inferior al precio spot finalmente registrado (49,90 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP², se alcanzaron el 20 de agosto (máxima de 54,20 MWh) y el 29 de septiembre de 2015 (mínima de 49,15 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 5,05 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post³ fueron positivas hasta mediados del mes de septiembre, pasando a ser negativas durante el resto del horizonte de cotización del contrato. Por ello, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) durante la mayor parte del periodo de cotización del contrato.

² Del 1 de julio de 2015 al 30 de septiembre de 2015.

³ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en octubre de 2015 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en octubre de 2015.

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en octubre de 2015 en OMIP vs. precio spot de octubre de 2015



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

Para el mes de noviembre, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 30 de octubre), anticipa un precio medio del mercado diario de 47,95 €/MWh.

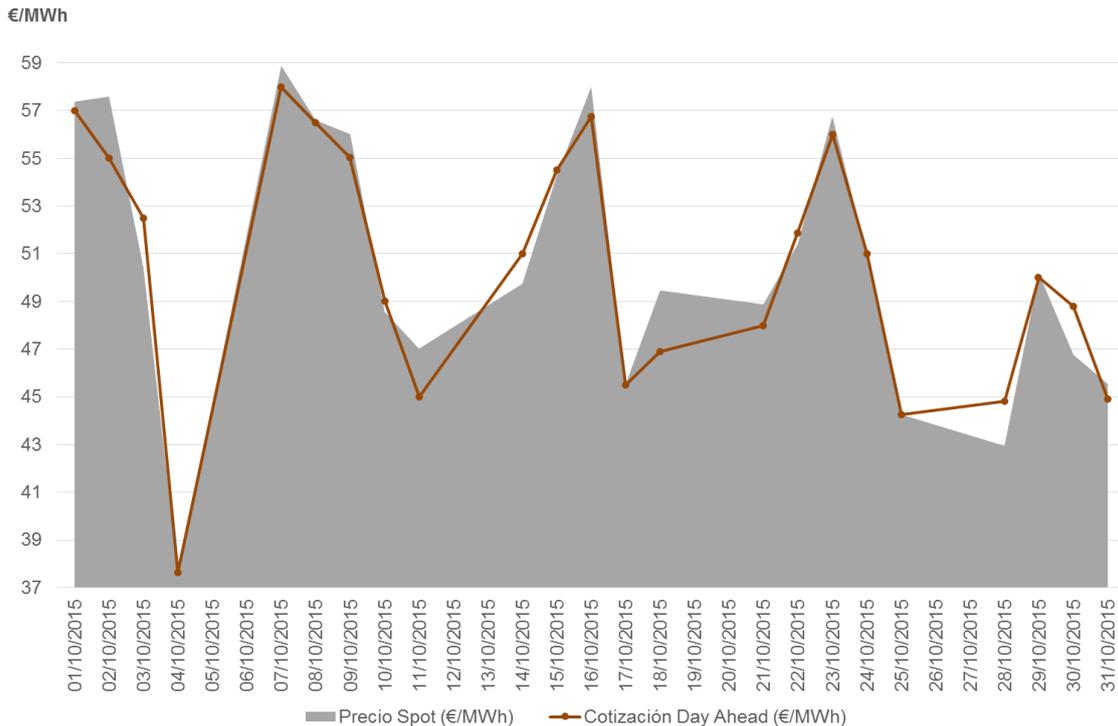
1.2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos *day-ahead*)

En octubre de 2015 los precios de los contratos *day-ahead* anticiparon, de media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). La mayor prima de riesgo ex post se registró el 2 de octubre y ascendió a -2,59 €/MWh. En particular, el precio medio diario del mercado de contado en octubre de 2015 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁴) ascendió a 50,64 €/MWh, 0,21 €/MWh superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en octubre de 2015 (50,43 €/MWh).

⁴ Cabe señalar que los contratos a plazo *day-ahead* se negocian en OMIP de lunes a viernes, para liquidación de martes a sábado, respectivamente, y por tanto, no se negocian contratos *day-ahead* con liquidación en domingo y en lunes.

Por tanto, la prima de riesgo de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day-ahead* en OMIP y el precio del subyacente) fue negativa (-0,21 €/MWh), liquidándose, en media, con beneficios (pérdidas) las posiciones netas compradoras (vendedoras).

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Período: Octubre de 2015



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 EEX⁵– 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.

⁵ Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

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 octubre y septiembre de 2015⁶.

En el mes de octubre de 2015 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 13,1 TWh, un 15,2% superior al volumen registrado en el mes anterior (unos 11,3 TWh en septiembre de 2015), y un 53,5% inferior al volumen negociado en los mercados OTC y OMIP durante el mismo mes del año anterior (28,1 TWh en octubre de 2014).

El volumen negociado en OMIP en octubre de 2015 representó el 11% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 3,9% en septiembre de 2015. En el conjunto de 2014, el volumen negociado en OMIP supuso el 11,7% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+OTC).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados, durante los diez primeros meses de 2015 (121,4 TWh), representó el 58,7% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (207 TWh); inferior al porcentaje (131,9%) que representó la negociación en dichos mercados en todo el año 2014 (320,8 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (243,2 TWh).

En el mes de octubre de 2015, 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

⁶ La CNMC dispone de información completa de las transacciones que se realizan en el mercado de futuros de OMIP, así como de las transacciones que se negocian en el mercado OTC que se registran voluntariamente por las partes en OMIClear (Cámara de Contrapartida Central del mercado de futuros de OMIP). Dicha información es remitida diariamente por la CMVM al resto de miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL al cierre de cada sesión de negociación.

La información de las transacciones con subyacente español que se negocian o se registran en el mercado de futuros de EEX 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.

EEX⁷) se situó en 7,5 TWh (8,2% superior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado, en octubre de 2015, para su compensación y liquidación en CCPs (OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC) sobre el volumen total negociado en el mercado OTC representó el 64,3%. En el mismo periodo del año 2014 dicho porcentaje fue inferior (40,3%), situándose para el conjunto de 2014 en un 29,4%.

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 octubre 2015	Mes anterior septiembre 2015	% Variación	Total 2015	Total 2014
OMIP	1.438	437	228,8%	11.872	37.527
EEX	6	34	-81,2%	510	0
OTC	11.615	10.869	6,9%	109.054	283.229
OTC registrado y compensado*:	7.464	6.895	8,2%	53.046	83.255
<i>OMIClear</i>	4.297	2.629	63,4%	25.042	49.558
<i>BME Clearing</i>	1.929	1.849	4,3%	15.829	32.127
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	1.238	2.417	-48,8%	12.174	1.570
Total (OMIP, EEX y OTC)	13.060	11.340	15,2%	121.436	320.755

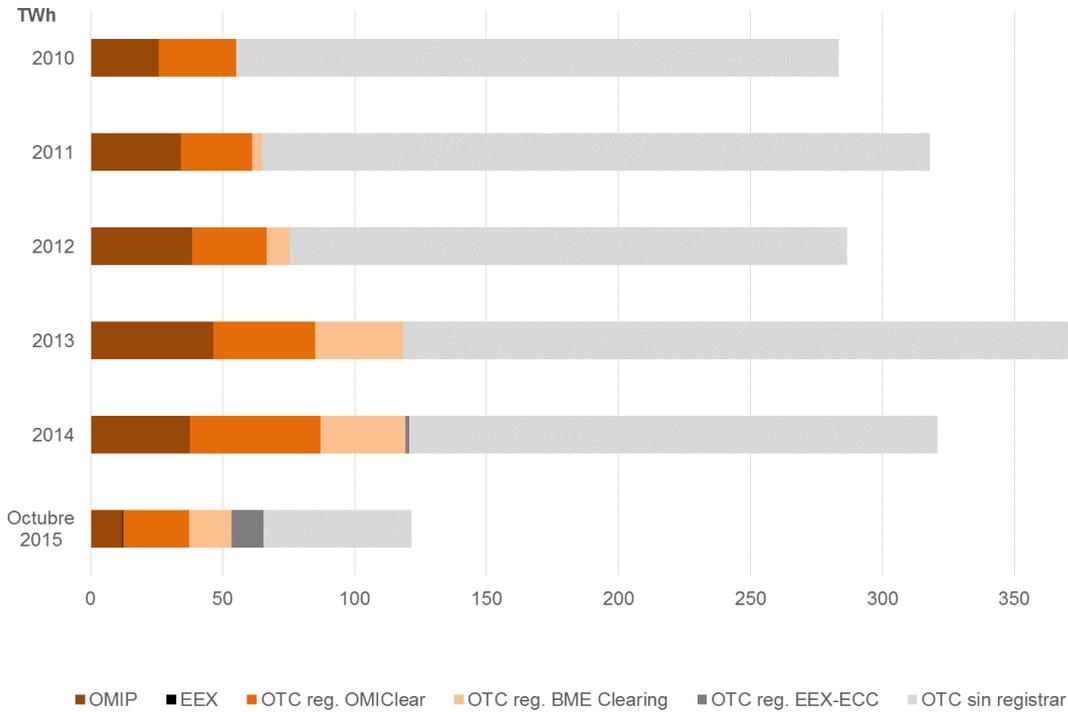
*El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse 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 2010 hasta el 30 de octubre de 2015, 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.

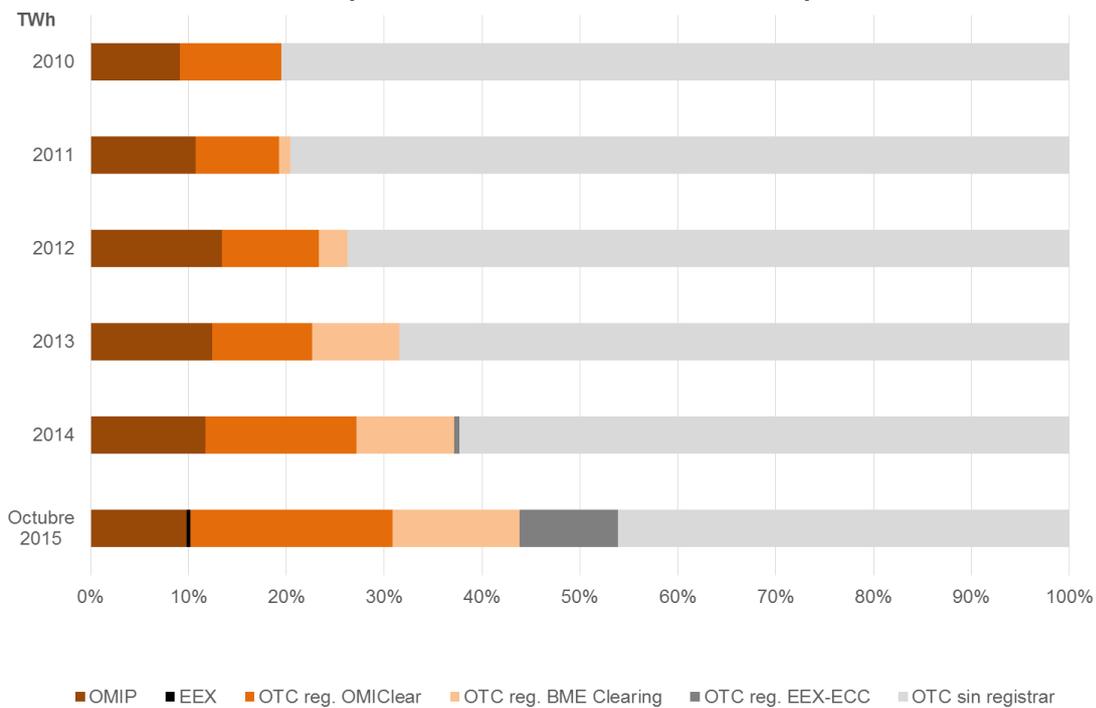
⁷ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot francés y precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX.

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo (enero de 2010 a octubre de 2015)



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

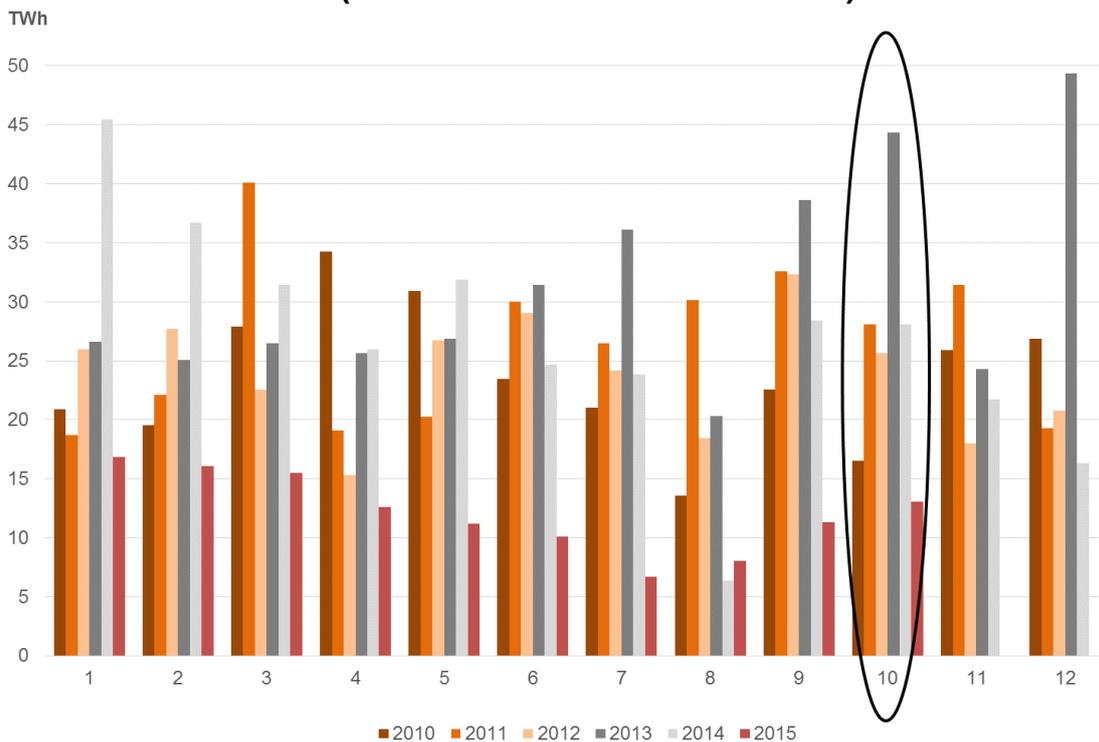
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo (enero de 2010 a octubre de 2015)



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 2010 hasta octubre de 2015.

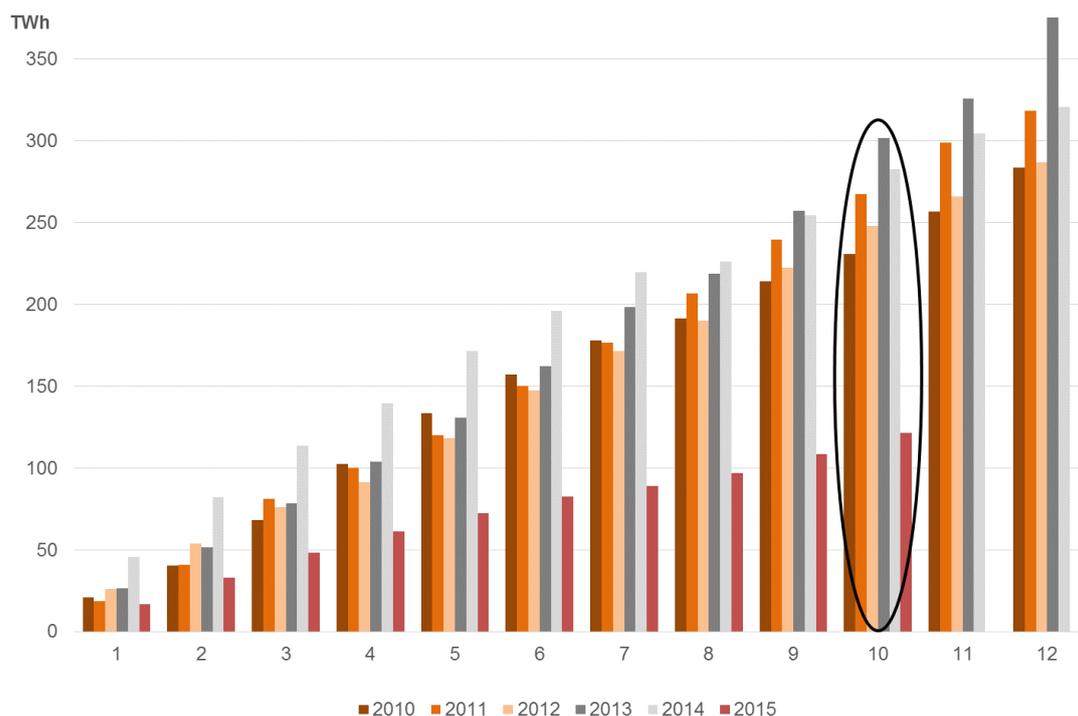
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (enero de 2010 a octubre de 2015)



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

En el Gráfico 8 se presenta la misma información que en el gráfico anterior, pero acumulando, para cada año y en cada uno de los meses, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX.

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (enero de 2010 a octubre de 2015)



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 septiembre y octubre de 2015, 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 octubre de 2013 y octubre de 2015, 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 octubre de 2015 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 83,9% (11 TWh). En el mes de septiembre de 2015 dicho porcentaje de negociación fue superior (85,7%; 9,7 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 16,1% (2,1 TWh). En el mes de septiembre de 2015 dicho porcentaje de negociación fue inferior (14,3%; 1,6 TWh).

En octubre de 2015 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 48,6% (5,3 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (11 TWh)⁸. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación mensual, con el 31,8% (3,5 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 1 TWh, representando el 18,4% de los contratos anuales negociados y el 7,5% del volumen total negociado. Por su parte, el contrato con vencimiento a tres años vista (Cal+3, con liquidación en 2018), que comenzó a negociarse por vez primera en el mes anterior, alcanzó un volumen negociado en octubre de 0,1 TWh (2,5% de los contratos anuales negociados).

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación semanal con el 55% (1,2 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (2,1 TWh)⁹, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 35,6% (0,7 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

⁸ En el mes de septiembre de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (34,6%; 3,3 TWh).

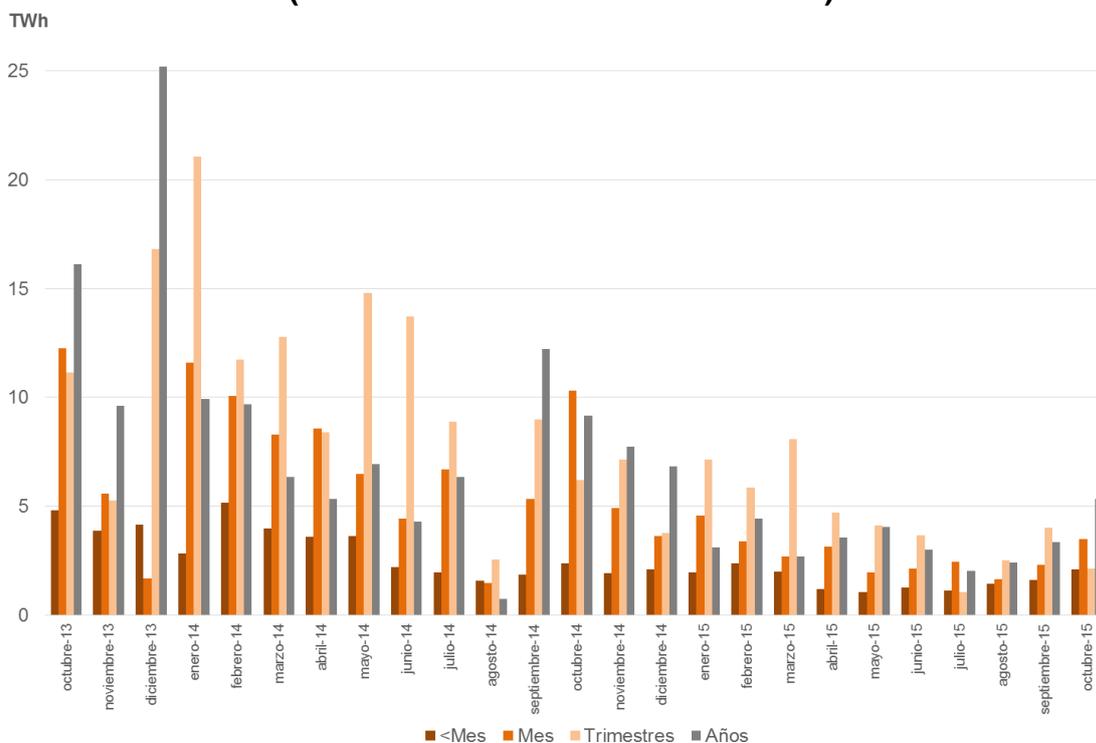
⁹ En el mes de septiembre de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (38,4%; 0,6 TWh)

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

Tipo de contrato	Mes actual oct-15	Mes anterior sep-15	% Variación	Total 2014	% Total 2014
Diario	748	906	-17,4%	10.044	30,2%
Fin de semana	96	95	1,5%	1.888	5,7%
Balance de semana	103	0	-	7	0,02%
Semana	1.157	623	85,7%	21.368	64,2%
Total Corto Plazo	2.104	1.624	29,6%	33.307	10,4%
Mensual	3.481	2.327	49,6%	81.839	28,5%
Trimestral	2.155	4.028	-46,5%	120.031	41,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%
Anual	5.320	3.362	58,2%	85.578	29,8%
Total Largo Plazo	10.956	9.717	12,8%	287.449	89,6%
Total	13.060	11.340	15,2%	320.755	100%

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

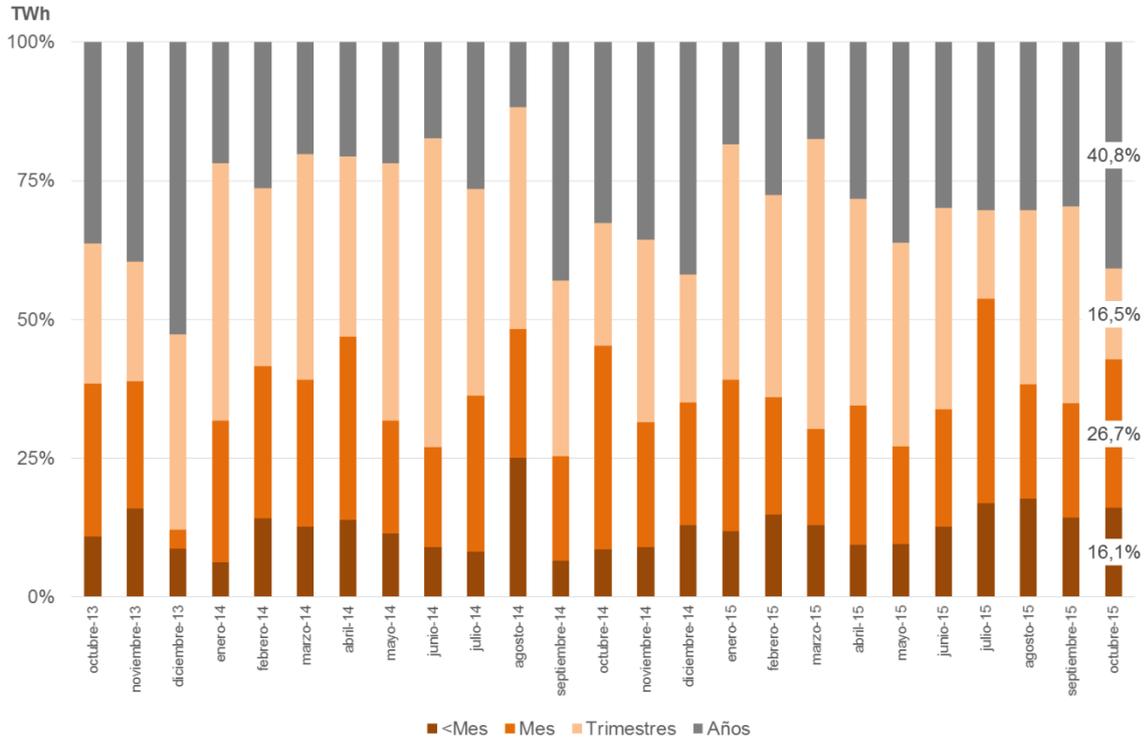
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh) (octubre de 2013 a octubre de 2015)



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 %) (octubre de 2013 a octubre de 2015)



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.

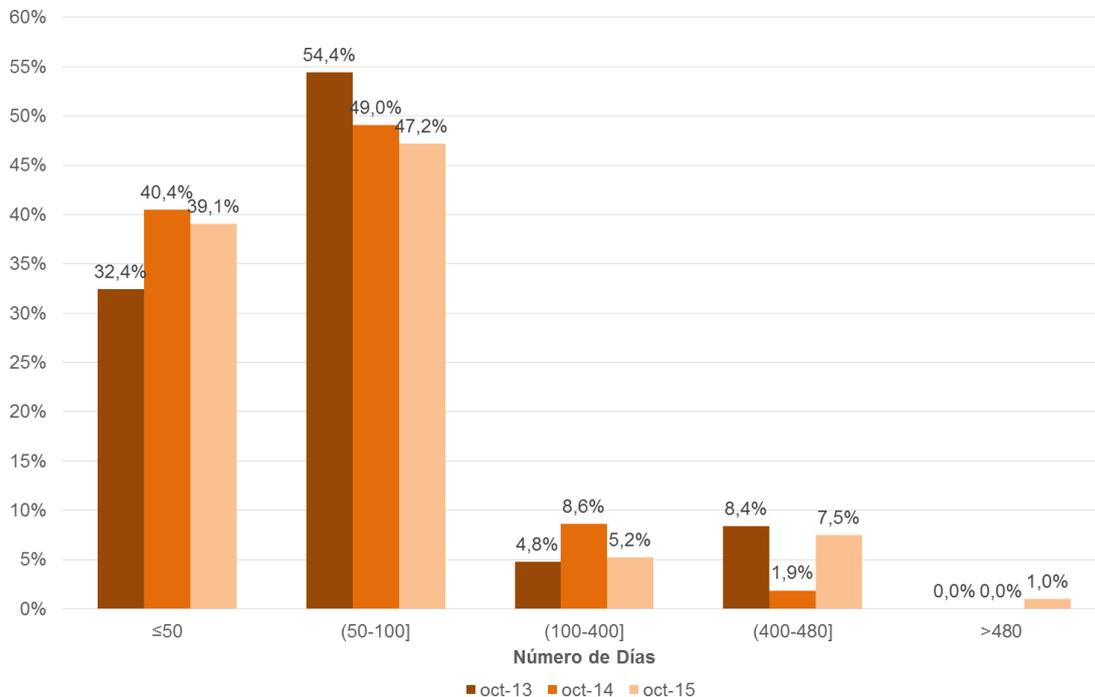
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 octubre de 2015, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimientos próximos a la fecha de negociación. En particular, el 86,2% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de octubre de 2015 iniciarán su liquidación en los próximos 100 días (en octubre de 2014 este porcentaje fue superior, del 89,5%, situándose para el conjunto de 2014 en el 65%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista Cal+2, negociados en octubre de 2015, ascendió a 1 TWh, el 7,5% del volumen total de contratos negociados (0,5 TWh en octubre de 2014) (véase Gráfico 11). El volumen de los contratos Cal+3 (con vencimiento a tres años vista) representó el 1% del volumen total negociado.

Gráfico 11. Volumen negociado 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 octubre de 2015, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en octubre de 2015¹⁰ se situó en torno a 18.195 GWh, un 10,9% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en septiembre de 2015 (20.426 GWh), y un 29,1% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en octubre de 2014 (25.678 GWh).

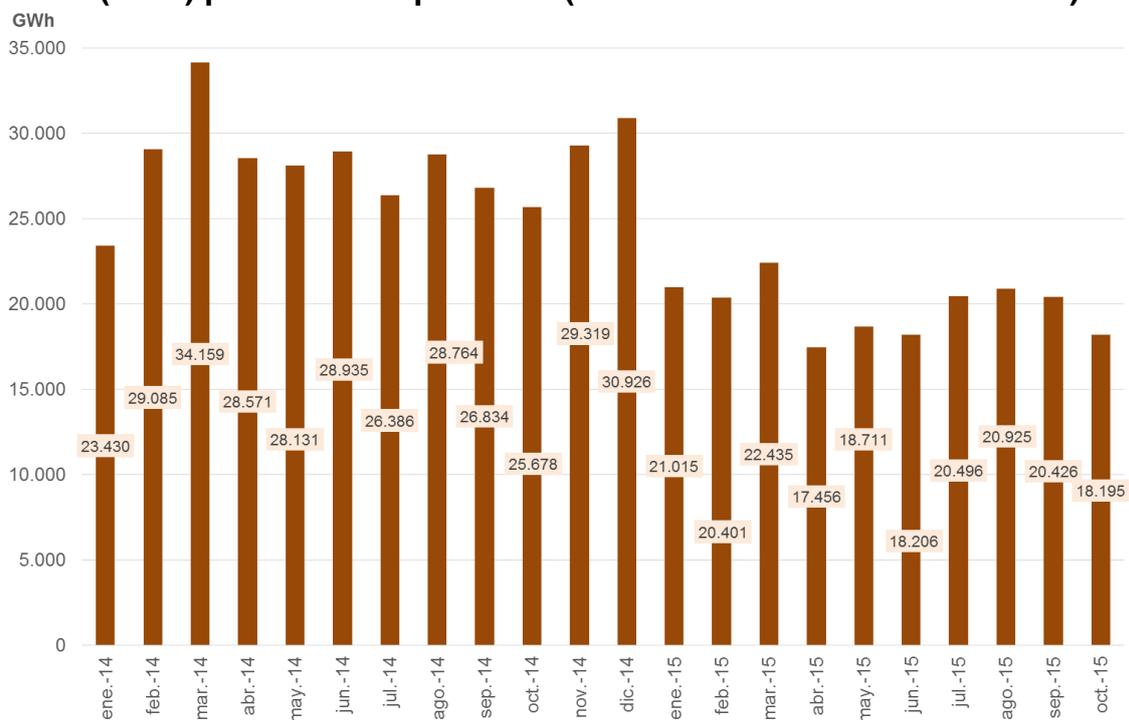
Del volumen total negociado hasta el 30 de octubre de 2015 sobre contratos con liquidación en octubre de 2015, el 88,4% (16.091 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual oct-15, trimestral

¹⁰ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en octubre de 2015: mensual oct-15, trimestral Q4-15, anual-15, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en octubre de 2015, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Q4-15 y anual 2015), mientras que el 11,6% restante (2.104 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 octubre de 2015 (18.195 GWh) representó el 92,3% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (19.712 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación (enero de 2014 a octubre de 2015)



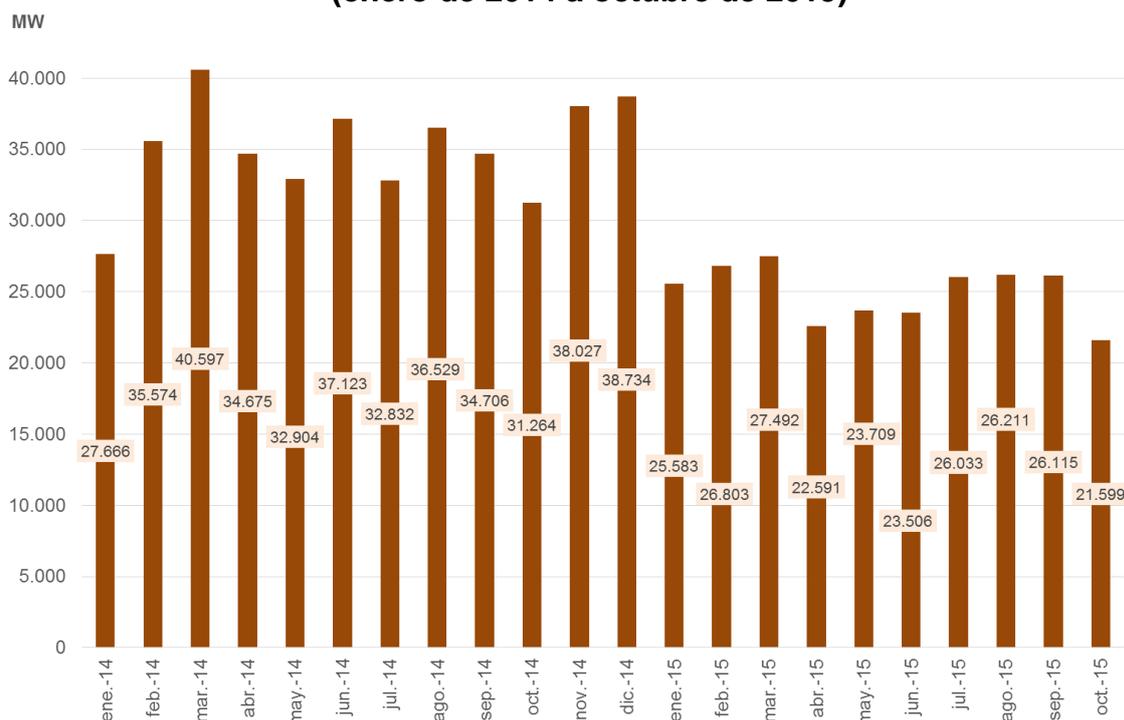
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

El Gráfico 13 muestra el volumen total negociado (en MW) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales por mes de liquidación¹¹. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en octubre de 2015 (oct-15, Q4-15 y anual 2015) se situó en torno a 21.599 MW, un 17,3% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de septiembre de 2015 (26.115 MW) y un 30,9% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de octubre de 2014 (31.264 MW). El 28% (6.056 MW) del volumen total negociado sobre

¹¹ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

los contratos con liquidación en todos los días de octubre de 2015 (21.599 MW) se registró en OMIClear¹² (véase Gráfico 14) y el 10,4% (2.241 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de octubre de 2015 (21.599 MW) representó el 81,5% de la demanda horaria media de dicho mes (26.495 MW).

Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación* (enero de 2014 a octubre de 2015)



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

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

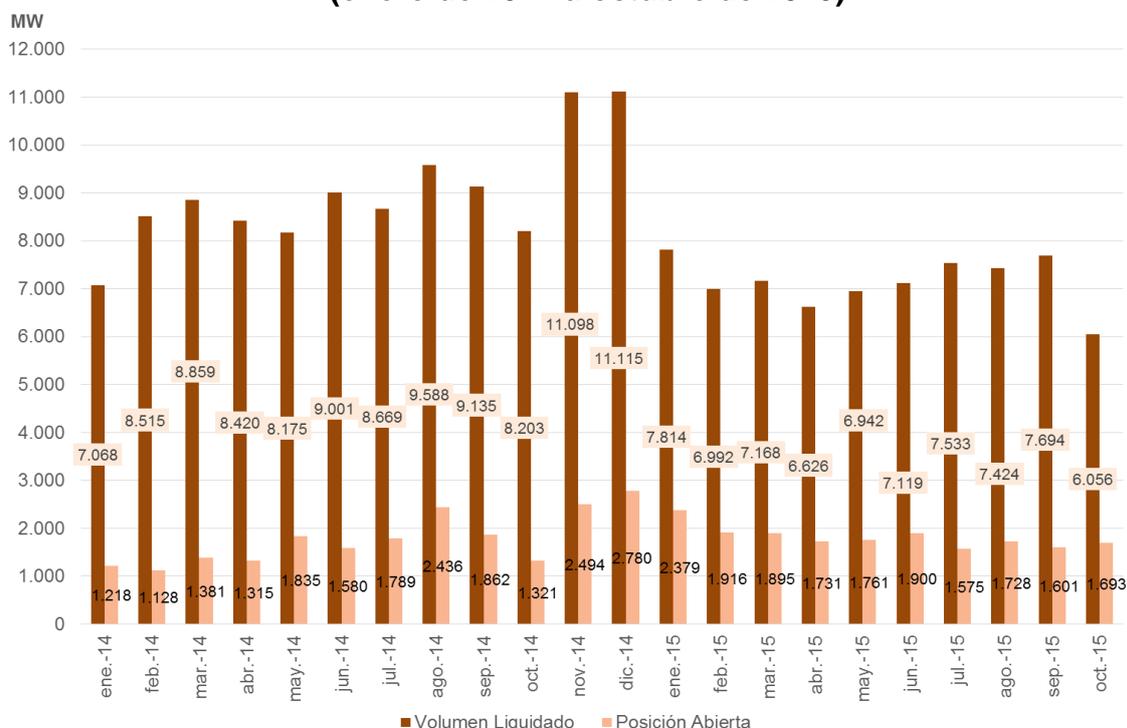
Posición abierta en OMIClear

La CNMC, si bien dispone de información completa respecto a las transacciones en el mercado a plazo gestionado por OMIP, no cuenta con dicha información respecto a las transacciones efectuadas en el mercado OTC. Por tanto, no dispone de información sobre las contrapartes de las transacciones realizadas en el mercado OTC que no se hayan registrado en OMIClear, por lo que se desconoce el volumen de posición abierta global al inicio del periodo de liquidación del contrato a plazo. No obstante, sí se conoce el volumen de posición abierta correspondiente a las transacciones registradas

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

en OMIClear, ya que se tiene información completa de las transacciones registradas en esta Cámara. En este sentido, de los 6.056 MW con liquidación en octubre de 2015 que se registraron en OMIClear, el 72% (4.363 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 28% restante (1.693 MW) quedaron abiertas¹³ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 72% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁴ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en octubre de 2015. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2014 ascendió al 21,2%.

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta¹⁵ (MW)* (enero de 2014 a octubre de 2015)



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.
 Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear.

¹³ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

¹⁴ Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

¹⁵ 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.

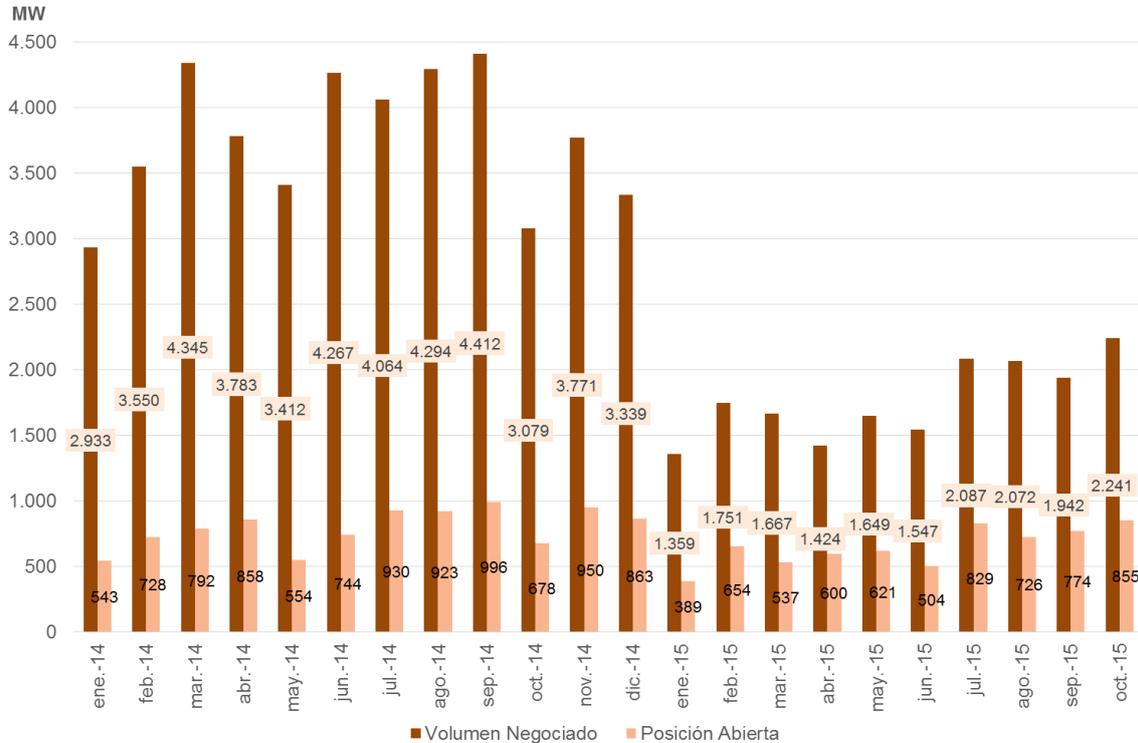
Posición abierta en BME Clearing

Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing¹⁶, 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 octubre de 2015 (21.599 MW), el 10,4% (2.241 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 61,8% (1.386 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 38,2% restante (855 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15).

¹⁶ Información publicada por MEFF en su página web.

**Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta¹⁷ (MW)*
(enero de 2014 a octubre de 2015)**



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

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

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) 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.

¹⁷ 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.

3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot 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 octubre de 2015, 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.

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron una tendencia ascendente respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto igualmente ascendente del precio del mercado de contado. La cotización que más aumentó fue la del contrato mensual con liquidación en noviembre 2015 (aumento del 10,9%).

En el mercado francés, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron una tendencia en general ascendente respecto a las registradas en el mes anterior excepto para los contratos con liquidación en el primer trimestre de 2016 y en el año 2016, en un contexto ascendente del precio del mercado de contado. La cotización que más aumentó fue la del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2015 (incremento del 3,2%) y la que más disminuyó fue la del contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2016 (-1,5%).

Por último en el mercado español, en un contexto descendente del precio del mercado de contado, las cotizaciones de los contratos a plazo en general mostraron incrementos respecto a las registradas en el mes anterior, con excepción de las del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2015 (descenso del 1,1%). La cotización que más ascendió fue la del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2015 (incremento del 3,2%).

A 30 de octubre de 2015, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2016 se situó en el mercado español (47,13 €/MWh; 0,4% respecto al mes anterior) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (29,70 €/MWh; 2,1%) y en Francia (37,11 €/MWh; -0,3%).

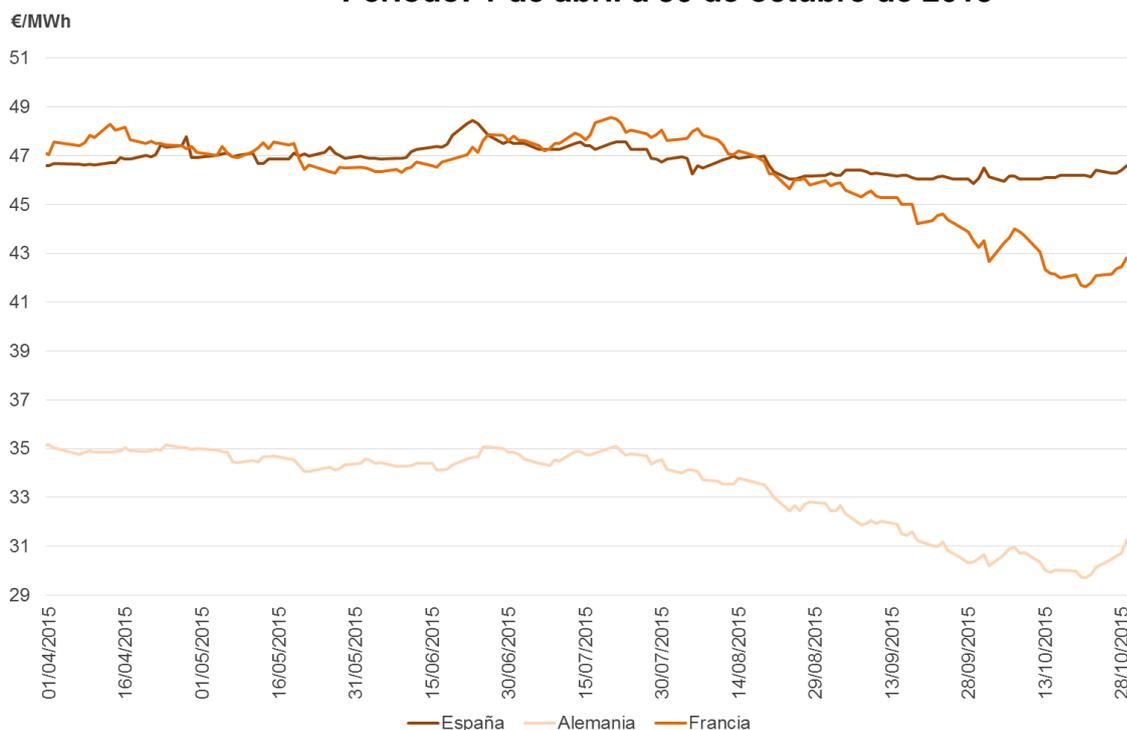
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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)		
	octubre-15	septiembre-15	% Variación oct. vs. sep.	octubre-15	septiembre-15	% Variación oct. vs. sep.	octubre-15	septiembre-15	% Variación oct. vs. sep.
nov-15	47,95	46,48	3,2%	36,00	32,45	10,9%	43,20	41,85	3,2%
dic-15	46,90	47,40	-1,1%	31,34	29,47	6,3%	42,30	41,88	1,0%
Q1-16	46,50	46,08	0,9%	31,23	30,50	2,4%	42,58	43,25	-1,5%
Q2-16	43,80	43,06	1,7%	27,73	27,20	1,9%	31,93	31,76	0,5%
Q3-16	52,02	51,84	0,3%	28,81	28,25	2,0%	32,21	31,80	1,3%
YR-16	47,13	46,93	0,4%	29,70	29,08	2,1%	37,11	37,23	-0,3%

Nota: Cotizaciones de octubre a 30/10/2015 y de septiembre a 30/09/2015.

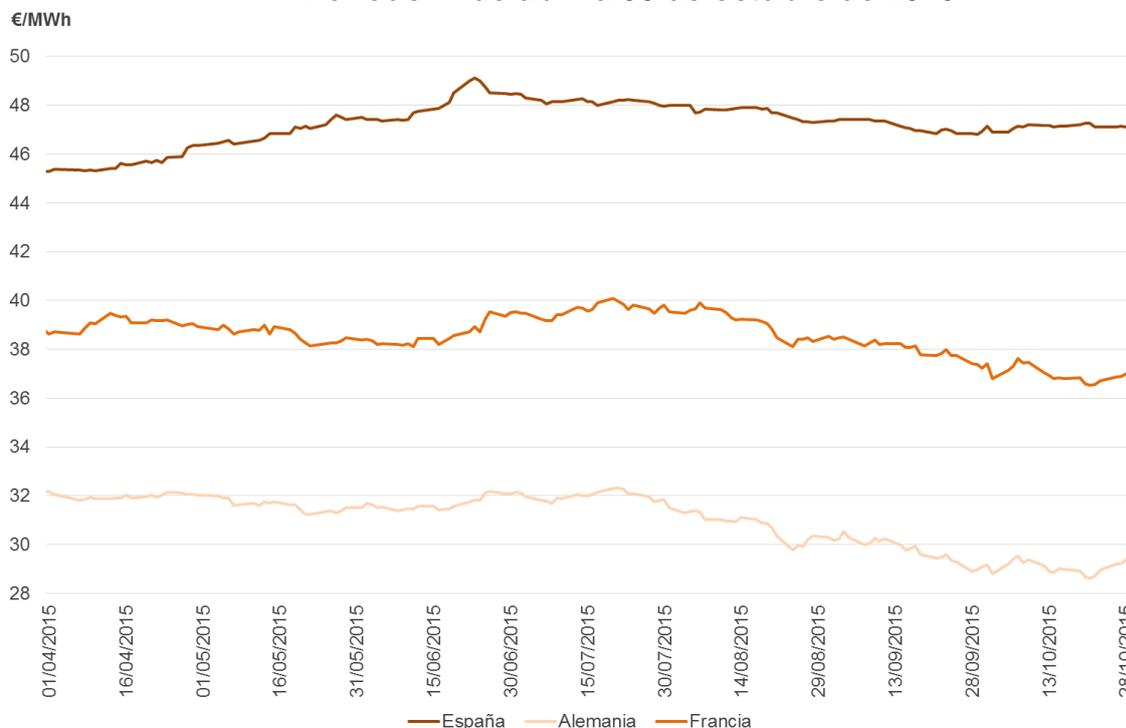
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

**Gráfico 16. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-16 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 de abril a 30 de octubre de 2015**



Fuente: EEX y OMIP.

**Gráfico 17. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-16 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
 Periodo: 1 de abril a 30 de octubre de 2015**



Fuente: EEX y OMIP.

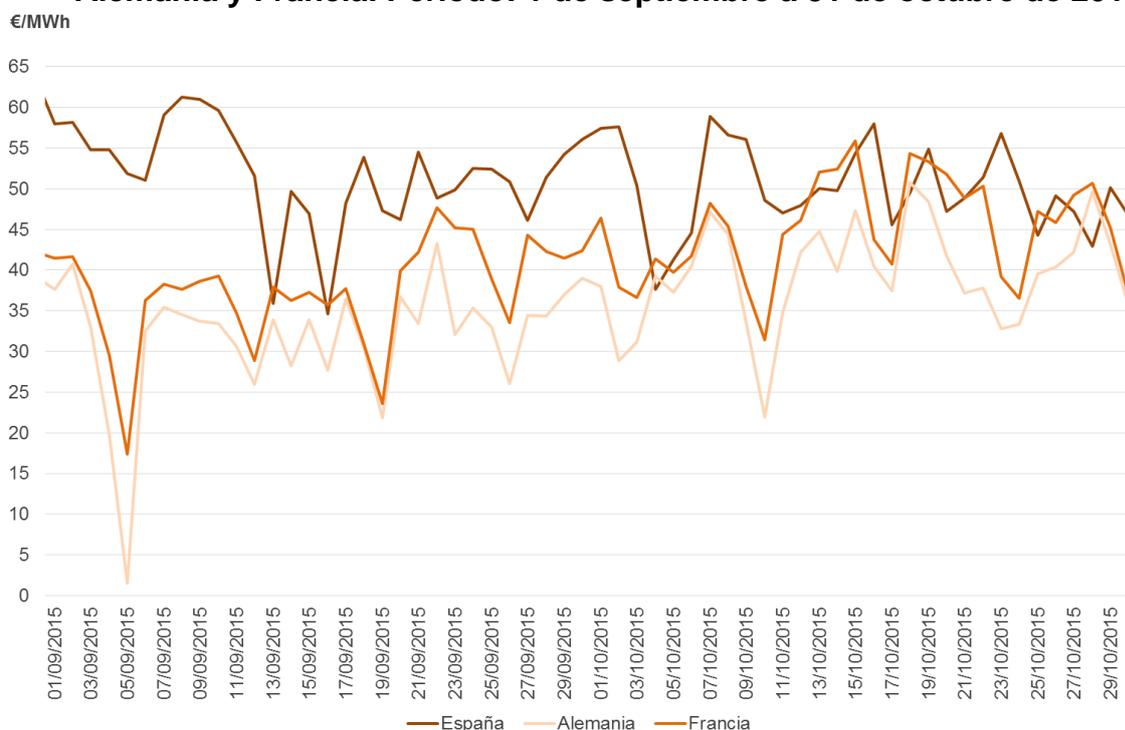
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 18 a continuación), en el mes de octubre el precio medio del mercado diario en España, 49,90 €/MWh, descendió un 3,8% respecto al registrado en el mes anterior (51,88 €/MWh), situándose, no obstante, por encima tanto del precio medio del mercado alemán (39,37 €/MWh, que ascendió un 23,5% respecto al del mes anterior en dicho mercado) como del precio medio del mercado francés (44,96 €/MWh, el cual experimentó una subida del 20,1% respecto al del mes anterior en dicho mercado).

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

Precios medios	octubre-15	septiembre-15	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	49,90	51,88	-3,8%
Alemania	39,37	31,88	23,5%
Francia	44,96	37,45	20,1%

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

Gráfico 18. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de septiembre a 31 de octubre de 2015



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

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 mensuales¹⁸ con liquidación en los meses de enero a diciembre de 2014 y de enero a octubre de 2015 (véase Cuadro 6 a continuación).

En el mes de octubre de 2015, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo (-0,45 €/MWh), habiendo sido positiva en el mes anterior (2,85 €/MWh) y negativa los tres meses anteriores. En el mercado alemán la prima de riesgo ex post de dicho mes se situó también en valor

¹⁸ 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.

negativo (-6,24 €/MWh), así como en el mercado francés, donde fue negativa por cuarto mes consecutivo (-5,21 €/MWh).

Cuadro 6. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación en 2014 y 2015, 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)
ene-14	50,13	33,62	16,51	39,49	35,87	3,62	54,70	39,14	15,56
feb-14	34,70	17,12	17,58	35,91	33,59	2,32	40,26	38,69	1,57
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

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

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

En el mes de octubre, sólo los contratos a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) presentaron una notable tendencia descendente, mientras que los contratos a plazo del crudo Brent, del carbón EEX ARA y los contratos a plazo de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una ligera tendencia ascendente (con excepción del contrato a plazo de carbón con entrega en 2016, que desciende un 0,6%) tal y como se muestra en el Cuadro 7.

Con datos a 30 de octubre de 2015, las cotizaciones de los contratos a plazo de petróleo presentaron alrededor de un 2,9% de ascenso medio para los contratos que se recogen en el Cuadro 7. Los precios a plazo del gas natural en Reino Unido recogidos en dicho cuadro descendieron en promedio aproximadamente un 4,2%. Los precios a plazo del carbón presentaron un incremento medio en torno al 1,7% para los contratos a plazo reflejados en el Cuadro 7 (considerando sólo el contrato mensual y el contrato trimestral con vencimientos inmediatos) mientras que los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ se apreciaron significativamente (5,9% de media).

Cuadro 7. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

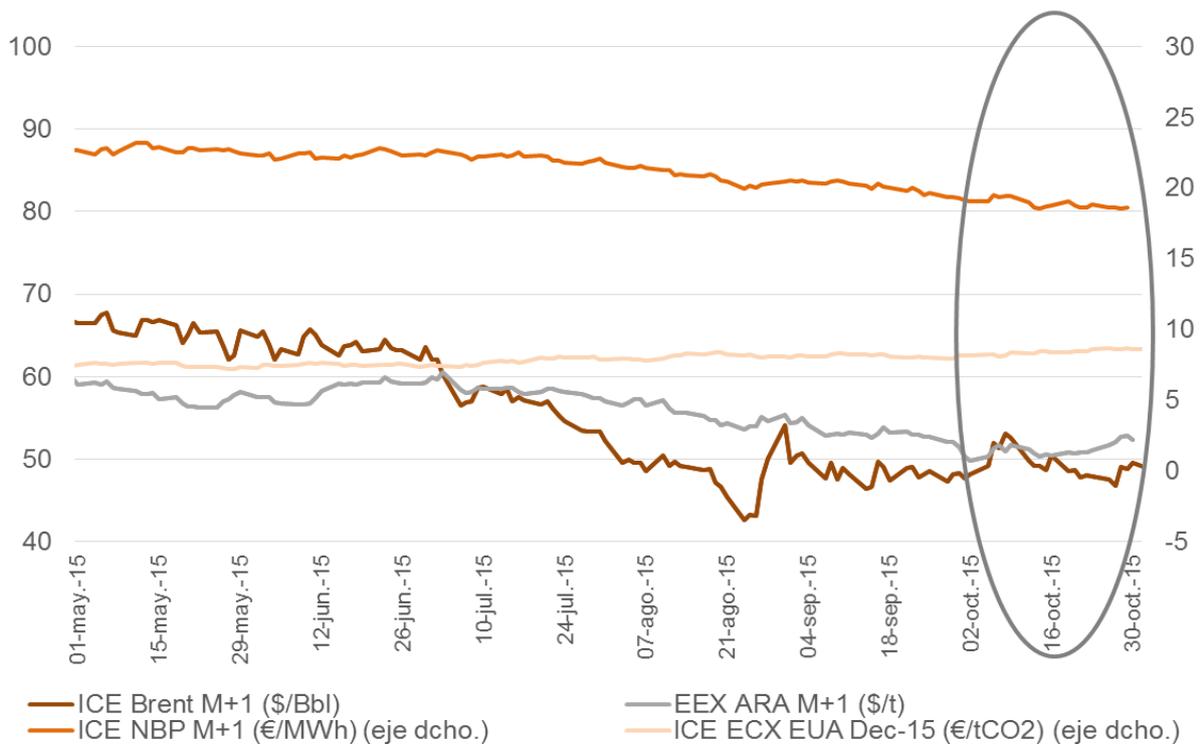
	Cotizaciones en octubre de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en septiembre de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-oct-15	Mín.	Máx.	30-sep-15	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	48,16	45,93	51,91	47,29	45,94	50,43	1,9%
Brent entrega a un mes	49,56	46,81	53,05	48,37	46,37	50,68	2,5%
Brent entrega a doce meses	56,26	53,58	58,07	54,46	53,71	57,23	3,3%
Gas natural Europa €/MWh							
Gas NBP Spot	17,58	17,58	19,31	18,21	18,21	19,69	-3,4%
Gas NBP entrega Q1-16	19,01	19,01	20,09	19,80	19,80	21,28	-4,0%
Gas NBP entrega Q2-16	17,26	17,26	18,35	18,02	18,02	19,14	-4,2%
Gas NBP entrega Q3-16	17,00	17,00	18,09	17,79	17,79	18,87	-4,5%
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón entrega Nov-15	52,57	50,82	52,92	51,53	51,53	54,97	2,0%
Carbón entrega Q1-16	49,45	48,11	49,89	48,79	48,79	52,99	1,4%
Carbón entrega 2016	48,13	47,15	49,62	48,44	48,44	52,97	-0,6%
CO₂ ICE EUA €/tCO₂							
Dchos. emisión EUA Dic-2015	8,64	8,11	8,68	8,15	7,92	8,29	6,0%
Dchos. emisión EUA Dic-2016	8,71	8,18	8,75	8,23	8,00	8,37	5,8%

- 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.

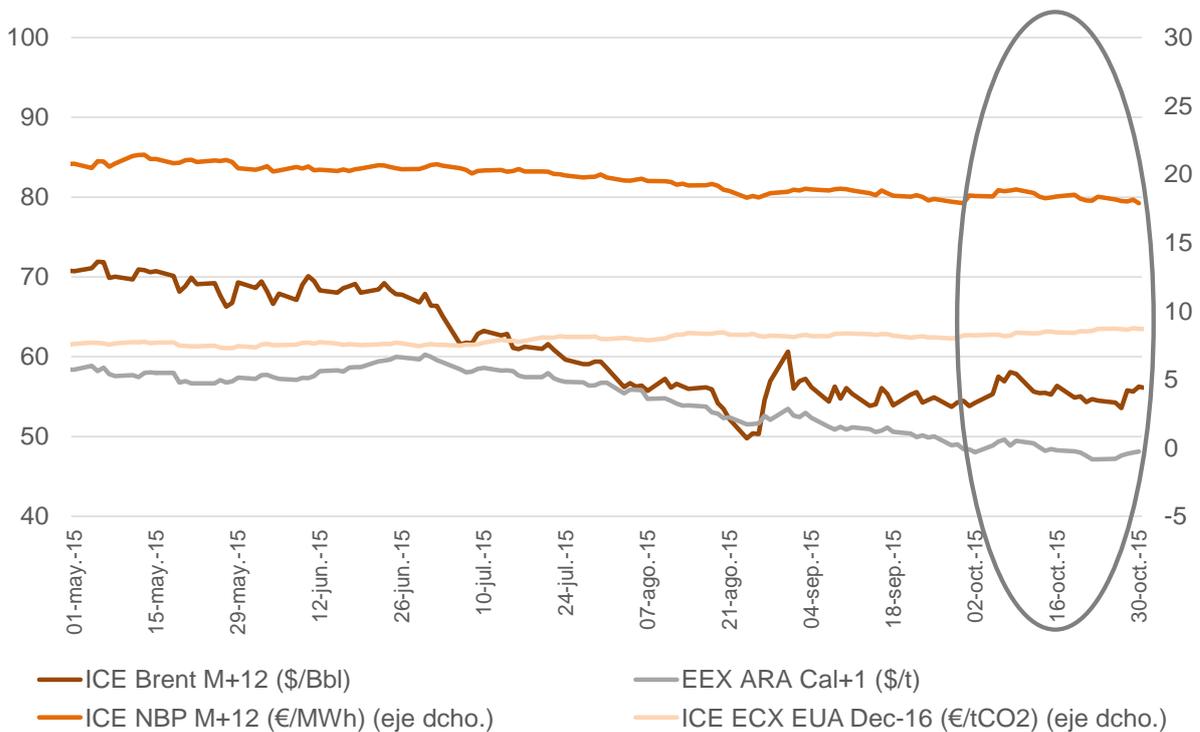
La tendencia descendente de los precios a plazo del gas, así como la tendencia creciente de los precios del crudo y carbón y notablemente ascendente de los derechos de emisión durante el mes de octubre se observa tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 19) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 20).

Gráfico 19. 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 mayo 2015 – 30 octubre 2015



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

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, 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 mayo 2015 – 30 octubre 2015



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

Al cierre del mes de octubre de 2015, el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en 1,10 \$/€ el 30 de octubre frente a 1,12 \$/€ al final del mes anterior. Igualmente, el tipo de cambio de la libra esterlina se apreció, situándose en 0,72 £/€ al final del mes de octubre frente a 0,74 £/€ al final de septiembre.

Entre los factores que contribuyeron al incremento en los precios del crudo destacan el acercamiento de Rusia hacia otros productores para discutir sobre la evolución del mercado, la depreciación del dólar en la primera mitad del mes, los pronósticos por una consultora especializada en el negocio del petróleo que estima que en el año 2017 se tendría un nivel de precios en torno a 75 \$/Bbl y el descenso en el número de plataformas petrolíferas activas en EEUU.

En el descenso de los precios a plazo del gas natural en Reino Unido habría influido la abundante entrada de GNL, de gas por gasoducto desde Noruega, la baja demanda, las temperaturas suaves y los precios bajos del crudo.

Por su parte, en el incremento de las cotizaciones del carbón (contratos mensual y trimestral con vencimiento más inmediato) habría influido la percepción de menor disponibilidad de carbón ruso y menores envíos desde los puertos letones.

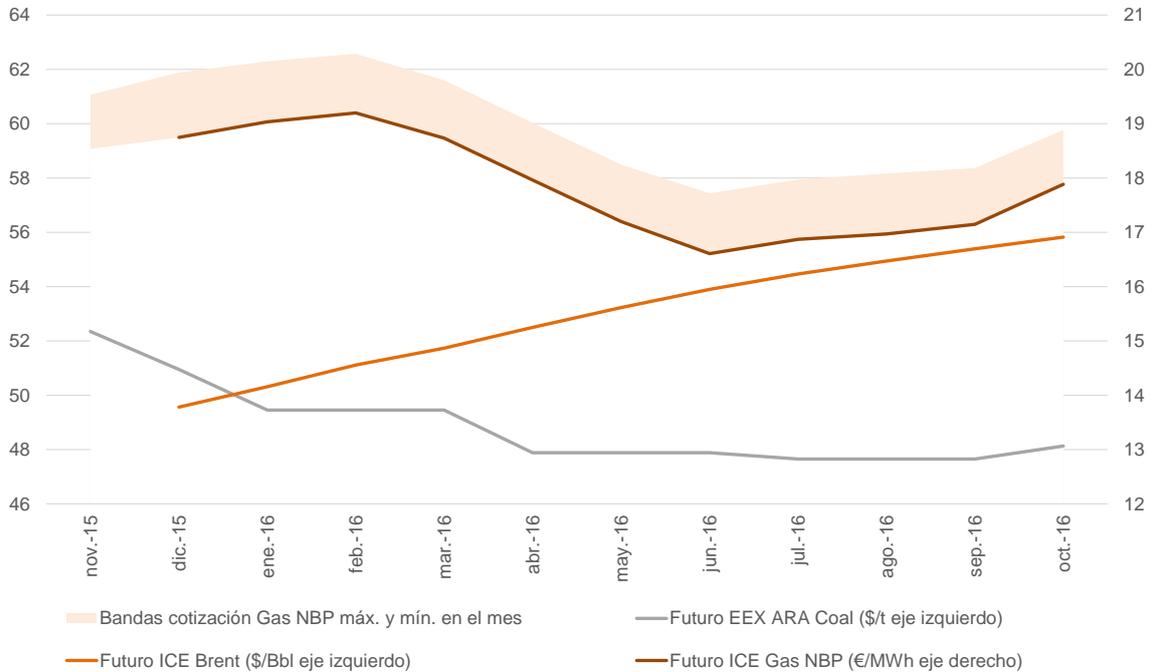
En la tendencia ascendente de los precios de los derechos de emisión de CO₂ habría incidido el efecto gradual del “backloading” (es decir, el retraso de subastas de derechos de emisión para elevar el nivel de precios), los resultados de las subastas semanales con precios de equilibrio por encima de los precios del mercado secundario y la presión compradora por el sentimiento alcista del mercado.

Al cierre del mes de octubre, la curva a plazo del Brent sigue mostrando una tendencia ascendente de precios (curva forward en “contango”¹⁹), tal y como se observa en el Gráfico 21. Asimismo, la curva a plazo del gas natural registra un comportamiento alcista hasta el mes de febrero de 2016, para pasar a una situación de “backwardation” a partir de dicho mes hasta el mes de junio de 2016 (tendencia descendente de precios), 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 21 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de octubre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 1,1 €/MWh, registrándose los valores más altos en diciembre de 2015 y enero 2016 (1,19 €/MWh y 1,12 €/MWh respectivamente).

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA muestra una cierta tendencia decreciente, oscilando entre los niveles de 52 \$/t en el mes de noviembre de 2015 al nivel de 48 \$/t desde el segundo trimestre de 2016.

¹⁹ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

**Gráfico 21. Curva a plazo de los combustibles, a 30 de octubre 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 Q1-16 y Cal-16 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

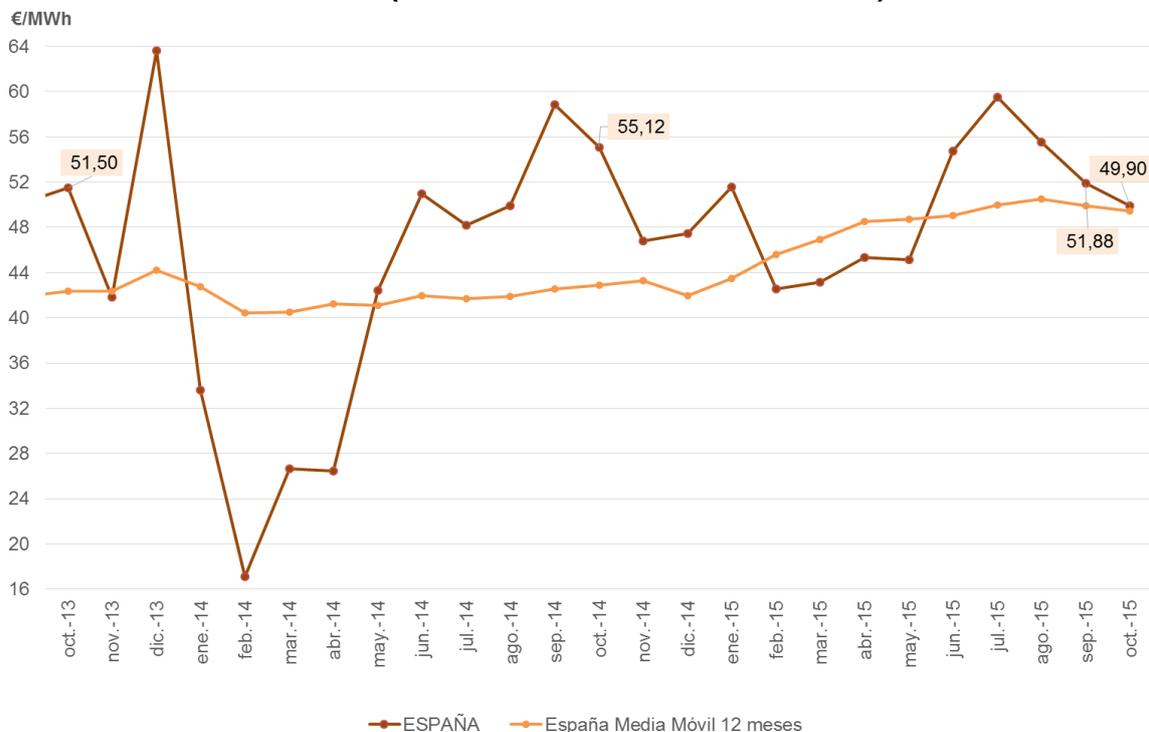
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 22 se refleja la evolución del precio medio mensual y media móvil anual del mercado spot en el periodo comprendido entre octubre de 2013 y octubre de 2015.

En el mes de octubre de 2015 el precio spot medio mensual se situó en 49,90 €/MWh²⁰, un 3,8% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (51,88 €/MWh) y un 9,5% inferior al precio spot medio registrado en octubre de 2014 (55,12 €/MWh).

Gráfico 22. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario (de octubre 2013 a octubre 2015)



Fuente: OMIE.

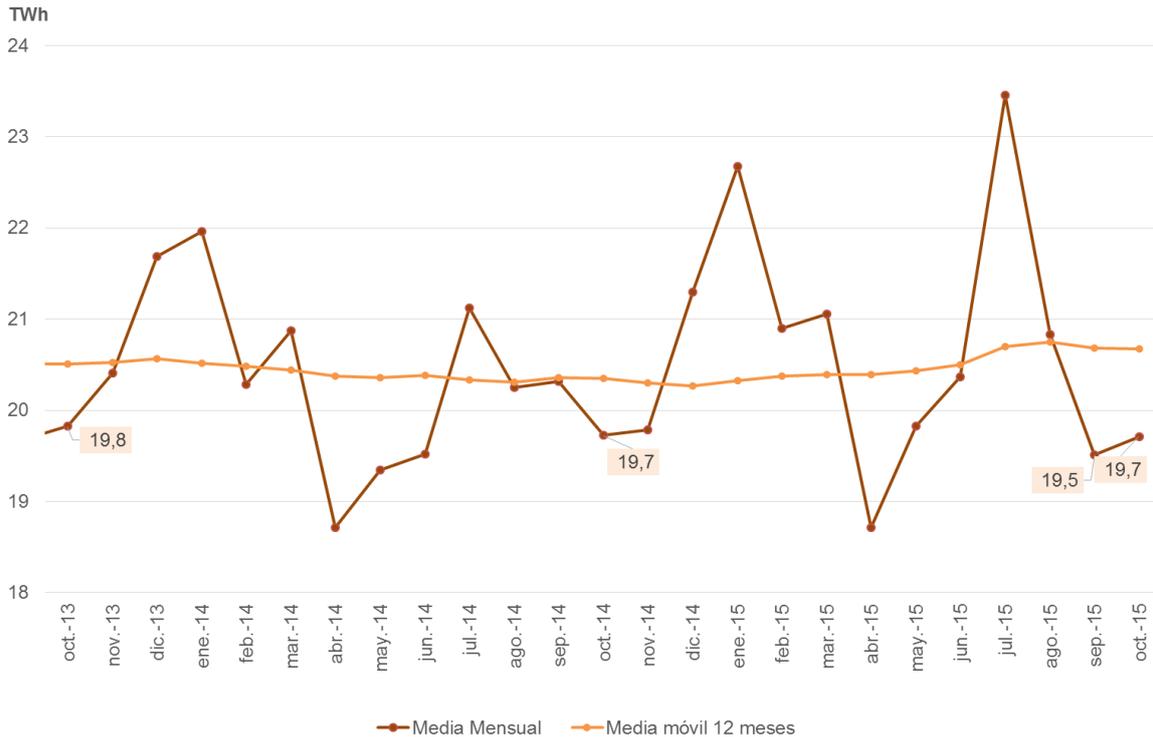
En el Gráfico 23 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

²⁰ En octubre de 2015 el precio spot medio portugués se situó en 49,89 €/MWh, un 0,01 €/MWh inferior al precio spot medio español (49,90 €/MWh). En 2014 la convergencia de precios entre España y Portugal fue prácticamente total. Así, sólo en 486 horas de las 8.760 horas totales (5,5% del total de las horas de 2014) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio negativo de 0,28 €/MWh). Asimismo la convergencia de precios se mantiene en los diez primeros meses de 2015, en 7.167 de las 7.296 horas de dicho periodo (98,2%) el precio spot en Portugal ha sido igual al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,07 €/MWh).

En el mes de octubre, la demanda se cifró en 19,7 TWh, un 1% superior al valor registrado en el mes anterior (19,5 TWh) e igual a la demanda del mismo mes del año anterior (19,7 TWh en octubre de 2014). En el mes de octubre 2015, la demanda fue un 4,7% inferior a la media móvil anual.

Gráfico 23. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh) (de octubre 2013 a octubre 2015)

Fuente: REE.



En el Cuadro 8 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de octubre de 2014, septiembre y octubre de 2015 y para el conjunto del año 2014.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de octubre de 2015 destacó, con respecto al mes anterior, la disminución de la producción nuclear (-15,8%, siendo pese a ello la segunda tecnología con mayor contribución al mix de generación) y el aumento de la producción eólica (29,6%). La primera fuente en términos de contribución fue el carbón, a pesar de experimentar un descenso respecto a septiembre 2015 del 6,1%.

A pesar del aumento de la demanda (1%) y de la mayor contribución del carbón al mix de generación respecto al mes anterior, el ascenso experimentado en la producción eólica contribuyó a que el precio del mercado spot en el mes de octubre disminuyese un 3,8% (descenso de 1,98 €/MWh respecto al registrado en el mes anterior).

**Cuadro 8. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte
(TWh)**

	oct-15	sep-15	oct-14	% Var. oct-15 vs. sep-15	% Var. oct-15 vs. oct-14	2014	2014 % Total demanda transporte
Hidráulica	1,58	1,50	1,55	5,4%	1,9%	36,0	14,8%
Nuclear	4,29	5,10	5,38	-15,8%	-20,2%	57,4	23,6%
Carbón	4,62	4,92	4,72	-6,1%	-2,0%	43,7	18,0%
Fuel + Gas	0,00	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0%
CCGT	2,14	2,04	2,20	4,8%	-2,7%	21,7	8,9%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	3,50	3,86	3,64	-9,3%	-3,9%	43,5	17,9%
Resto hidráulica	0,30	0,29	0,35	3,8%	-15,5%	6,9	2,8%
Eólica	3,91	3,01	3,38	29,6%	15,7%	51,0	21,0%
Total generación bruta	20,34	20,73	21,22	-1,8%	-4,2%	260,3	-
Consumos generación	-0,60	-0,65	-0,67	-8,0%	-11,3%	-6,6	-2,7%
Consumos en bombeo	-0,37	-0,26	-0,41	41,8%	-9,2%	-5,7	-2,3%
Saldos intercambios internacionales	0,44	-0,18	-0,31	-338,8%	-241,0%	-3,5	-1,4%
Enlace Península-Baleares	-0,10	-0,12	-0,10	-19,7%	1,0%	-1,3	-0,5%
Total demanda transporte	19,71	19,51	19,73	1,0%	-0,1%	243,2	243,2

Fuente: REE.

