CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (*NOVIEMBRE 2014*)

11 de diciembre de 2014

www.cnmc.es

Índice

1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España 3

2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo 6

2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y mercado de futuros de OMIP 6

2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato 13

2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato 16

3. Evolución de los principales determinantes de los precios a plazo de energía eléctrica en España 19

3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica en Francia y Alemania 19

3.2. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO_2 24

3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent 26

3.2.2. Evolución del gas natural 29

3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón 36

3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO_2 38

3.3. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-14 y Cal-15 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales) 39

4. Análisis de las primas de riesgo y del precio spot 40

4.1. Liquidación contrato trimestral y mensual (prima de riesgo ex post) 40

4.2. Análisis de los precios spot 42

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

Durante el mes de noviembre de 2014, y en términos generales, mientras que las cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano registraron una tendencia descendente, en un contexto también descendente del precio medio del mercado diario, las cotizaciones de los contratos con vencimiento más lejano mostraron una tendencia ascendente.

La cotización de los contratos mensuales con liquidación en el mes de diciembre de 2014 y enero de 2015 descendió respecto a la registrada a finales del mes de octubre, en torno a un 5% en ambos casos. Asimismo, los contratos trimestrales con vencimiento en el primer y segundo trimestres de 2015 contabilizaron un descenso del 3,9% y 1,5%, respectivamente, situándose, a cierre de mes (día 28), en 45,85 €/MWh para el Q1-15 y en 43 €/MWh, para el Q2-15.

Por el contrario, los precios de los contratos con liquidación en el tercer y cuarto trimestres de 2015 aumentaron, hasta situarse el 28 de noviembre en 51,76 €/MWh (+1,5%) y 48,91 €/MWh (+1,4%), respectivamente.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE NOVIEMBRE DE 2014				MES DE OCTUBRE DE 2014				
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	% Variación últ. cotización nov-14 vs. oct-14
dic-14	46,25	50,00	42,90	47,18	48,70	53,15	48,70	51,05	-5,0%
ene-15	47,40	50,98	45,25	48,75	50,00	52,40	47,90	50,62	-5,2%
feb-15	50,27	50,99	47,38	49,99	49,97	51,98	48,00	50,27	0,6%
Q1-15	45,85	47,75	44,30	46,34	47,70	49,00	47,38	48,40	-3,9%
Q2-15	43,00	43,80	42,70	43,37	43,65	44,25	43,40	43,81	-1,5%
Q3-15	51,76	52,37	51,13	51,83	50,98	52,02	50,97	51,52	1,5%
Q4-15	48,91	49,17	48,37	48,85	48,23	48,59	47,69	48,09	1,4%
Año 2015	47,40	48,03	46,95	47,62	47,65	48,30	47,65	47,96	-0,5%
Año 2016	47,75	48,28	47,48	47,91	47,65	48,48	47,65	48,07	0,2%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de octubre a 31/10/14. Cotizaciones de noviembre a 28/11/14.

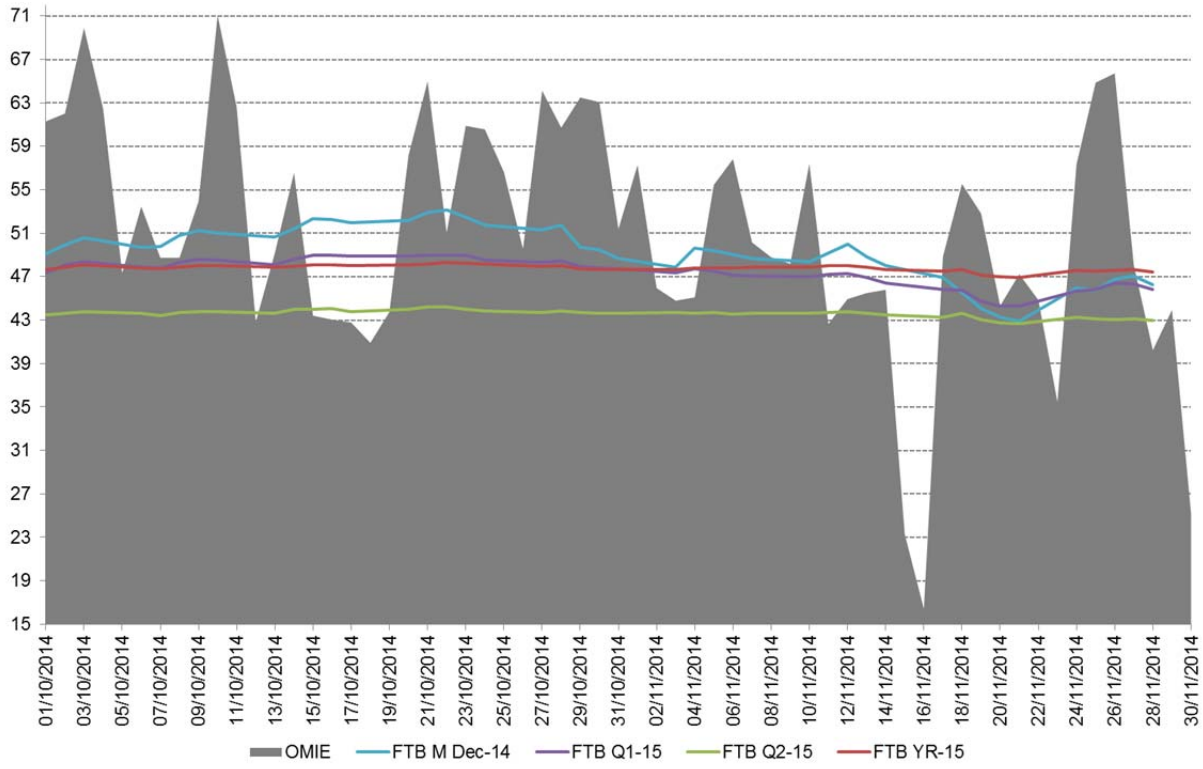
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de noviembre el precio medio del mercado diario (46,80 €/MWh) disminuyó un 15,1% respecto al registrado en el mes de octubre (55,11 €/MWh).

La última cotización disponible del contrato a plazo con vencimiento en noviembre (de 31 de octubre de 2014), anticipaba un precio medio del mercado diario de 49,65 €/MWh para dicho mes, un 6,1% superior al precio spot finalmente registrado (46,80 €/MWh).

Para el mes de diciembre, la última cotización disponible del contrato con vencimiento en dicho mes (28 de noviembre), anticipa un precio medio del mercado diario de 46,25 €/MWh.

Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en España. Periodo: 1 octubre de 2014- 30 de noviembre de 2014

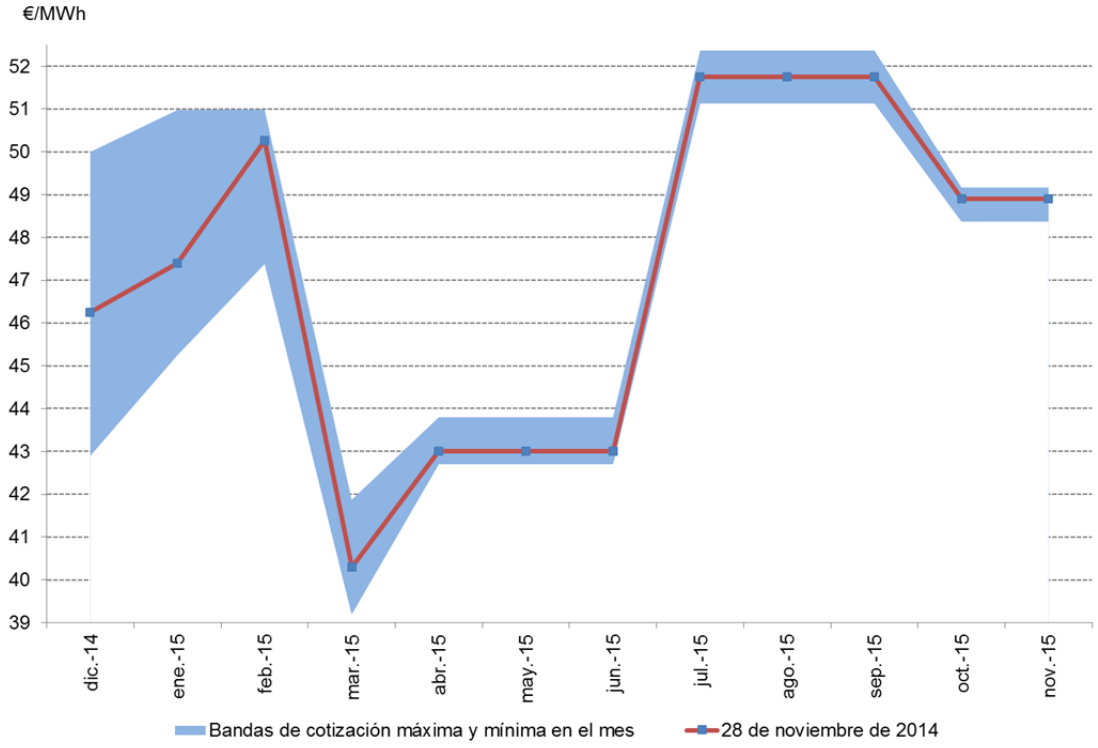


Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

El Gráfico 2 muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de noviembre. Tras la tendencia descendente que muestra la curva a plazo para el mes de marzo de 2015, entre los meses de abril y septiembre de 2015 se observa una situación de *contango* en la curva forward de electricidad (cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con mayor vencimiento). Así, la curva forward (a 28 de noviembre) refleja una cotización para los contratos con liquidación en el segundo trimestre de 2015 de alrededor de 43 €/MWh, mientras que la cotización de los contratos con liquidación en el tercer trimestre de 2015 aumenta hasta un nivel próximo a 52 €/MWh. Por el contrario, para los contratos con liquidación en los meses de octubre y noviembre de 2015, la curva forward refleja un descenso de precios hasta el entorno de 49 €/MWh.

En el mes de noviembre, la cotización del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2014 osciló en el rango 42,90 - 50 €/MWh. Para vencimientos en 2015, la cotización de los contratos mensuales con liquidación en el Q1-15 osciló en el rango 39,19 - 50,99 €/MWh, la de los contratos con liquidación en el Q2-15 varió en el rango 42,70 - 43,80 €/MWh y la cotización de los contratos con liquidación en el Q3-15 se situó en el rango 51,13 - 52,37 €/MWh. Por último, la cotización de los contratos con liquidación en el Q4-15 (octubre y noviembre) se situó en el rango 48,37 - 49,17 €/MWh.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de noviembre de 2014



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

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

A continuación se analiza la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercado organizado –OMIP– y no organizado –mercado OTC–). En las secciones 2.2 y 2.3 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación por tipo de contrato, en OTC y OMIP, respectivamente.

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

En esta sección se presentan[1] los volúmenes de negociación en el mercado de futuros de OMIP y en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de octubre y noviembre de 2014.

En el mes de noviembre de 2014 el volumen de negociación en el mercado OTC se situó en torno a 15,8 TWh, un 33,6% inferior al volumen registrado en el mes anterior (23,8 TWh, en octubre de 2014), y un 27,2% inferior al volumen OTC negociado durante el mismo mes del año anterior (21,7 TWh en noviembre de 2013). El volumen acumulado, negociado en el OTC, hasta el mes de noviembre de 2014 (262,2 TWh), fue un 8.3% inferior al negociado en el mismo periodo de 2013 (285,8 TWh) y supone un 79,8% del volumen total negociado en el año 2013 (328,5 TWh).

Como referencia de la liquidez del OTC, cabe mencionar que el volumen negociado en dicho mercado a plazo, durante los once primeros meses de 2014, representó el 118,2% de la demanda eléctrica peninsular (en b.c.) acumulada hasta el 30 de noviembre (221,9 TWh).

Por su parte, en el mercado de futuros de OMIP el volumen de negociación en continuo en el mes de noviembre de 2014 se situó en 5,6 TWh, un 37,1% superior al volumen negociado el mes anterior (4,1 TWh, en octubre de 2014) y

[1] Como es conocido, 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 por la CMVM al resto de miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL al día siguiente de realizarse las transacciones.

En relación a los datos OTC, la CNMC recibe diariamente un correo de las principales agencias de intermediación que operan en el mercado OTC de energía eléctrica, 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.

un 115,2% superior al mismo periodo del año anterior (2,6 TWh, en noviembre de 2013), siendo el volumen record de negociación mensual en continuo desde la puesta en marcha de OMIP. El volumen total negociado en OMIP hasta el mes de noviembre de 2014 (35,1 TWh) supone el 86% del volumen total negociado en el año 2013 (40,9 TWh) y es un 1,6% inferior al acumulado negociado en los once primeros meses de 2013 (35,7 TWh).

Finalmente, en el mes de noviembre, 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) y BME Clearing se situó, respectivamente, en 2 TWh (-69,3% respecto al mes anterior) y 1,9 TWh (-28,6% respecto al mes anterior).

Cuadro 2. Estadística descriptiva del volumen negociado en OTC* y OMIP. Mensual y acumulado en el año

Volumen negociado (GWh)	Mes actual noviembre 2014	Mes anterior octubre 2014	% Variación	Acumulado año 2014 (hasta nov.)	Acumulado año 2013 (hasta nov.)	% Variación 2014 / 2013	Total 2013	% Acum. 2014 / Total 2013
OMIP	5.632,6	4.107,4	37,1%	35.138,2	35.722,1	-1,6%	40.881,6	86,0%
OTC registrado en OMIClear	2.038,5	6.650,9	-69,3%	47.709,0	33.921,4	40,6%	38.359,1	124,4%
OTC compensado en BME Clearing	1.901,1	2.660,8	-28,6%	30.216,2	30.568,5	-1,2%	33.476,6	90,3%
OTC	15.783,6	23.763,4	-33,6%	262.190,0	285.833,6	-8,3%	328.498,7	79,8%

* El concepto "OTC" (última fila del cuadro) también incluye el volumen negociado en el OTC que se ha registrado en las Cámaras de Compensación de OMIClear y BME Clearing
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y BME Clearing

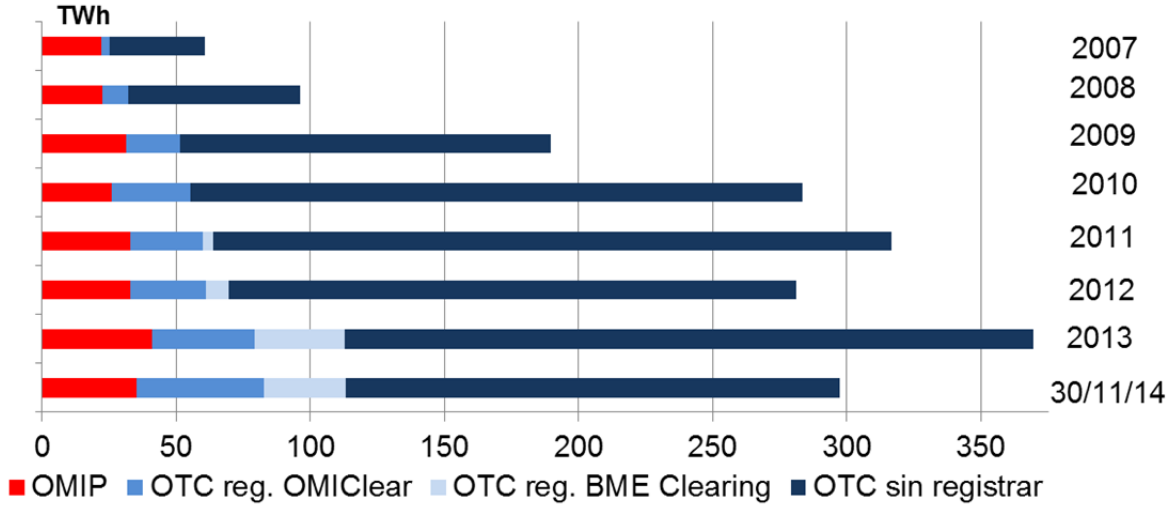
En el Gráfico 3 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2007 hasta el 30 de noviembre de 2014, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing y en OMIClear, y OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado de OMIP. En el Gráfico 4 se muestra esa misma información en términos porcentuales.

Durante los once primeros meses de 2014 el volumen negociado en OMIP representó el 13,4% del volumen total negociado en el mercado OTC. En el mismo periodo del año 2013 dicho porcentaje fue inferior (12,5%), situándose para el conjunto de 2013 en un 12,4%.

Por otro lado, entre enero y noviembre de 2014 el volumen negociado en el mercado organizado de OMIP representó el 11,8% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OTC+OMIP), siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo periodo del año 2013 (11,1%).

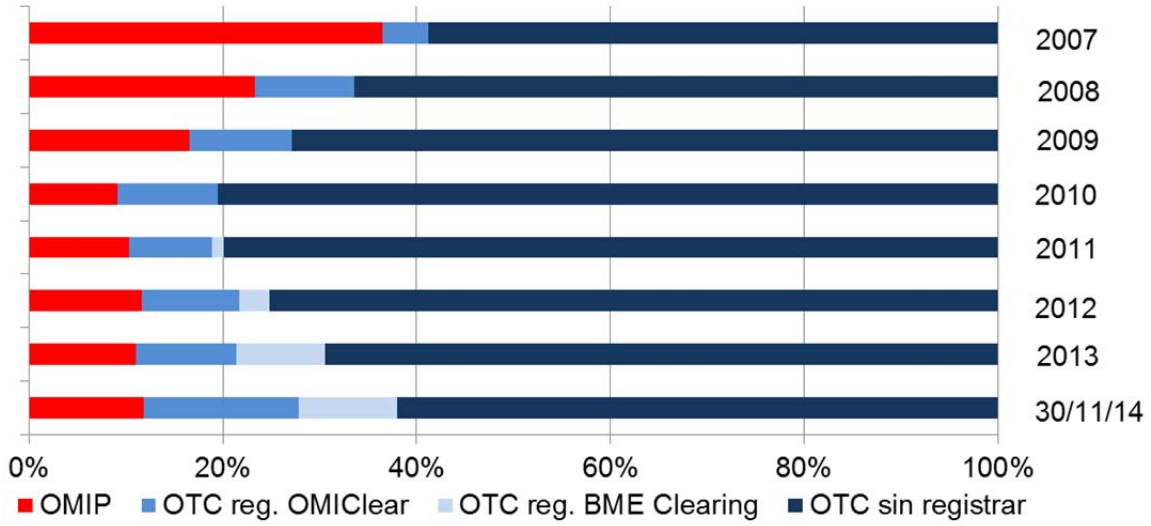
Adicionalmente, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en CCPs (OMIClear y BME Clearing) sobre el volumen total negociado en el mercado OTC ha ido aumentando, de forma que ha pasado de representar un 7,4% en 2007 hasta alcanzar un 29,7% en los once primeros meses de 2014 (en el mismo periodo de 2013 supuso el 22,6% del total del volumen negociado OTC).

Gráfico 3. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a noviembre 2014) (TWh)



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

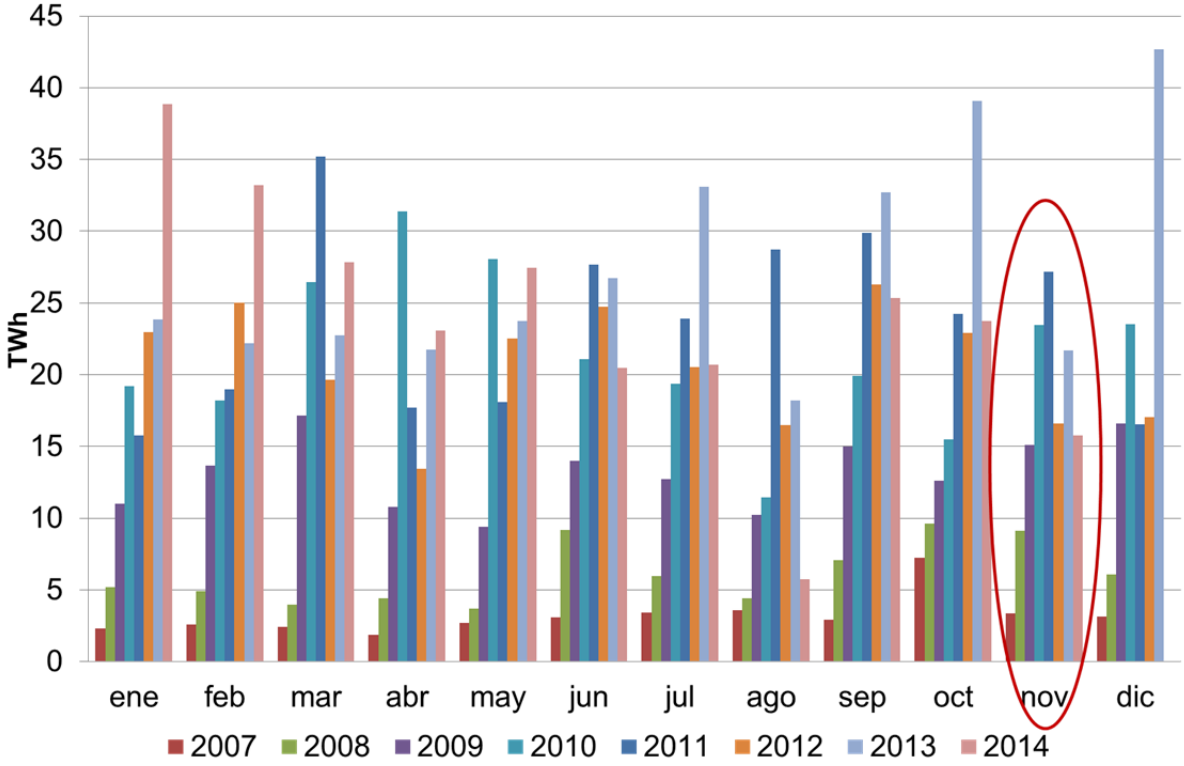
Gráfico 4. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a noviembre 2014) (en %)



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

El Gráfico 5 muestra la evolución del volumen mensual negociado en el mercado OTC. En el mes de noviembre de 2014, el volumen negociado en dicho mercado (15,8 TWh) se redujo un 27,2% respecto al volumen negociado el mismo mes del año anterior (21,7 TWh, en noviembre de 2013).

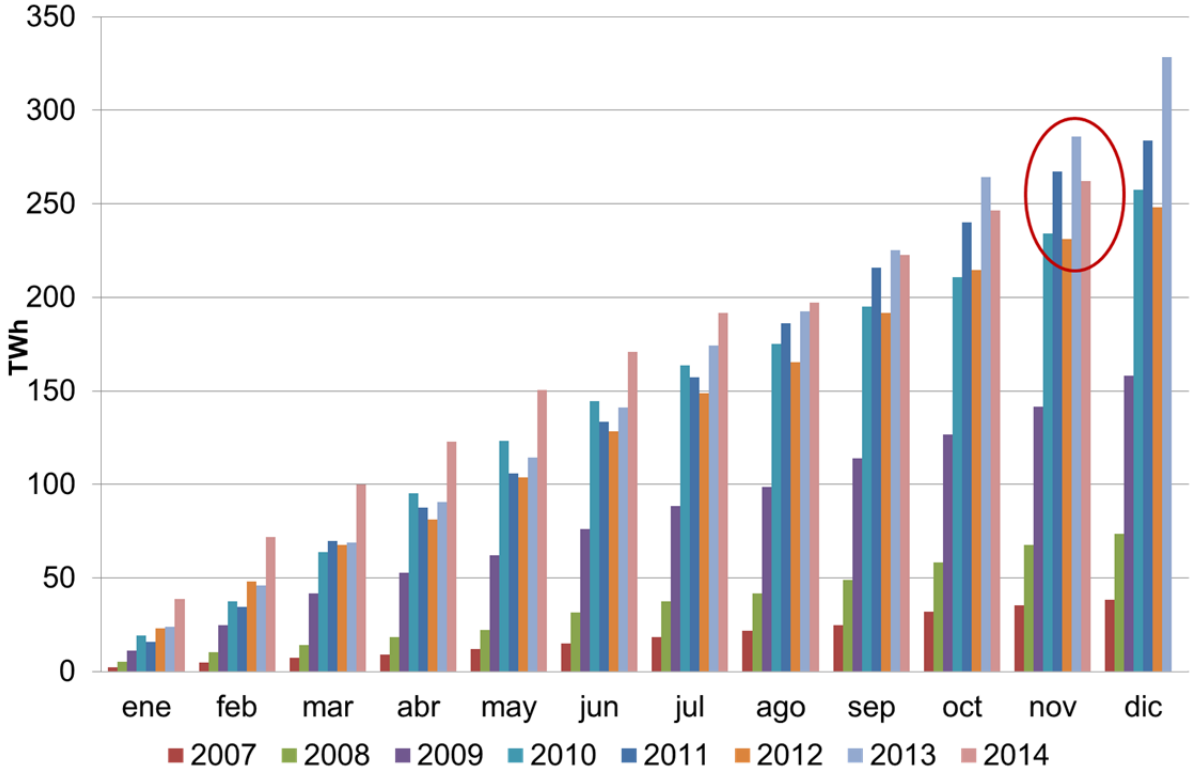
Gráfico 5. Volumen mensual negociado en el mercado OTC (2007 a noviembre 2014)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación

En el Gráfico 6 se presenta la misma información que en el gráfico anterior, pero acumulando el volumen anual negociado en el mercado OTC en cada uno de los meses. Se observa una disminución de un 8,3% en el volumen acumulado negociado en los once primeros meses de 2014 (262,2 TWh) respecto al mismo periodo de 2013 (285,8 TWh).

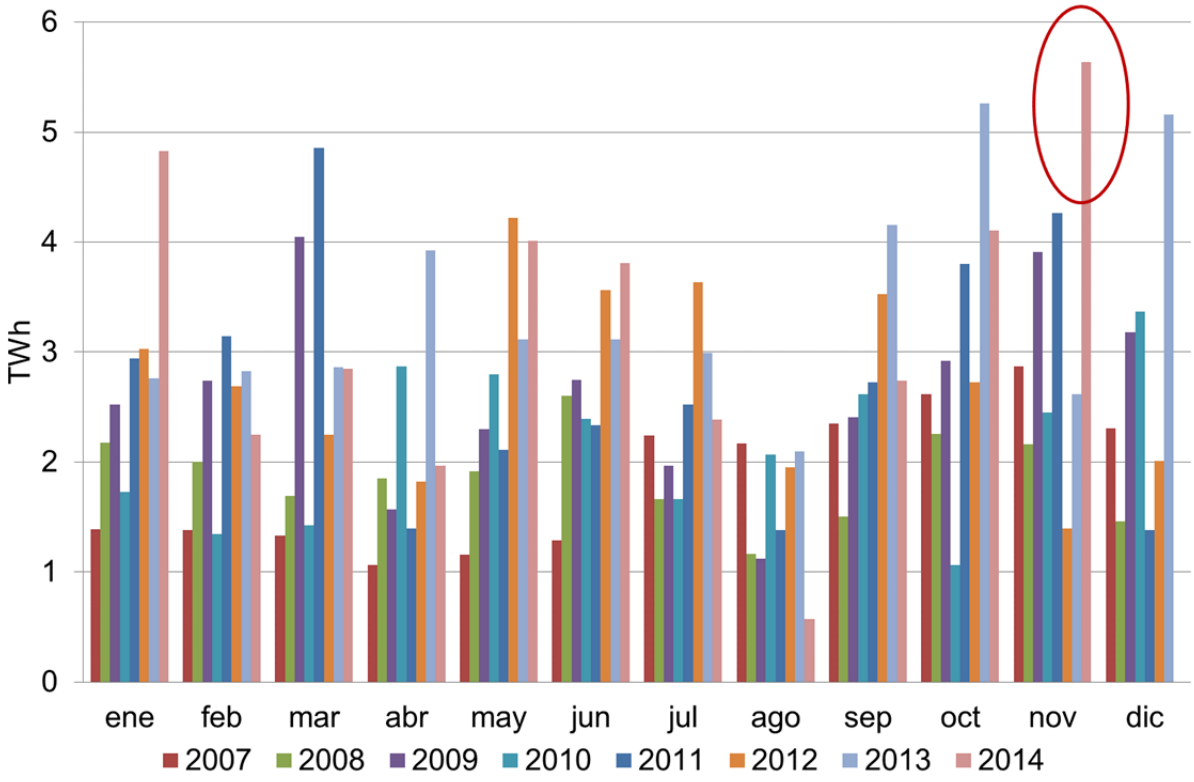
Gráfico 6. Volumen anual acumulado negociado en el mercado OTC (2007 a noviembre 2014)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación

El Gráfico 7 muestra la evolución del volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP. En el mes de noviembre de 2014, el volumen negociado en OMIP (5,6 TWh) fue un 115,2% superior al negociado en el mismo mes del año anterior (2,6 TWh en noviembre de 2013) y constituye un record de negociación mensual en continuo desde la puesta en marcha de OMIP.

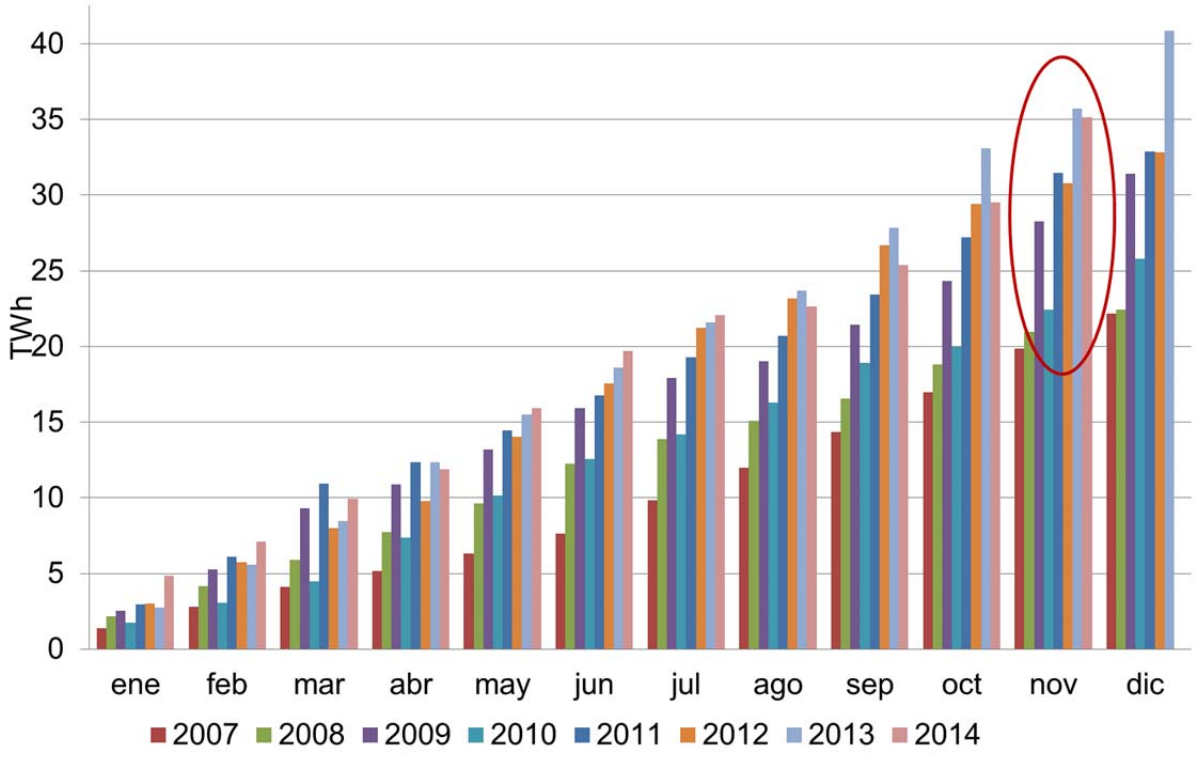
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a noviembre 2014)



Fuente: OMIP-OMIClear

En el Gráfico 8 se presenta la misma información que en el gráfico anterior, pero acumulando el volumen anual negociado en el mercado de futuros de OMIP en cada uno de los meses. Se observa una disminución de un 1,6% en el volumen acumulado negociado en los once primeros meses de 2014 en OMIP (35,1 TWh) respecto al mismo periodo de 2013 (35,7 TWh).

Gráfico 8. Volumen anual acumulado negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a noviembre 2014)



Fuente: OMIP-OMIClear

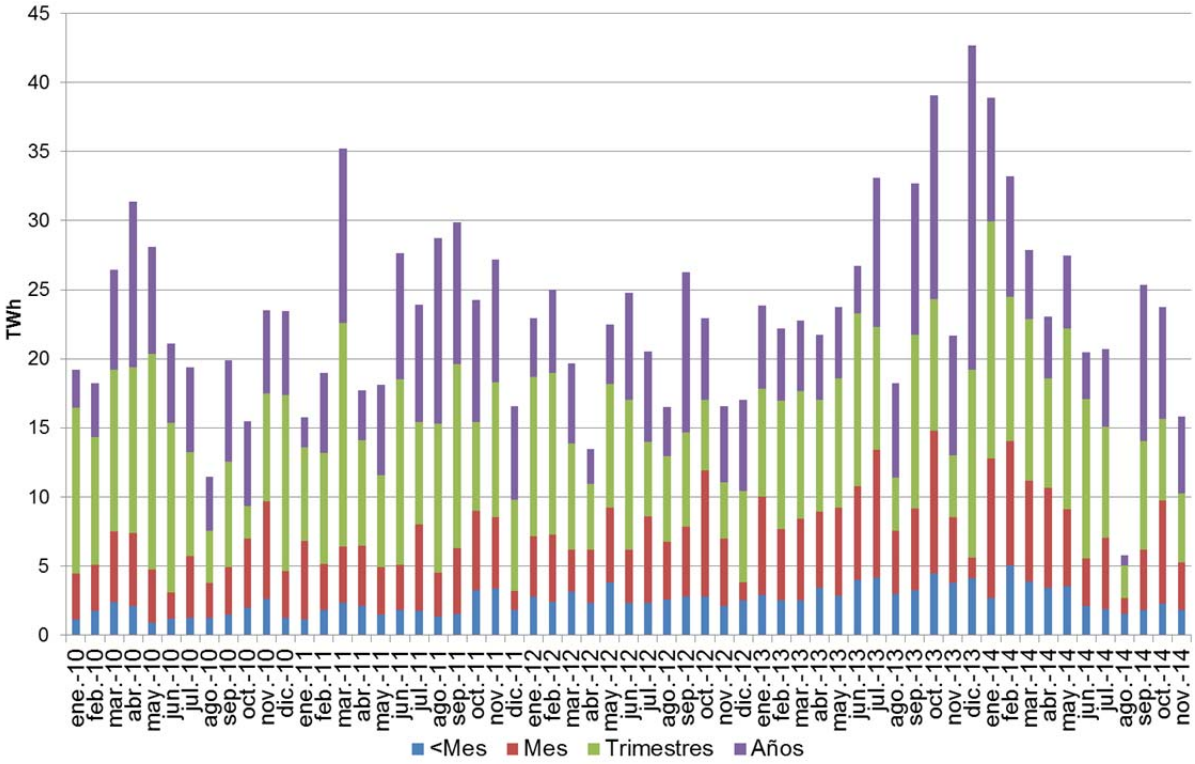
2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato

En este apartado se analiza la negociación en el mercado OTC por tipo de contrato (en función del vencimiento).

El Gráfico 9 muestra el volumen de energía mensual negociado en el mercado OTC, para cada tipo de contrato, en el periodo comprendido entre enero de 2010 y noviembre de 2014. El Gráfico 10 recoge la misma información en términos porcentuales.

Durante el mes de noviembre de 2014 el contrato más negociados en el mercado OTC, en términos de energía, fue el contrato con periodo de liquidación anual con el 35,1% (5,5 TWh) del total negociado (15,8 TWh). En el mes de octubre de 2014 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado en el OTC, fue similar (34,1%; 8,1 TWh).

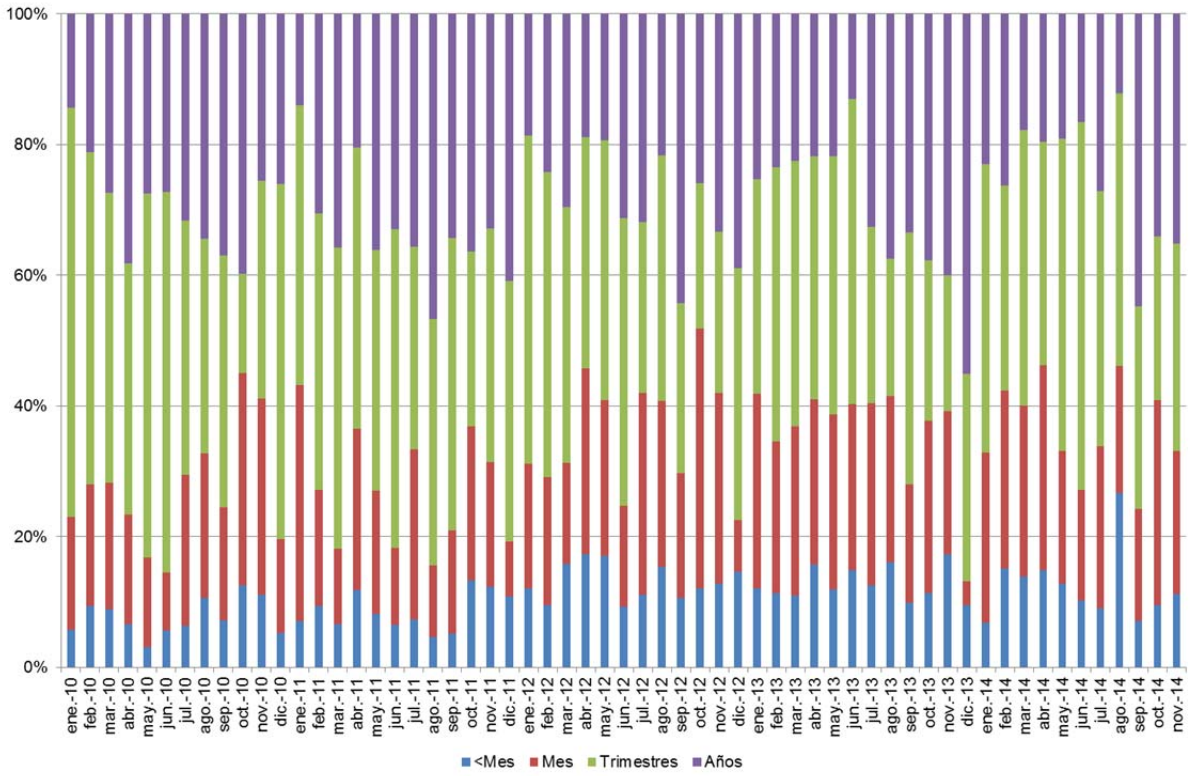
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación OTC por tipo de contrato (TWh)



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, 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

Gráfico 10. Volumen mensual de negociación OTC por tipo de contrato (en %)



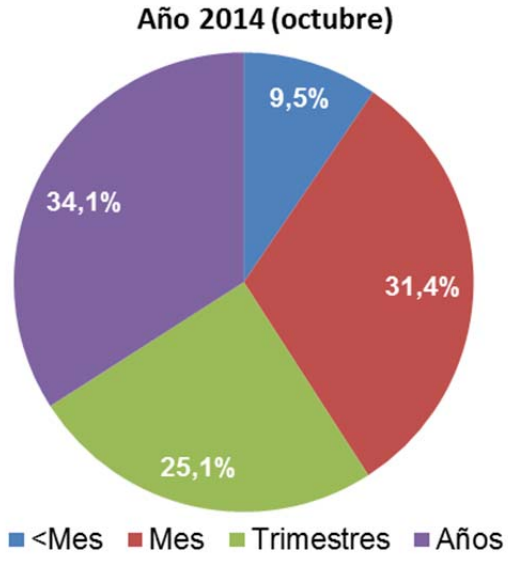
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

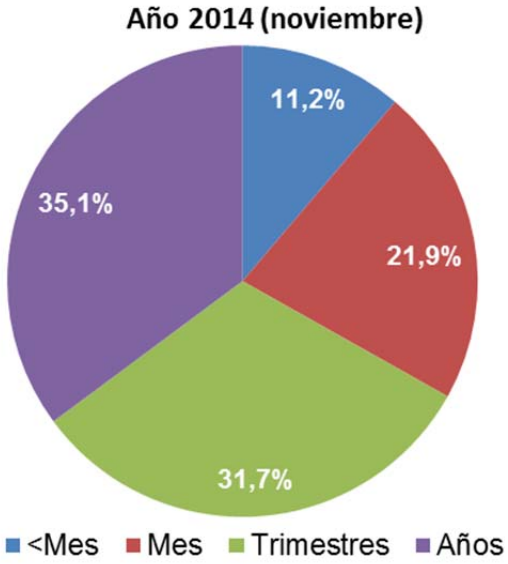
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación

Durante los once primeros meses de 2014, el 24,4% de la energía negociada en el mercado OTC correspondió al contrato con vencimiento en el año siguiente Cal+1 (1,1%, en dicho periodo para el contrato con vencimiento a dos años vista Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes ascendieron a 22,7% y 5,9% (Cal+1 y Cal+2), respectivamente.

El Gráfico 11 muestra el peso relativo del volumen negociado por tipo de contrato, en términos de energía, en los meses de octubre y noviembre de 2014. En el mes de noviembre destaca el incremento registrado en el volumen de negociación de los contratos trimestrales, que aumentan de un 25,1% en octubre a un 31,7% en noviembre). Por el contrario, el volumen de negociación de los contratos mensuales disminuyó, al pasar de 31,4% en octubre a un 21,9% en noviembre.

Gráfico 11. Volumen de negociación OTC por tipo de contrato (octubre y noviembre de 2014)





Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayor 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

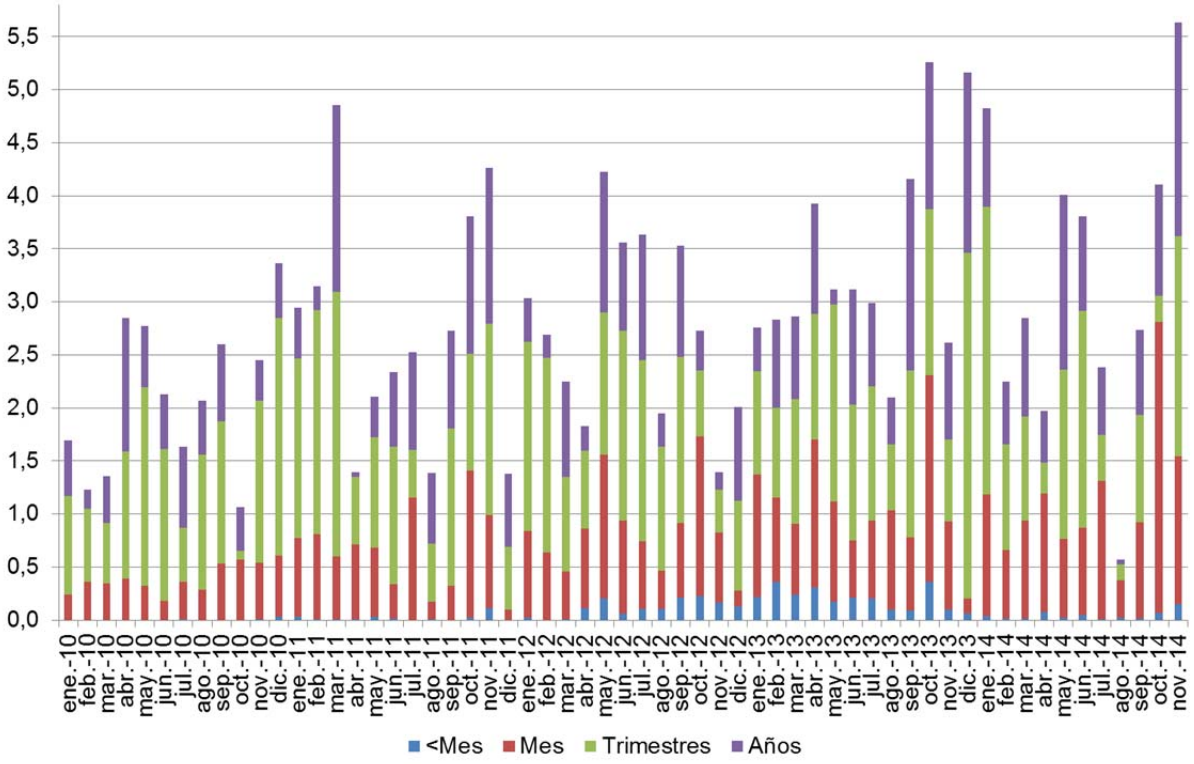
2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato

A continuación se analiza el volumen de negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato (en función de su vencimiento).

El Gráfico 12 muestra el volumen de energía mensual negociado en OMIP, por tipo de contrato, en el periodo comprendido entre enero de 2010 y noviembre de 2014. El Gráfico 13 muestra la misma información en términos porcentuales.

En el mes de noviembre de 2014, los contratos con mayor volumen de negociación, en términos de energía, en el mercado de futuros de OMIP fueron los trimestrales y anuales con un 36,8% y un 35,8%, respectivamente (2,1 TWh y 2 TW, respectivamente). Por su parte, la negociación de los contratos con liquidación mensual representó el 24,7% del volumen total negociado (1,4 TWh).

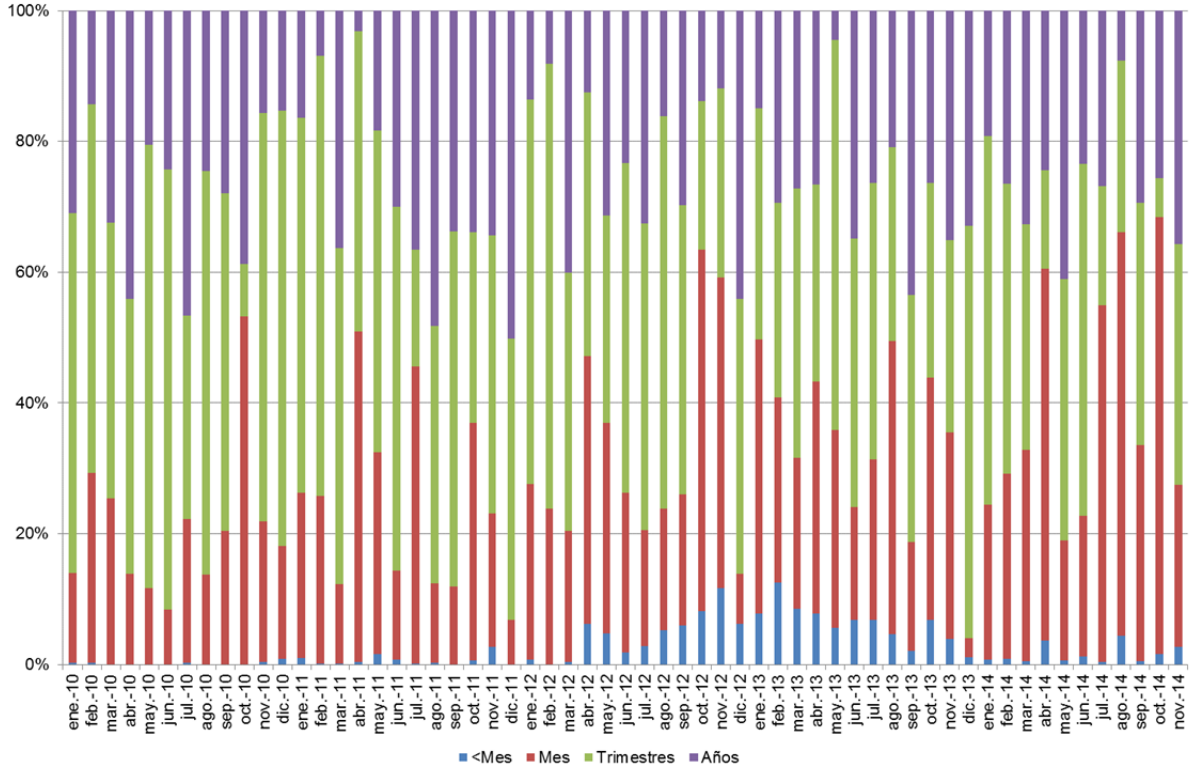
Gráfico 12. Volumen mensual de negociación en OMIP por tipo de contrato (TWh)



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

Fuente: OMIP-OMIClear

Gráfico 13. Volumen mensual de negociación en OMIP por tipo de contrato (en %)



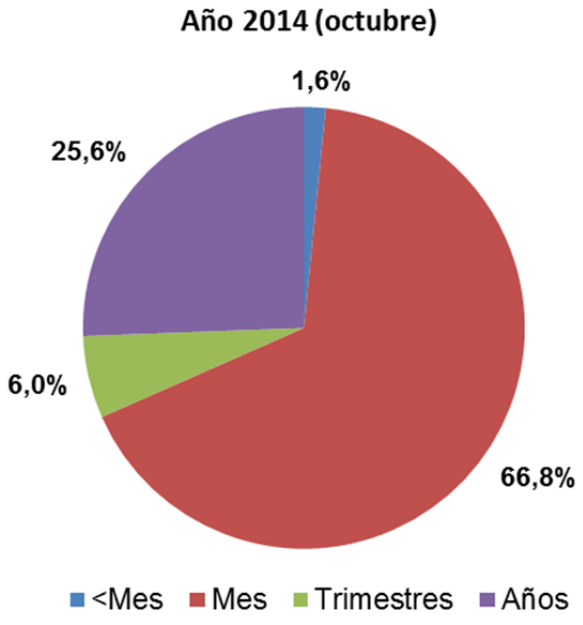
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

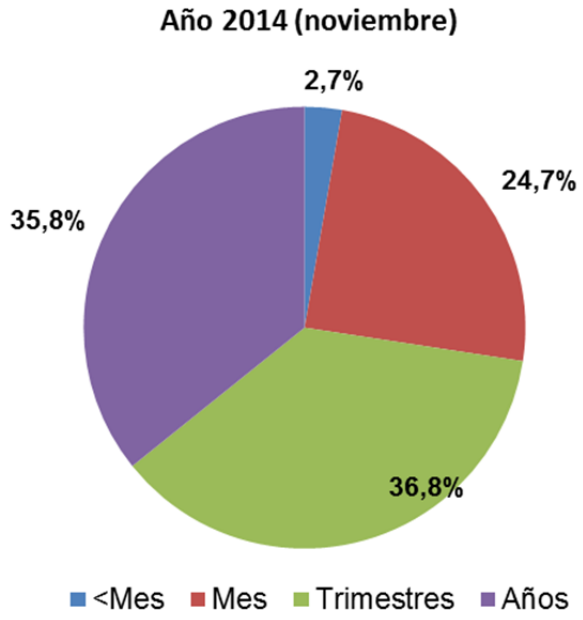
Fuente: OMIP-OMIClear

En los once primeros meses de 2014, el 27,6% de la energía negociada en OMIP correspondió a los contratos con vencimiento en el año siguiente (Cal+1) y el 0,9% a los contratos con vencimiento a dos años vista (Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes se situaron en 18% para el Cal+1 y 8,9% para el Cal+2.

El Gráfico 14 muestra el peso relativo del volumen negociado por tipo de contrato, en términos de energía, en los meses de octubre y noviembre de 2014. En el mes de noviembre destaca el ascenso registrado en la negociación de los contratos con liquidación trimestral, que pasan de representar el 6% en el mes de octubre al 36,8% en el mes de noviembre. Por el contrario, los contratos con liquidación mensual pasaron de representar el 66,8% del total negociado en octubre de 2014 al 24,7% en el mes de noviembre de 2014.

Gráfico 14. Volumen de negociación en OMIP por tipo de contrato (octubre y noviembre de 2014)





Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

Fuente: OMIP-OMIClear

3. Evolución de los principales determinantes de los precios 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: precios en el mercado diario en España, precios a plazo de la energía eléctrica en los países de nuestro entorno (Francia y Alemania) y precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO_2.

3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica en Francia y Alemania

El Cuadro 3 muestra las cotizaciones a plazo en España, Francia y Alemania. Se observa que las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron, en el mes de noviembre, en niveles superiores a las registradas en el mercado alemán. Asimismo, fueron superiores a las cotizaciones en el mercado francés para los contratos con vencimiento más lejano (segundo y tercer trimestres de 2015, y anual 2015).

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron una tendencia ascendente respecto a las registradas en el mes anterior. La cotización que más aumentó fue la del contrato mensual con liquidación en el mes de diciembre de 2014 (6,5%), seguida de la cotización del contrato con vencimiento en enero de 2015 (4,4%).

En el mercado francés, las cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano (mensuales de diciembre de 2014 y enero de 2015, y primer trimestre de 2015) mostraron una tendencia descendente, mientras que las cotizaciones de los contratos con vencimiento más lejano (segundo y tercer trimestres de 2015) mostraron una tendencia ascendente. Así, mientras que la cotización del contrato con liquidación en el mes de diciembre de 2014 descendió un 4,1%, la cotización del contrato con liquidación en el segundo trimestre de 2015 aumentó un 1,6%.

Por su parte, en el mercado español, mientras que las cotizaciones de los contratos con liquidación en el más corto plazo (contrato mensual con liquidación en el mes de diciembre de 2014 y enero de 2015 y de los contratos con liquidación en los dos primeros trimestres de 2015) registraron una tendencia descendente, la cotización del contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2015) registró una tendencia ascendente.

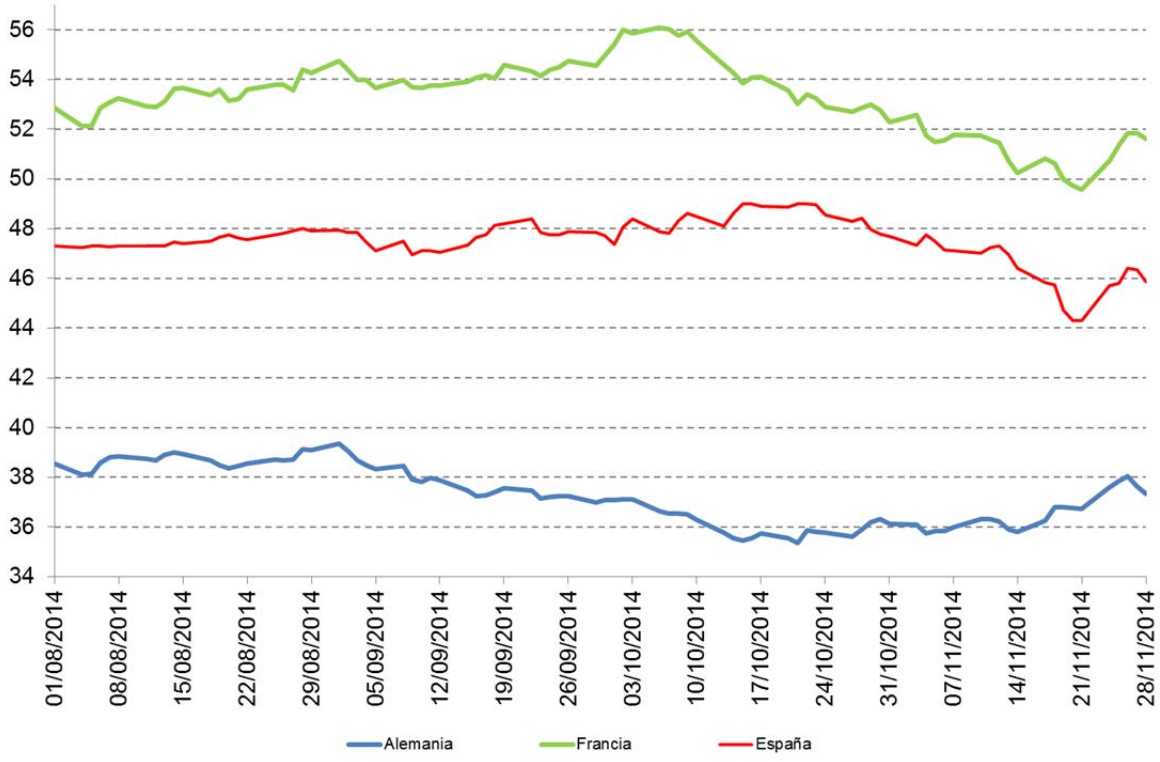
A finales de noviembre, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2015 se situó en el mercado español (47,40 €/MWh; -0,5%) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (35,48 €/MWh; +3,2%) y en Francia (42,76 €/MWh; +0,2%).

Cuadro 3. 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)		
	noviembre-14	octubre-14	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-14	octubre-14	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-14	octubre-14	% Variación nov. vs. oct.
dic.-14	46,25	48,70	-5,0%	36,31	34,10	6,5%	47,61	49,65	-4,1%
ene.-15	47,40	50,00	-5,2%	38,00	36,41	4,4%	51,62	53,88	-4,2%
Q1-15	45,85	47,70	-3,9%	37,33	36,13	3,3%	51,60	52,30	-1,3%
Q2-15	43,00	43,65	-1,5%	32,68	31,92	2,4%	34,64	34,10	1,6%
Q3-15	51,76	50,98	1,5%	34,40	33,22	3,6%	34,52	34,05	1,4%
Año 2015	47,40	47,65	-0,5%	35,48	34,38	3,2%	42,76	42,66	0,2%

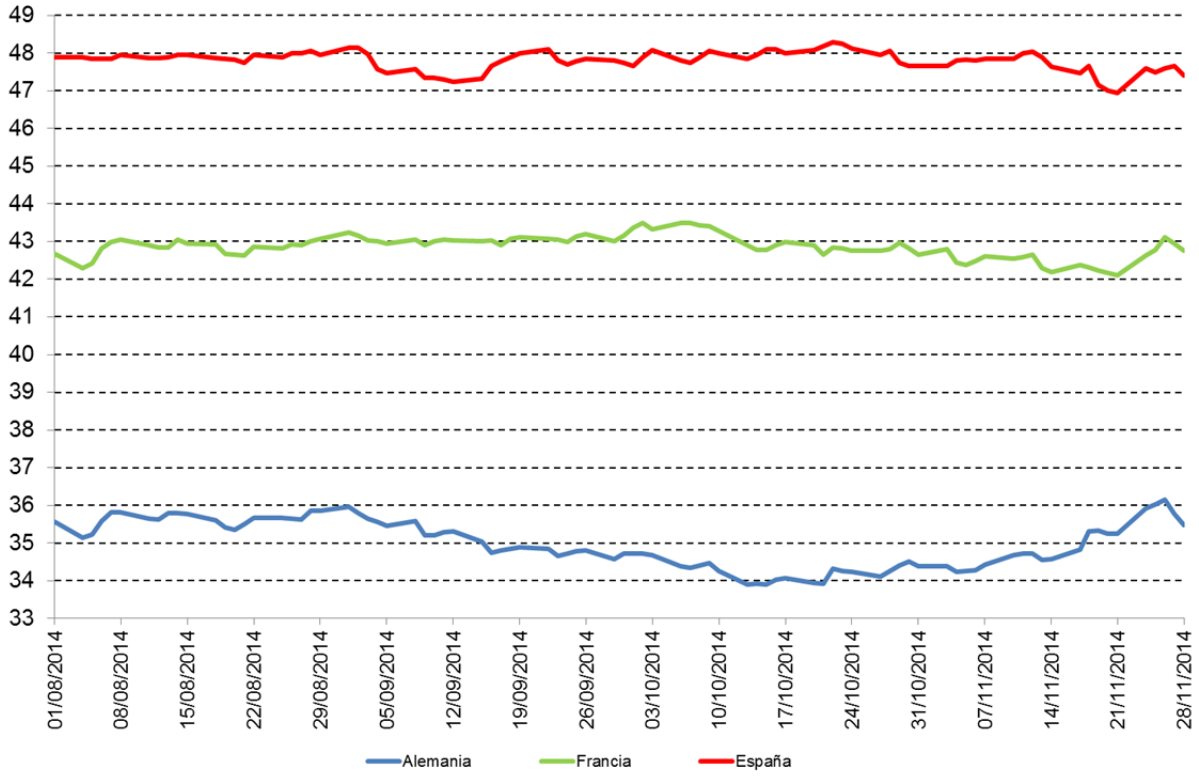
Nota: Cotizaciones de octubre a 31/10/14. Cotizaciones de noviembre a 28/11/2014.
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 15. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-15 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de agosto de 2014 – 30 de noviembre de 2014



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 16. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-15 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de agosto de 2014 – 30 de noviembre de 2014



Fuente: EEX y OMIP

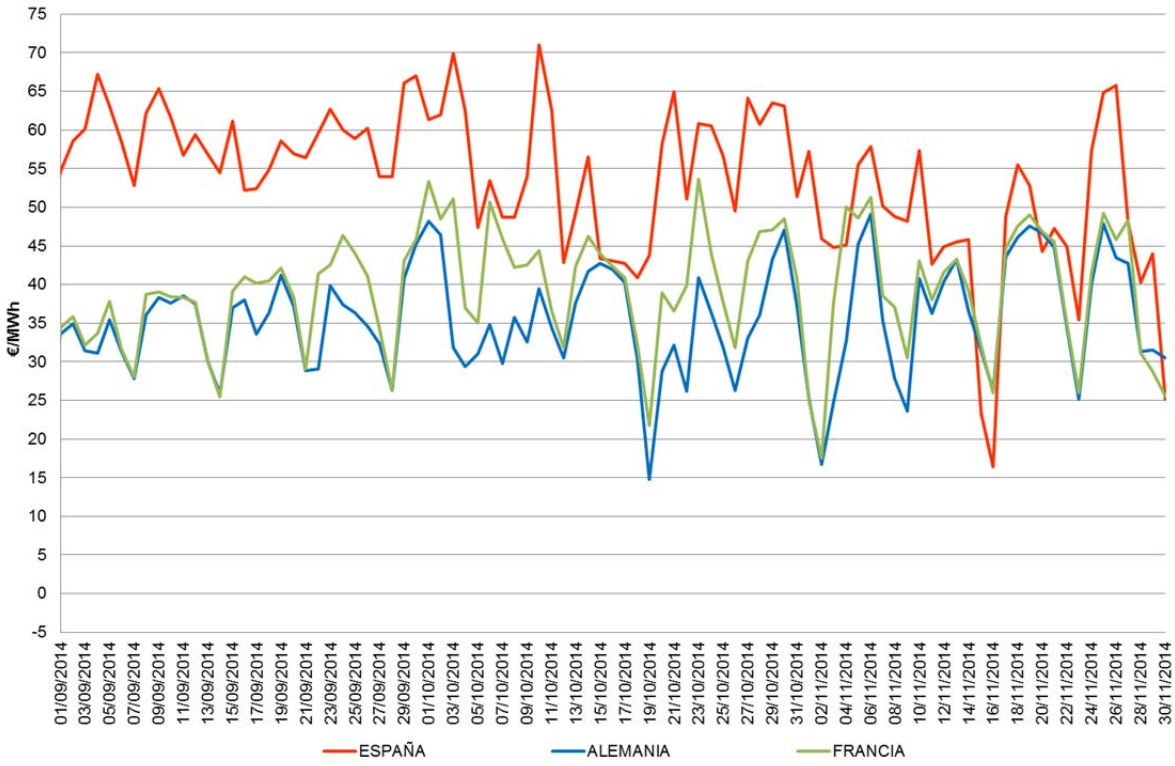
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 4 y Gráfico 17), en el mes de noviembre el precio medio del mercado diario en España, 46,80 €/MWh, descendió un 15,1% respecto al registrado en el mes anterior (55,11 €/MWh), situándose por encima de los precios medios del mercado alemán (36,37 €/MWh) y del mercado francés (38,82 €/MWh).

Cuadro 4. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

Precios medios	noviembre-14 (€/MWh)	octubre-14 (€/MWh)	% Variación
España	46,80	55,11	-15,1%
Alemania	36,37	35,24	3,2%
Francia	38,82	41,85	-7,2%

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

Gráfico 17. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 septiembre de 2014 – 30 de noviembre de 2014

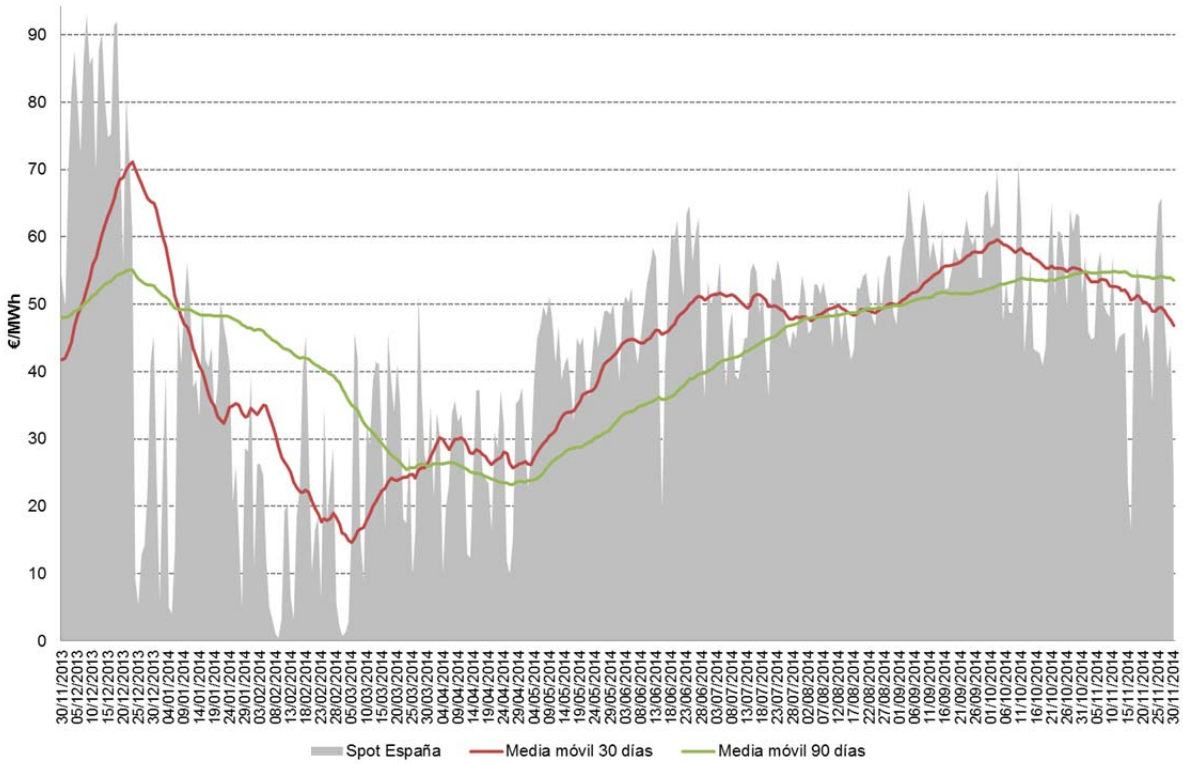


Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

El Gráfico 18 muestra la evolución del precio medio diario en España, así como sus medias móviles en los últimos 30 y 90 días, durante los últimos doce meses.

La media móvil de los últimos 30 días se situó, a 30 de noviembre, en 46,80 €/MWh frente a 54,92 €/MWh a 31 de octubre. La media móvil de los últimos 90 días se situó, a 30 de noviembre, en 53,61 €/MWh, mientras que a 31 de octubre dicha media fue 54,73 €/MWh.

Gráfico 18. Evolución del precio del mercado diario en España, medias móviles últimos 30 y 90 días. Periodo: 30 de noviembre 2013 – 30 de noviembre 2014 (último año móvil)



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

3.2. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO_2

En esta sección se analiza la evolución general de las cotizaciones a plazo (y de contado) de los combustibles y de los derechos de emisión de CO_2.

Comentario general

A lo largo del mes de noviembre las cotizaciones de los contratos a plazo del Brent mantuvieron la tendencia descendente que vienen registrando en los últimos meses. Por el contrario, las cotizaciones de los contratos a plazo del gas natural, del carbón y de los derechos de emisión de CO_2 mostraron una tendencia ascendente, lo que, en el caso del gas natural y del carbón, supone un cambio de tendencia respecto al mes anterior.

Las cotizaciones del Brent para los contratos de futuros con vencimiento a 1 y 3 meses contabilizaron, en el mes de noviembre, un descenso del 18,3% y 18,1%, respectivamente, situándose, el 28 de noviembre, en 70,15 $/Bbl y 71,14 $/Bbl, respectivamente. La mayor variación al alza de las cotizaciones entre dos sesiones se produjo el 14 de noviembre (incremento del 1,9%, para el contrato con vencimiento a 1 mes, y del 3,2% para el contrato con vencimiento a 3 meses). Por su parte, la mayor variación a la baja de las cotizaciones entre dos sesiones se registró el 27 de noviembre (descenso del 6,6% para ambos contratos).

La cotización de los contratos a plazo de gas natural en el Reino Unido (NBP) mostró, por el contrario, durante el mes de noviembre, un comportamiento ascendente respecto al mes anterior. El mayor incremento se registró en la cotización del contrato mensual con vencimiento en diciembre de 2014 (7,3% respecto al mes anterior), situándose en 25,24 €/MWh el 27 de noviembre. Por su parte, respecto al mes de octubre, la cotización de los contratos trimestrales con entrega en el primer y segundo trimestre de 2015 aumentó un 3,8% y un 2,8%, respectivamente.

Análogamente, los precios de los contratos de futuros de carbón EEX ARA registraron una tendencia ascendente. El precio del contrato mensual con vencimiento en diciembre de 2014 aumentó un 3,3%, situándose en 74,15 $/t el 28 de noviembre. La cotización del contrato trimestral con entrega en el primer trimestre de 2015 registró un incremento del 1,8% respecto al mes anterior, cotizando el 28 de noviembre en 72,38 $/t.

Los contratos de futuros sobre derechos de emisión EUA Dic-14 y EUA Dic-15 mostraron, en el mes de noviembre, una tendencia ascendente, con un incremento del 10,9% en el caso del contrato EUA Dic-14 (7,04 €/tCO_2 el 28 de noviembre) y del 10,7% en el EUA Dic-15 (7,15 €/tCO_2 el 28 de noviembre).

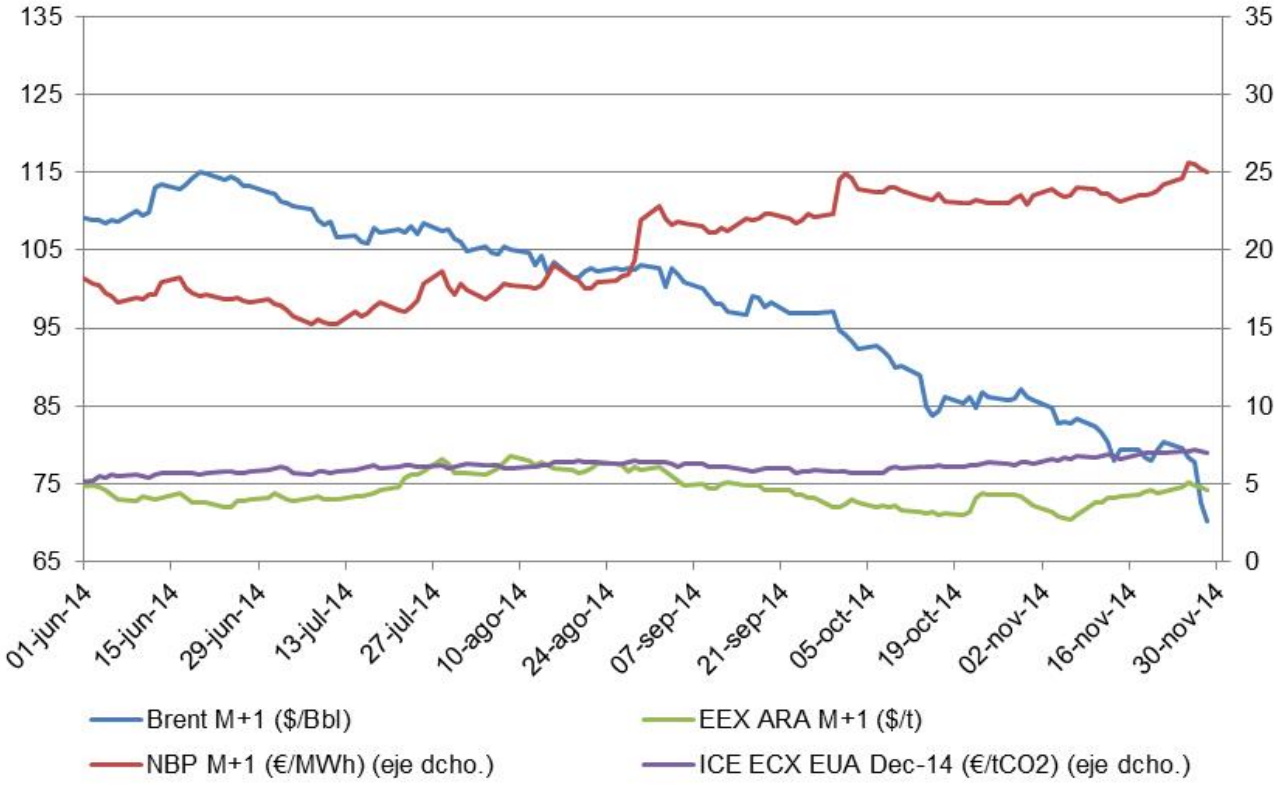
Cuadro 5. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO_2

	Cotizaciones en noviembre de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en octubre de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent $/Bbl	**28-nov-14**	**Mín.**	**Máx.**	**31-oct-14**	**Mín.**	**Máx.**	**nov. vs oct.**
Brent **Spot**	71,67	70,69	84,84	84,29	83,42	94,61	-15,0%
Brent entrega a **un mes**	70,15	70,15	84,78	85,86	83,78	94,16	-18,3%
Brent entrega a **tres meses**	71,14	71,14	85,86	86,87	84,60	95,32	-18,1%
Gas natural Europa €/MWh	**28-nov-14**	**Mín.**	**Máx.**	**31-oct-14**	**Mín.**	**Máx.**	**nov. vs oct.**
Gas NBP **Spot**	24,85	22,36	25,70	20,82	20,77	22,83	19,3%
Gas NBP entrega **Dic-14**	25,24	23,09	25,58	23,53	23,53	25,99	7,3%
Gas NBP entrega **Q1-15**	25,06	23,65	25,96	24,15	24,15	26,23	3,8%
Gas NBP entrega **Q2-15**	23,02	22,06	23,89	22,39	22,39	24,10	2,8%
Carbón EEX ARA API2 $/t	**28-nov-14**	**Mín.**	**Máx.**	**31-oct-14**	**Mín.**	**Máx.**	**nov. vs oct.**
Carbón entrega **Dic-14**	74,15	70,36	75,25	71,75	70,73	73,15	3,3%
Carbón entrega **Q1-15**	72,38	69,44	73,58	71,08	70,20	73,00	1,8%
Carbón entrega **2015**	71,98	69,61	73,18	71,57	71,30	74,53	0,6%
CO_2 ICE EUA €/t_{CO2}	**28-nov-14**	**Mín.**	**Máx.**	**31-oct-14**	**Mín.**	**Máx.**	**nov. vs oct.**
Dchos. emisión EUA **Dic-2014**	7,04	6,49	7,19	6,35	5,68	6,42	10,9%
Dchos. emisión EUA **Dic-2015**	7,15	6,60	7,30	6,46	5,77	6,53	10,7%

- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios crudo Brent en ICE y en Platts.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en Intercontinental Exchange (ICE) y en Platts, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh. La última cotización del contrato con entrega en Dic-14 se corresponde a la del día 27/11/14.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX).
- Precios de los derechos de emisión de CO_2 en ICE (EUA).

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

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 CO_2. Periodo: 1 junio 2014 – 30 noviembre 2014



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, Platts e ICE

3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent

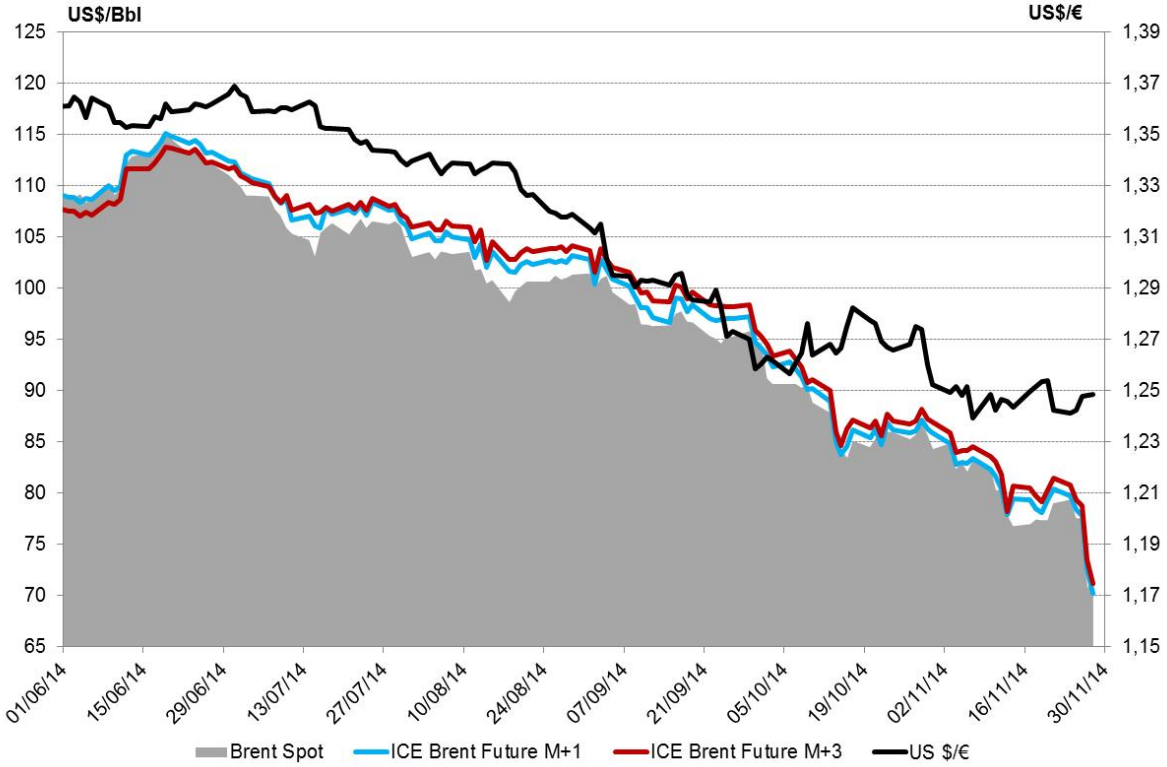
En el mes de noviembre la cotización (spot) del Brent, con un comportamiento descendente, fluctuó en el rango 70,69 – 84,84 $/Bbl, habiéndose registrado la cotización mínima el 28 de noviembre y la máxima el 3 de noviembre.

Por su parte, los precios del barril de crudo Brent de referencia en Europa, a 1 y 3 meses, oscilaron en el rango 70,15 – 85,86 $/Bbl. Los precios mínimo y máximo se registraron, asimismo, el 28 y el 3 de noviembre, respectivamente.

La evolución del tipo de cambio $/€ mostró cierta estabilidad a lo largo del mes de noviembre, situándose en un nivel de 1,25 $/€.

En €/Bbl, los precios de los contratos del crudo Brent a 1 y 3 meses oscilaron, en el mes de noviembre, en el rango 56,20 – 68,73 €/Bbl, contabilizándose el mínimo mensual el 28 de noviembre y el máximo el 3 de noviembre.

Gráfico 20. Evolución cotización del Brent ($/Bbl) y del tipo de cambio ($/€). Periodo: 1 junio 2014 – 30 noviembre 2014



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

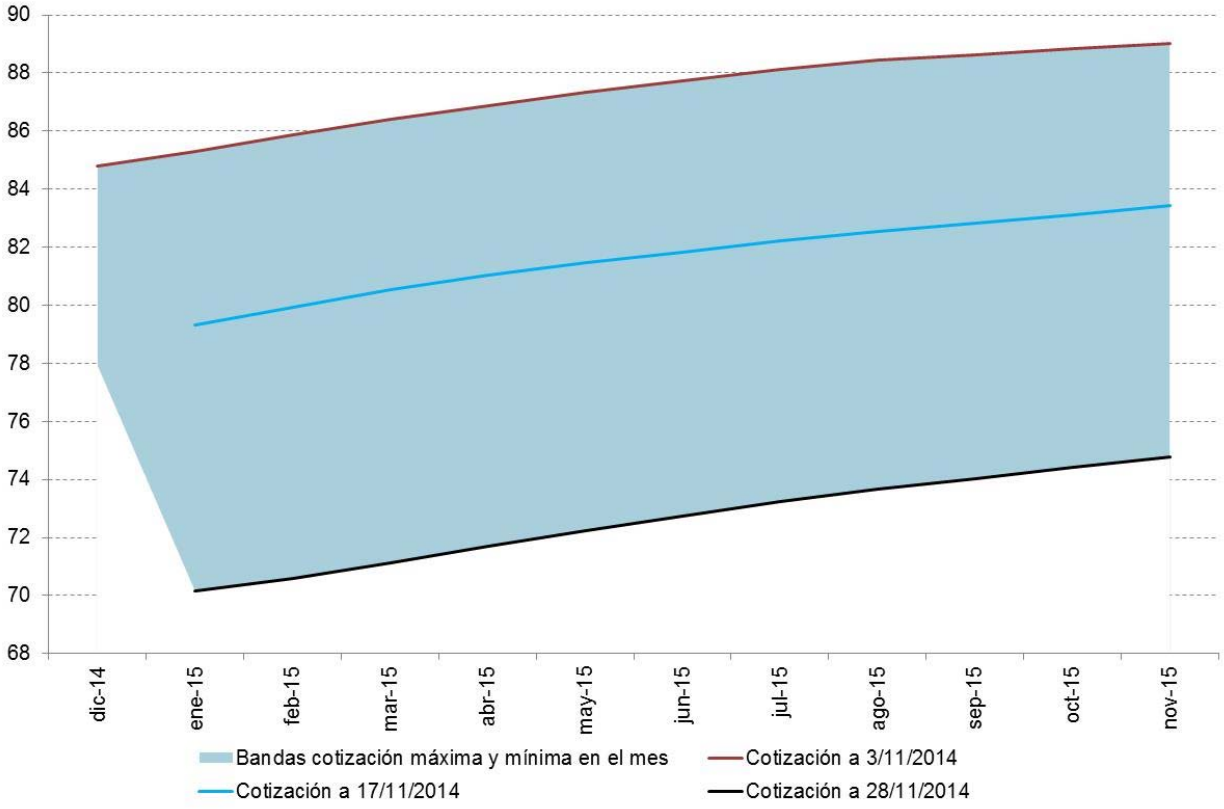
Entre los factores que contribuyeron a la disminución de los precios del petróleo, cabe destacar el anuncio por parte de la OPEP de no reducir su producción, los elevados inventarios en Estados Unidos y la entrada en recesión de Japón.

El Gráfico 21 muestra el rango de variación de la curva de precios a plazo del Brent en el mes de noviembre. A 28 de noviembre, la estructura de la curva a plazo muestra un perfil creciente con el plazo de vencimiento de los contratos (contango), con un rango de variación entre 70,15 $/Bbl y 74,79 $/Bbl.

La cotización del contrato Brent M+12 (noviembre de 2015) fluctuó en el rango 74,79 – 89,02 $/Bbl, cerrando en 74,79 $/Bbl el 28 de noviembre.

En el periodo considerado de cotización (noviembre), las bandas de fluctuación entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del Brent se situaron en un rango de variación de 6,9 – 15,3 $/Bbl.

Gráfico 21. Evolución de la curva de precios a plazo del Brent ($/Bbl)



Nota: el último día de cotización del contrato dic-14 es el 27 de noviembre, por lo que la curva a plazo a 28/11/2014 no muestra dicho valor

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

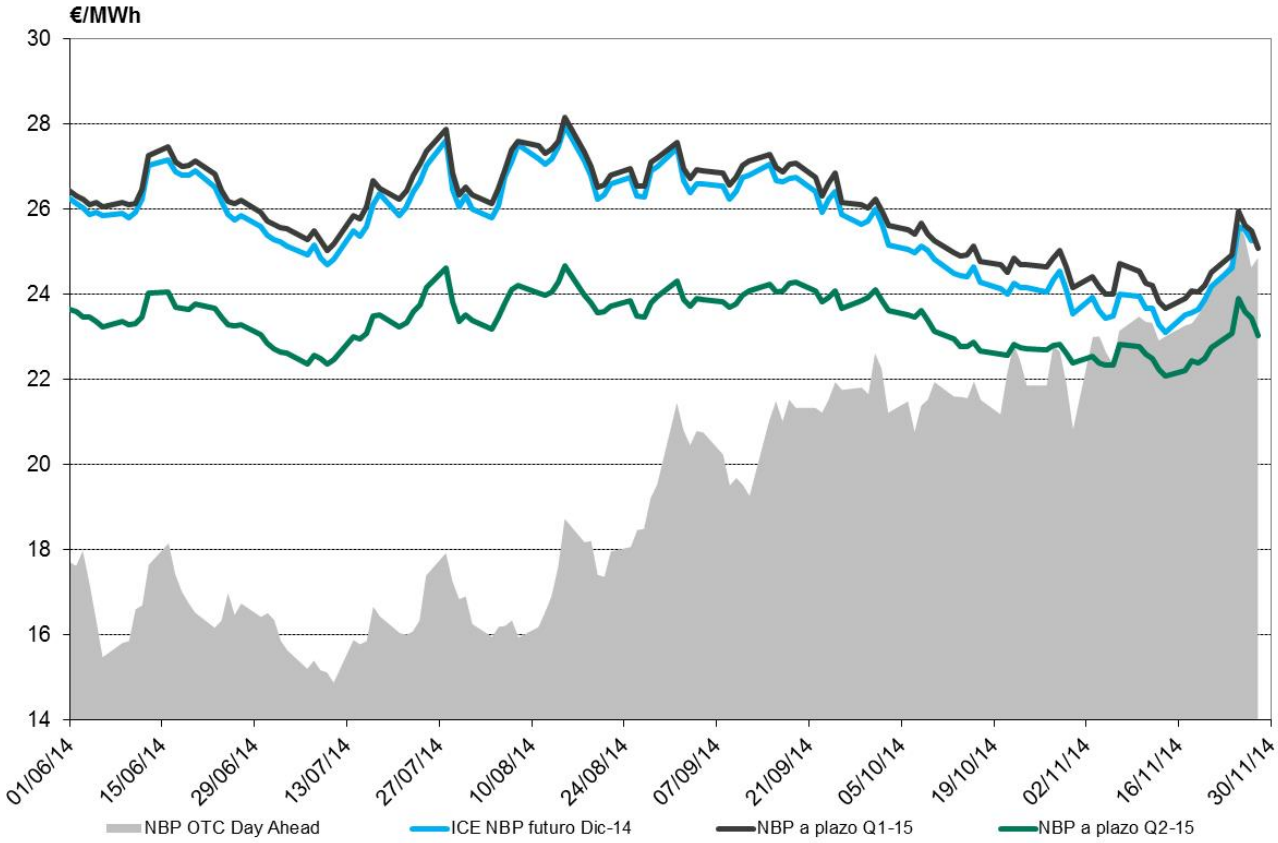
3.2.2. Evolución del gas natural

Durante el mes de noviembre, la cotización de los contratos a plazo de gas natural en el Punto Nacional de Balance del Reino Unido (NBP) registraron una tendencia ascendente, justificada por la mayor demanda ante pronósticos de frías temperaturas, los menores flujos de entrada al sistema gasista británico desde Noruega y Holanda, así como las mayores exportaciones a Europa continental. El 28 de noviembre, el contrato mensual (referencia NBP) con entrega en diciembre de 2014 registró una cotización de 25,24 €/MWh (un 7,3% superior a la del 31 de octubre).

Por su parte, la cotización a plazo del contrato de gas natural en NBP con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15) osciló en el rango 23,65 – 25,96 €/MWh (mínimo registrado el 14 de noviembre y máximo contabilizado el 25 de noviembre), con un incremento del 3,8% respecto a su cotización en el mes de octubre.

El contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2015 (Q2-15), presentó un valor mínimo el día 14 de noviembre y un máximo el día 25 de noviembre, oscilando en el rango 22,06 – 23,89 €/MWh. Su cotización a cierre de mes (23,02 €/MWh) fue un 2,8% superior a la registrada el mes anterior. En media, los precios del contrato Q2-15 se situaron 1,8 €/MWh por debajo de los precios del contrato Q1-15 (véase Gráfico 22).

Gráfico 22. Evolución precios del gas natural en Reino Unido (NBP). Contrato spot, mensual con vencimiento en diciembre 2014 y trimestrales Q1-15 y Q2-15 (en €/MWh). Periodo: 1 junio 2014 – 30 noviembre 2014

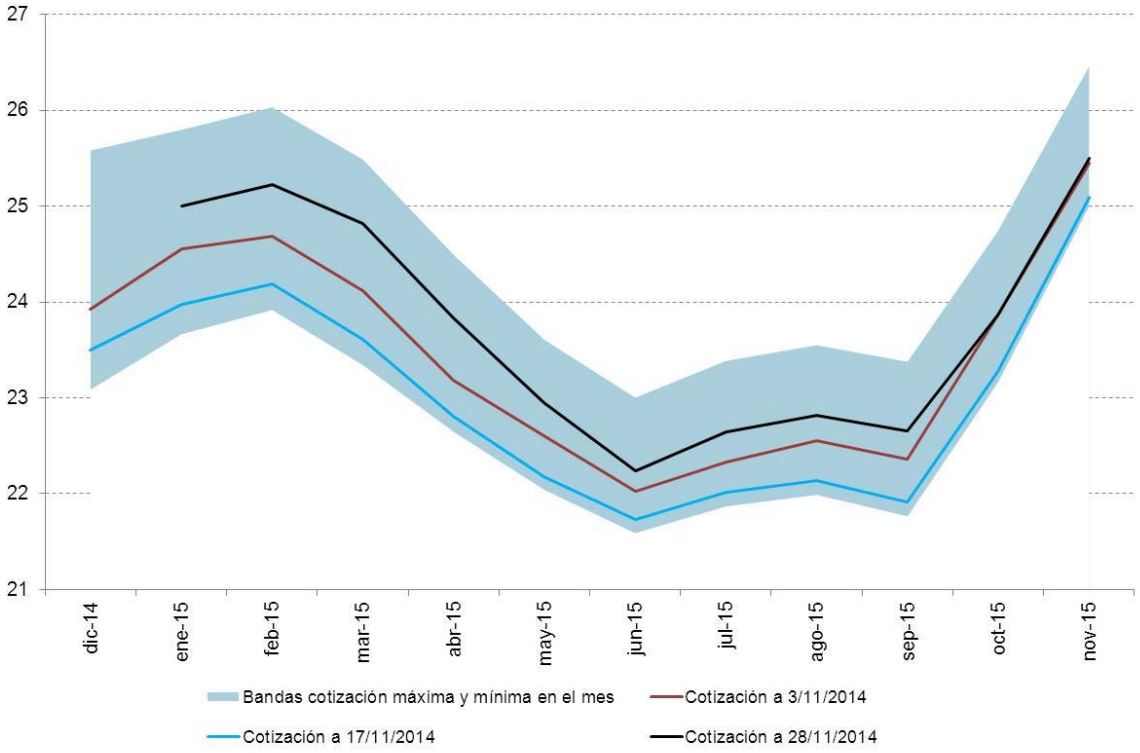


Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Platts y BCE

A 28 de noviembre, la evolución de la curva a plazo de los precios del gas natural, obtenida a través de las cotizaciones de los futuros mensuales en el Reino Unido para el Punto Nacional de Balance (NBP), muestra una tendencia ascendente hasta febrero de 2015. Así, entre enero de 2015 y febrero de 2015 los precios del gas natural ascenderían desde 25,01 €/MWh hasta 25,23 €/MWh. Sin embargo, a partir del mes de marzo de 2015 su evolución es descendente hasta junio de 2015 (hasta un mínimo de 22,24 €/MWh), incrementándose posteriormente, hasta situarse en noviembre de 2015 en 25,50 €/MWh.

En el periodo considerado de cotización (noviembre), la fluctuación media entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del gas natural fue de 1,79 €/MWh.

Gráfico 23. Evolución curva a plazo de los precios del gas natural en NBP (€/MWh)



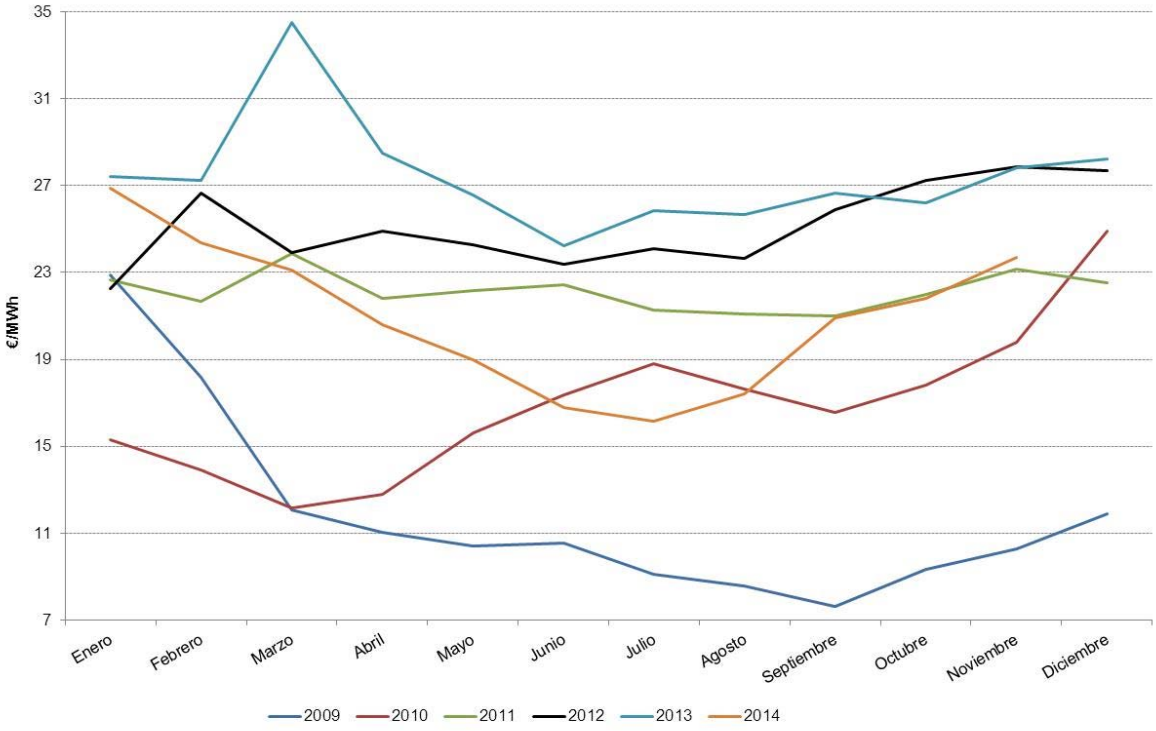
Nota: el último día de cotización del contrato dic-14 es el 27 de noviembre, por lo que la curva a plazo a 28/11/2014 no muestra dicho valor

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

Durante el mes de noviembre los precios spot del gas natural en el Reino Unido se mantuvieron en un rango de 22,36 – 25,70 €/MWh (valor mínimo registrado el día 6 y valor máximo contabilizado el día 25). La cotización a 28 de noviembre (24,85 €/MWh) fue un 19,3% superior a la cotización del 31 de octubre.

La cotización media (spot) del mes de noviembre (23,67 €/MWh) fue un 15% inferior a la registrada el mismo mes del año anterior (27,84 €/MWh), y un 8,5% superior a la cotización media del mes de octubre de 2014 (21,81 €/MWh).

Gráfico 24. Evolución medias mensuales precios spot del gas natural en NBP (€/MWh)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Platts y BCE

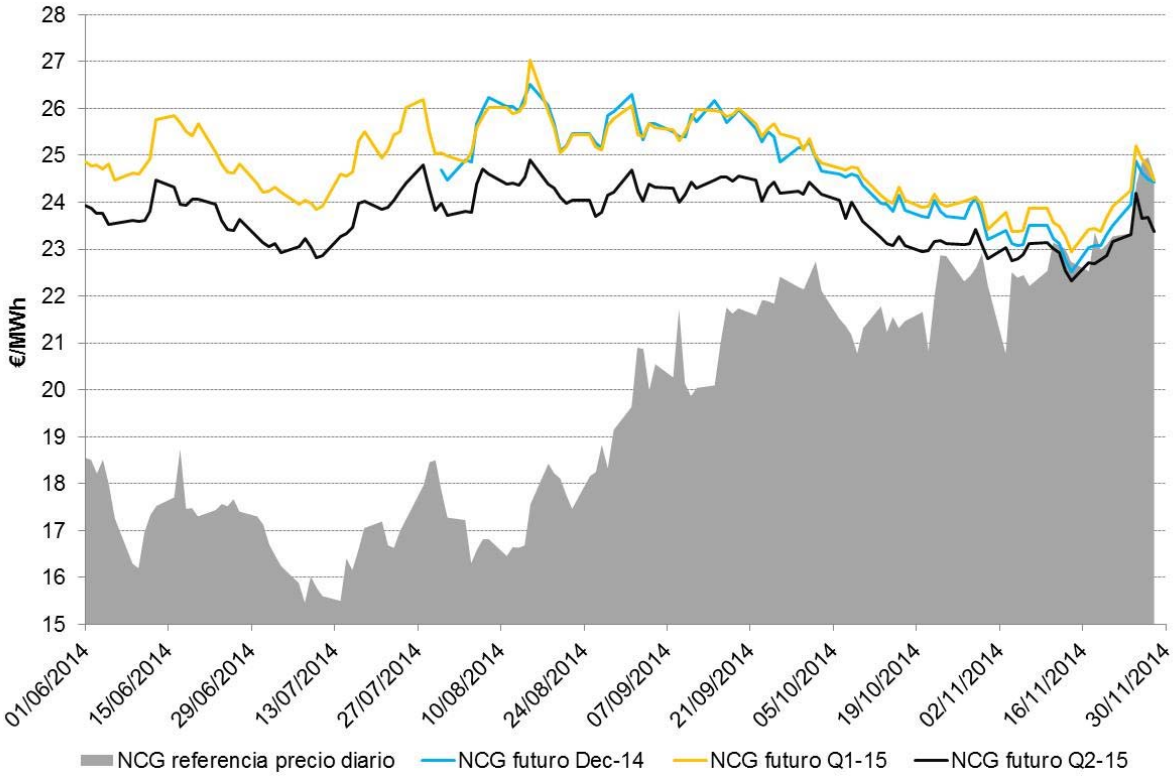
Cotizaciones de gas natural en Alemania

En el mes de noviembre, la cotización en EEX del contrato de futuros NCG (NetConnect Germany) con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15) osciló en el rango 22,96 – 25,21 €/MWh (mínimo y máximo registrados, respectivamente, los días 14 y 25 de noviembre). El 28 de noviembre su cotización se situó en 24,47 €/MWh, un 4,5% superior a la registrada al cierre del mes de octubre (23,42 €/MWh el día 31).

Análogamente, el contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2015 (Q2-15), registró una cotización máxima de 24,20 €/MWh, el 25 de noviembre, y una cotización mínima de 22,33 €/MWh el 14 de noviembre. En media, la

cotización del contrato Q2-15 fue 0,78 €/MWh inferior a la del contrato Q1-15 (véase Gráfico 25).

Gráfico 25. Evolución precios del gas natural en Alemania (€/MWh)



Nota: en la referencia de precio diaria de NCG se muestra el valor correspondiente al día de entrega.
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

Precios de gas natural en Francia (PEG Sud y PEG Nord)

Durante el mes de noviembre, la media de los diferenciales de precio spot del mercado francés de gas entre las zonas sur (PEG Sud) y norte (PEG Nord) fue prácticamente nulo (0,01 €/MWh en noviembre, frente a un diferencial de 3,08 €/MWh en octubre). Respecto al mes anterior, la reducción de dicho diferencial de precios se justifica por el incremento medio mensual registrado en los precios de la zona norte respecto al mes anterior, frente a la disminución media en los precios de la zona sur. Entre los factores que han contribuido a que dicho diferencial sea prácticamente nulo destacan las elevadas existencias en los almacenamientos subterráneos y tanques de GNL franceses, así como las medidas introducidas por el operador de la red de transporte GRTgaz para mejorar los flujos de gas de la red troncal francesa norte-sur.

En el mes de noviembre, el precio medio de las zonas sur y norte se situó en un nivel de 23 €/MWh. Así, el precio medio de la zona sur se situó en 23,05 €/MWh,

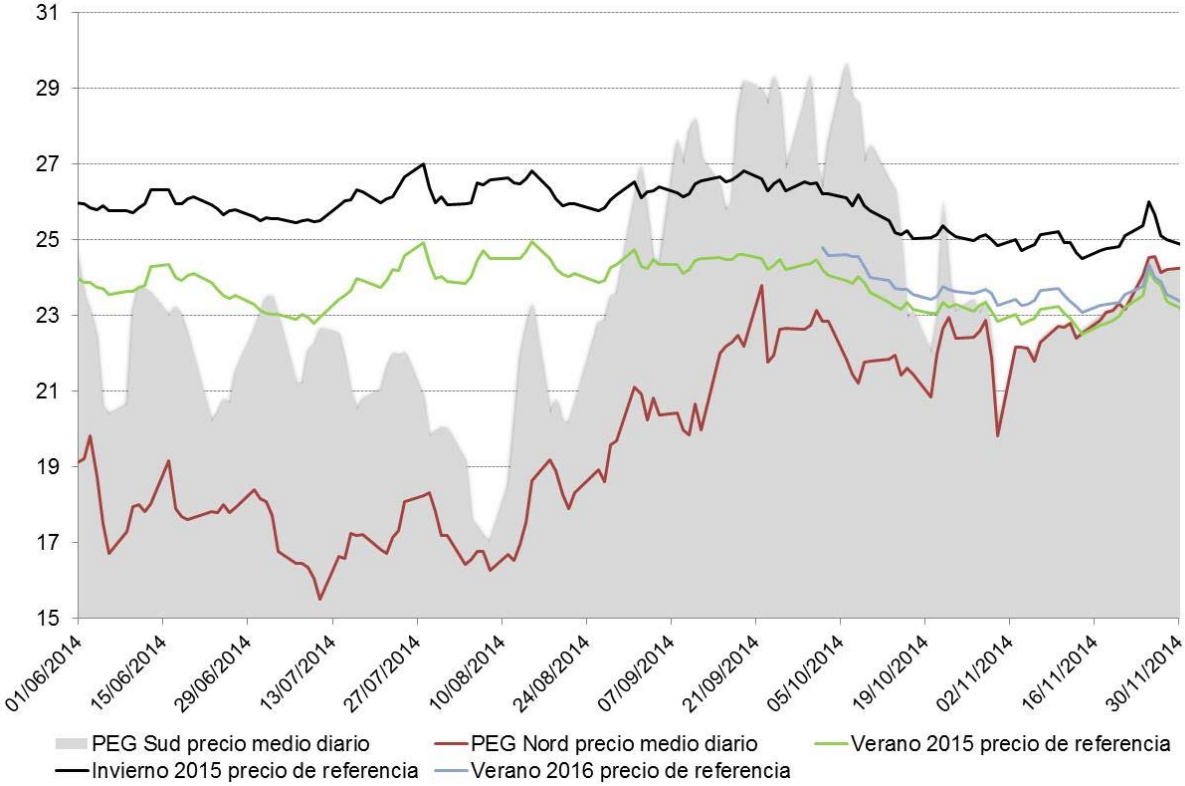
con una disminución del 8% respecto al mes anterior (25,06 €/MWh). Por su parte, el precio medio de la zona norte se situó en 23,03 €/MWh, incrementándose un 4,8% respecto al mes anterior (21,98 €/MWh).

La cotización del contrato de futuro estacional invierno 2015, que abarca el cuarto trimestre de 2015 y el primero de 2016, con subyacente el precio spot en la zona norte, presentó una leve tendencia ascendente. En concreto, el contrato invierno 2015 cerró en 24,99 €/MWh (el 28 de noviembre), lo que supone un incremento del 0,6% respecto al precio de cierre del mes anterior (24,83 €/MWh el 31 de octubre).

Por su parte, la cotización del contrato verano 2015, que abarca el segundo y tercer trimestres de 2015, registró un incremento del 2,2%, cotizando en 23,36 €/MWh el 28 de noviembre, frente a 22,85 €/MWh el 31 de octubre.

En media, en el mes de noviembre, el diferencial entre el contrato invierno 2015 y el contrato verano 2015 se situó en 1,88 €/MWh (frente a 1,99 €/MWh en el mes de octubre). En el tercer trimestre de 2014, el diferencial entre el contrato invierno 2014 y verano 2015 se situó en media en 0,94 €/MWh, inferior al diferencial registrado en los trimestres anteriores (1,17 €/MWh en el segundo trimestre de 2014; 1,89 €/MWh en el primer trimestre de 2014; y 2,56 €/MWh en el cuarto trimestre de 2013). Debe tenerse en cuenta que existe una correlación alta entre el diferencial de precio entre dichos contratos y el interés que tienen los agentes en reservar capacidad en los almacenamientos subterráneos de gas natural. Así, cuanto más estrecho es el diferencial de precio entre dichos contratos (invierno y verano) menor es el interés estratégico de los agentes en dicha reserva de capacidad.

Gráfico 26. Evolución precios spot y futuros estacionales de gas en Francia (€/MWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Powernext

Otras referencias de precios

Entre el último trimestre de 2013 y mediados de enero de 2014 los precios del GNL para el sudoeste de Europa (referencia SWE publicada por *Energy Intelligence*) mostraron una tendencia alcista.

En el periodo comprendido entre febrero y julio de 2014, debido, entre otros factores, a la menor demanda de cargamentos spot tras la punta invernal y a la existencia de amplios suministros, las cotizaciones del GNL SWE registraron una tendencia descendente. Sin embargo, en los meses de agosto y septiembre, el incremento de las necesidades de suministro para cubrir la punta de demanda invernal (con una demanda de cargamentos con destino a Brasil y al este del Mediterráneo -Grecia y Turquía-), habría contribuido, entre otros factores, al aumento de los precios GNL SWE en ese periodo.

Desde comienzos del mes de octubre de 2014, el precio spot GNL para la región SWE ha mostrado una tendencia descendente, en paralelo al descenso mostrado por los precios del GNL NEA, en un entorno de caída de la cotización del Brent, de baja demanda de gas y de amplios suministros de GNL.

Así, la cotización del GNL SWE en el mes de noviembre disminuyó un 4,5% respecto al mes anterior.

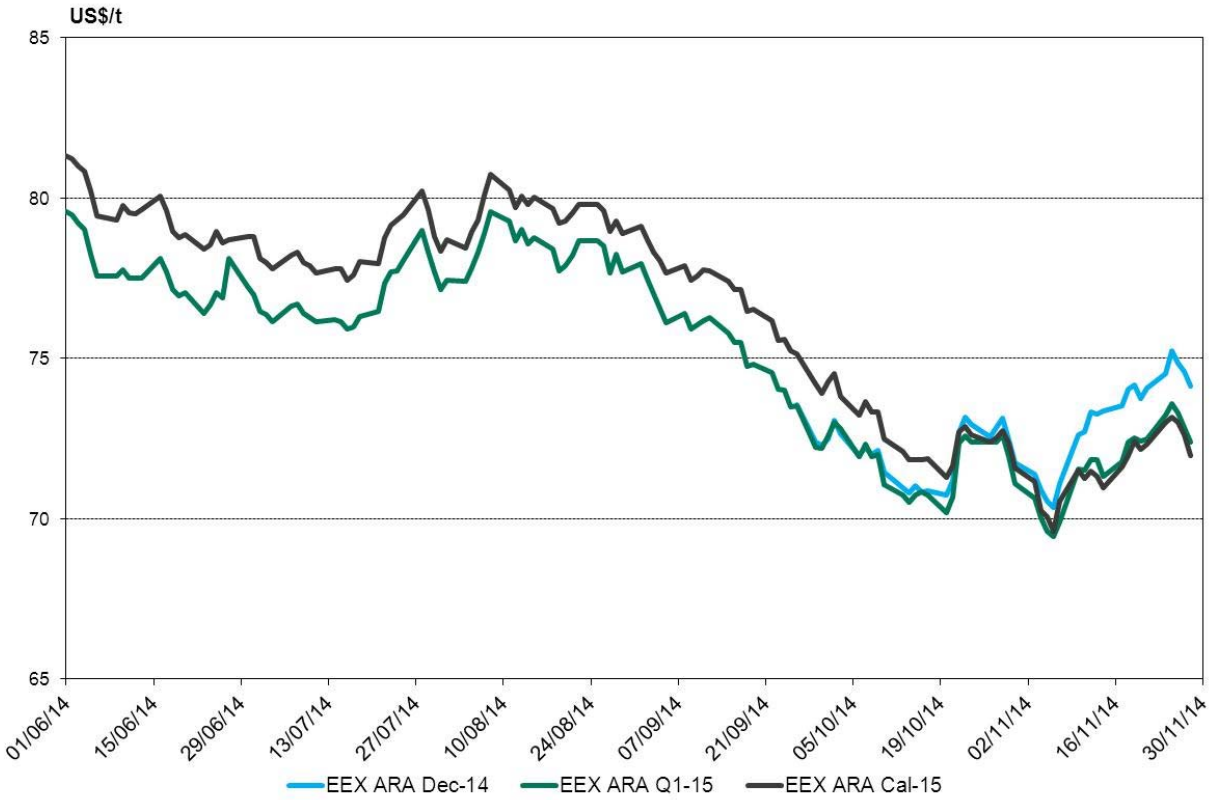
En el mismo periodo, los precios del GNL para el noreste de Asia (referencia NEA publicada por Energy Intelligence) registraron, por los mismos motivos, un elevado descenso (23,2%).

3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón

Durante el mes de noviembre, la cotización en EEX del contrato a plazo de carbón de calidad API2 con entrega en ARA (Ámsterdam-Rotterdam-Amberes) y vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15) mostró una tendencia ascendente (+1,8%), cotizando a 72,38 $/t el 28 de noviembre.

El diferencial de precio entre el contrato anual, con vencimiento en 2015, y el contrato trimestral, con vencimiento en el Q1-15, se situó en el rango -0,52 – 0,65 $/t. La cotización del contrato anual Cal-15 a 28 de noviembre (71,98 $/t) se situó un 0,6% por encima de la cotización al cierre del mes anterior (71,57 $/t a 31 de octubre), oscilando durante el mes de noviembre en el rango 69,61 – 73,18 $/t.

Gráfico 27. Evolución precios del carbón (futuros EEX ARA, $/t). Periodo 1 junio 2014 – 28 noviembre 2014



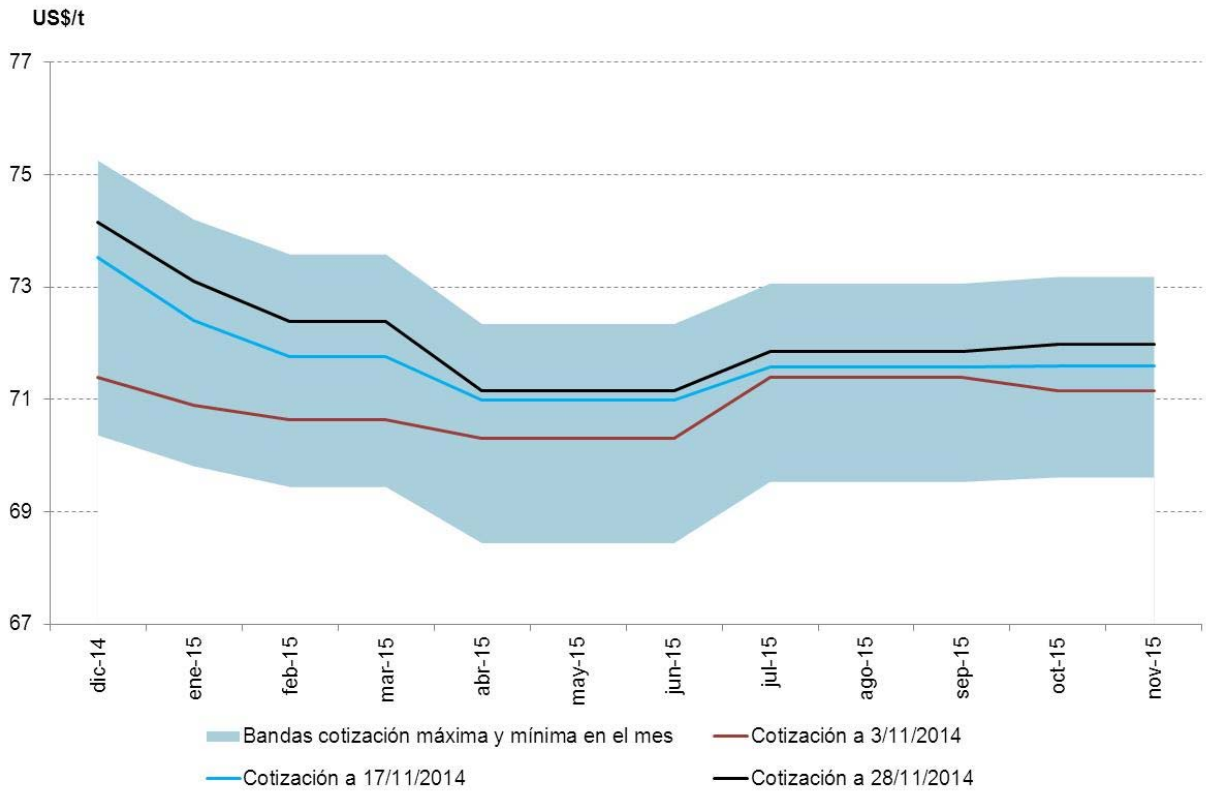
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

Entre los factores que influyeron en el incremento de los precios del carbón durante el mes de noviembre destaca la intención de varias compañías mineras de parar parte de su producción en respuesta a los bajos precios registrados en 2014, debido al exceso de suministro.

El Gráfico 28 muestra el rango de variación de la curva de los precios a plazo del carbón (EEX ARA) en el mes de noviembre. A 28 de noviembre, la estructura de dicha curva a plazo, con un rango de variación entre 71,15 $/t y 74,15 $/t, muestra una disminución de precios hasta junio de 2015 (en el que se alcanza el valor mínimo de cotización). Por su parte, en julio de 2015 la curva a plazo muestra incremento de los precios del carbón, que se sitúan para el tercer trimestre de 2015 en 71,86 $/t, ligeramente por debajo de la cotización del contrato anual con entrega en 2015 (71,98 $/t).

En el periodo considerado de cotización (noviembre), las bandas de fluctuación entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del carbón EEX ARA se situaron en un rango de variación de 3,5 – 4,9 $/t.

Gráfico 28. Evolución de la curva a plazo de los precios del carbón (futuros EEX ARA)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO_2

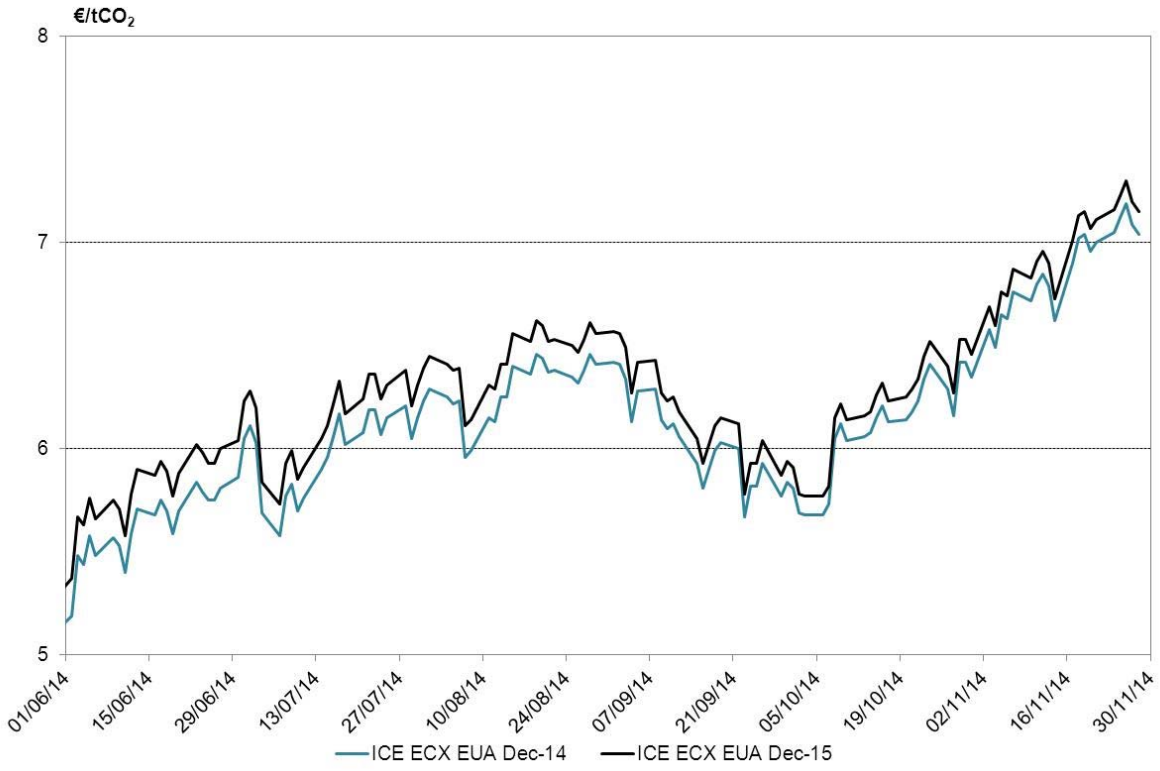
Durante el mes de noviembre, la cotización a plazo de los derechos de emisión EUA mostró, al igual que en el mes de octubre, una tendencia ascendente.

La cotización del contrato EUA Dic-14 osciló en el rango 6,49 – 7,19 €/tCO_2, mientras que la del contrato EUA Dic-15 lo hizo en el rango 6,60 – 7,30 €/tCO_2. En ambos casos, las cotizaciones mínima y máxima se registraron el 4 y el 26 de noviembre, respectivamente.

El diferencial de precios entre los contratos EUA Dic-14 y EUA Dic-15 se mantuvo estable, en torno a 0,11 €/tCO_2, durante todo el mes de noviembre.

A cierre de mes (día 28) la cotización del contrato EUA Dic-14 (7,04 €/tCO_2) contabilizó un incremento del 10,9% respecto a la registrada el 31 de octubre (6,35 €/tCO_2). Asimismo, la cotización del EUA Dic-15 (7,15 €/tCO_2 a 28 de noviembre) se incrementó un 10,7% respecto a la registrada el 31 de octubre (6,46 €/tCO_2).

Gráfico 29. Evolución precio emisiones (EUA) Periodo: 1 junio 2014 – 28 noviembre 2014



Fuente: Elaboración propia a partir de datos ICE

Entre los factores que influyeron en el aumento de los precios de los derechos de emisión de CO_2, se destaca el compromiso de reducción de emisiones anunciado por EEUU y China, creando expectativas sobre un acuerdo internacional que sustituya al Protocolo de Kioto, que se podría tratar en la conferencia sobre cambio climático en París en 2015, así como por el mensaje del comisario europeo para la acción sobre el clima y la energía instando a los Estados miembros a acordar reformas urgentes en el mercado del CO_2. En este sentido, el Comité de Medioambiente del Parlamento Europeo (ENVI) ya ha comenzado los trabajos de implementación del mecanismo conocido como "reserva para la estabilidad del mercado", que podría introducirse como fecha más temprana en 2017 y que podría incorporar directamente a tal reserva los 900 millones de derechos (EUAs) retirados del mercado a través del mecanismo de aplazamiento conocido como "backloading".

3.3. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-15 y Cal-15 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

Respecto al mes anterior (28/11/14 vs. 31/10/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15) registró un descenso del 3,9%, situándose en 45,85 €/MWh el 28 de noviembre.

Por su parte, el indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT (que tiene en cuenta la evolución de los precios a plazo del gas NBP y de los derechos de emisión de CO_2, así como los costes de transporte, peajes, O&M e impuestos) aumentó un 3,5% entre el 31 de octubre y el 28 de noviembre.

Por su parte, el indicador de coste variable a plazo estimado de una central de carbón – que considera los costes de transporte, peajes, O&M e impuestos – se incrementó un 2,5% entre el 31/10/14 y el 28/11/14.

Respecto al mes anterior (28/11/14. vs. 31/10/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en Cal-15 registró una disminución del 0,5% (47,40 €/MWh a 28 de noviembre), frente a un indicador de coste variable estimado a plazo estimado de un CCGT (tiene en cuenta la evolución de los precios a plazo del gas TTF y de los derechos de emisión de CO_2) que aumentó un 2,4% en el mismo periodo.

Por otro lado, el indicador de coste variable a plazo estimado de una central de carbón - incluyendo costes de transporte, peajes, O&M e impuestos – aumentó un 1,90% entre el 31/10/14 y el 28/11/14.

4. Análisis de las primas de riesgo y del precio spot

4.1. Liquidación contrato trimestral y mensual (prima de riesgo ex post)

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 media de los últimos 20 días de negociación de los contratos mensuales con liquidación en los meses de enero a diciembre de 2012 y 2013, y de enero a noviembre de 2014.

Si se analizan los resultados obtenidos para la prima de riesgo ex post en los tres mercados, se observa que, en general, las primas en España tienen el mismo signo que en los otros dos mercados, en el horizonte analizado (exceptuando abril, junio, julio y agosto de 2012; febrero, marzo, abril, mayo, agosto, octubre y diciembre de 2013; abril, agosto, octubre y noviembre de 2014). Por otro lado, se señala que, en general, las primas de riesgo en Alemania y Francia son similares debido, en gran parte, a la mayor interconexión de ambos mercados, salvo en casos muy concretos, como el mes de febrero y junio de 2012, en febrero, marzo y abril de 2013, y en enero, febrero, marzo, abril, julio, octubre y noviembre de 2014.

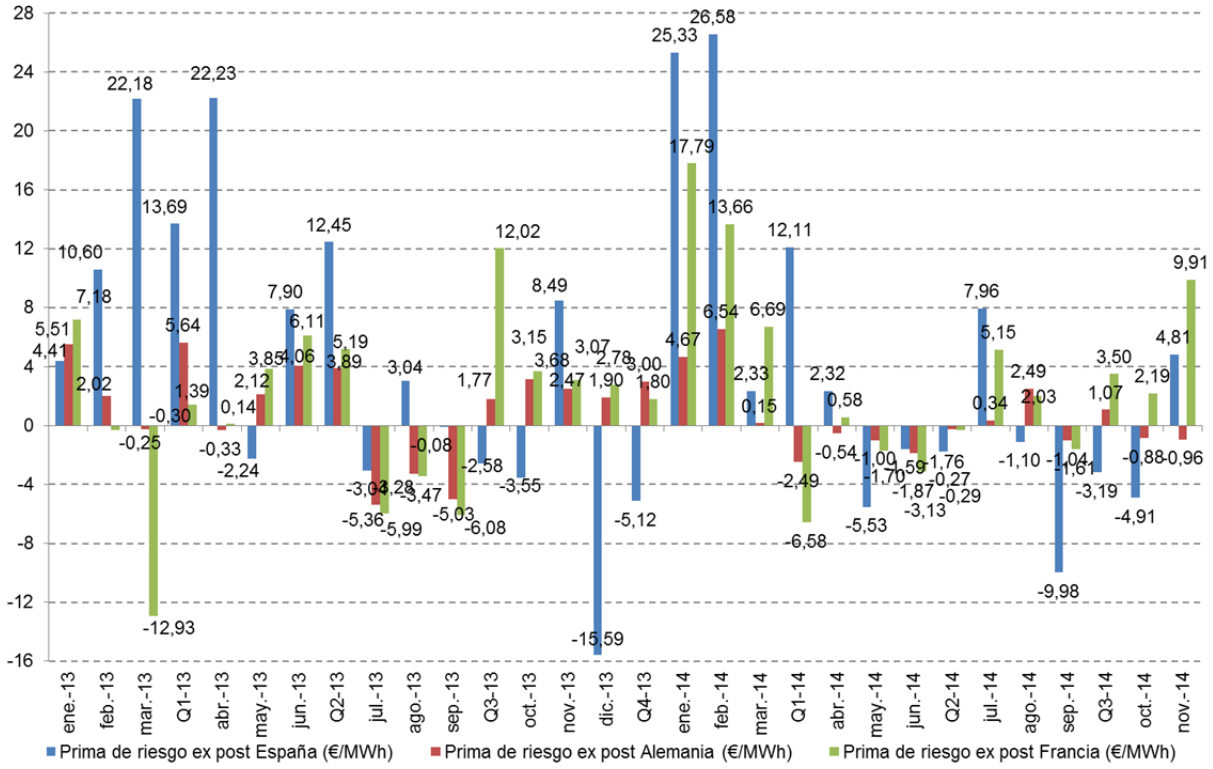
En el mes de noviembre de 2014, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor positivo de 4,81 €/MWh tras tres meses consecutivos de primas de riesgos negativas. Asimismo, en el mercado francés la prima de riesgo ex post del mes de noviembre se situó también en un valor positivo (9,91 €/MWh). Por el contrario, en el mercado alemán la prima de riesgo registró un valor negativo (-0,96 €/MWh).

Cuadro 6. Cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2012, en 2013 y de enero a noviembre de 2014, 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.-12	53,08	51,06	2,02	52,33	39,89	12,44	53,44	41,89	11,56
feb.-12	51,67	53,48	-1,81	49,21	54,92	-5,71	51,01	82,45	-31,44
mar.-12	51,07	47,57	3,50	47,15	41,13	6,02	49,96	44,63	5,33
Q1-12	53,31	50,64	2,67	52,98	45,10	7,88	53,48	55,75	-2,27
abr.-12	47,96	41,21	6,74	42,83	43,57	-0,74	44,44	44,92	-0,48
may.-12	50,42	43,58	6,84	40,45	38,85	1,60	38,98	38,96	0,02
jun.-12	53,42	53,50	-0,08	39,80	38,81	0,99	39,62	40,34	-0,72
Q2-12	51,40	46,07	5,33	43,32	40,39	2,93	42,38	41,38	1,00
jul.-12	55,67	50,29	5,38	40,16	41,02	-0,86	40,55	41,75	-1,20
ago.-12	53,11	49,34	3,77	38,84	44,90	-6,05	37,03	45,26	-8,24
sep.-12	52,02	47,59	4,43	46,03	44,67	1,35	47,66	46,32	1,34
Q3-12	55,27	49,09	6,18	40,28	43,52	-3,24	38,84	44,42	-5,58
oct.-12	50,01	45,68	4,33	48,05	43,93	4,12	52,73	49,23	3,50
nov.-12	47,14	42,07	5,07	48,77	44,79	3,98	54,72	47,51	7,21
dic.-12	45,84	41,73	4,11	46,23	35,51	10,72	54,49	41,98	12,51
Q4-12	50,53	43,16	7,37	50,03	41,37	8,65	56,01	46,23	9,78
ene.-13	54,91	50,50	4,41	48,82	43,31	5,51	57,82	50,64	7,18
feb.-13	55,64	45,04	10,60	46,64	44,62	2,02	54,16	54,46	-0,30
mar.-13	48,10	25,92	22,18	38,85	39,10	-0,25	44,81	57,75	-12,93
Q1-13	54,02	40,33	13,69	47,91	42,27	5,64	55,67	54,28	1,39
abr.-13	40,39	18,17	22,23	37,59	37,92	-0,33	46,08	45,94	0,14
may.-13	41,21	43,45	-2,24	34,18	32,06	2,12	35,03	31,18	3,85
jun.-13	48,77	40,87	7,90	31,88	27,82	4,06	29,50	23,39	6,11
Q2-13	46,71	34,26	12,45	36,48	32,60	3,89	38,66	33,47	5,19
jul.-13	48,12	51,16	-3,04	31,06	36,42	-5,36	28,36	34,36	-5,99
ago.-13	51,13	48,09	3,04	34,95	38,23	-3,28	31,72	35,18	-3,47
sep.-13	50,12	50,20	-0,08	36,68	41,71	-5,03	37,23	43,30	-6,08
Q3-13	47,23	49,81	-2,58	40,53	38,76	1,77	49,57	37,55	12,02
oct.-13	47,94	51,49	-3,55	40,83	37,68	3,15	48,22	44,54	3,68
nov.-13	50,30	41,81	8,49	41,69	39,22	2,47	52,18	49,11	3,07
dic.-13	48,05	63,64	-15,59	37,65	35,75	1,90	52,49	49,71	2,78
Q4-13	47,31	52,43	-5,12	40,53	37,53	3,00	49,57	47,77	1,80
ene.-14	58,95	33,62	25,33	40,55	35,87	4,67	56,93	39,14	17,79
feb.-14	43,69	17,12	26,58	40,13	33,59	6,54	52,35	38,69	13,66
mar.-14	29,00	26,67	2,33	31,10	30,95	0,15	42,26	35,56	6,69
Q1-14	38,20	26,09	12,11	30,98	33,47	-2,49	31,19	37,77	-6,58
abr.-14	28,77	26,44	2,32	31,04	31,58	-0,54	34,31	33,73	0,58
may.-14	36,88	42,41	-5,53	29,63	30,63	-1,00	28,40	30,11	-1,70
jun.-14	49,36	50,95	-1,59	29,65	31,52	-1,87	27,52	30,65	-3,13
Q2-14	38,20	39,96	-1,76	30,98	31,24	-0,27	31,19	31,48	-0,29
jul.-14	56,17	48,21	7,96	32,22	31,88	0,34	30,64	25,49	5,15
ago.-14	48,82	49,91	-1,10	30,42	27,93	2,49	24,79	22,76	2,03
sep.-14	48,91	58,89	-9,98	33,75	34,79	-1,04	35,61	37,22	-1,61
Q3-14	49,08	52,27	-3,19	32,57	31,50	1,07	31,90	28,39	3,50
oct.-14	50,20	55,11	-4,91	34,37	35,24	-0,88	44,04	41,85	2,19
nov.-14	51,61	46,80	4,81	35,41	36,37	-0,96	48,72	38,82	9,91

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

Gráfico 30. Prima de riesgo ex post: cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2013 y en el periodo enero-noviembre de 2014, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia vs. precio spot



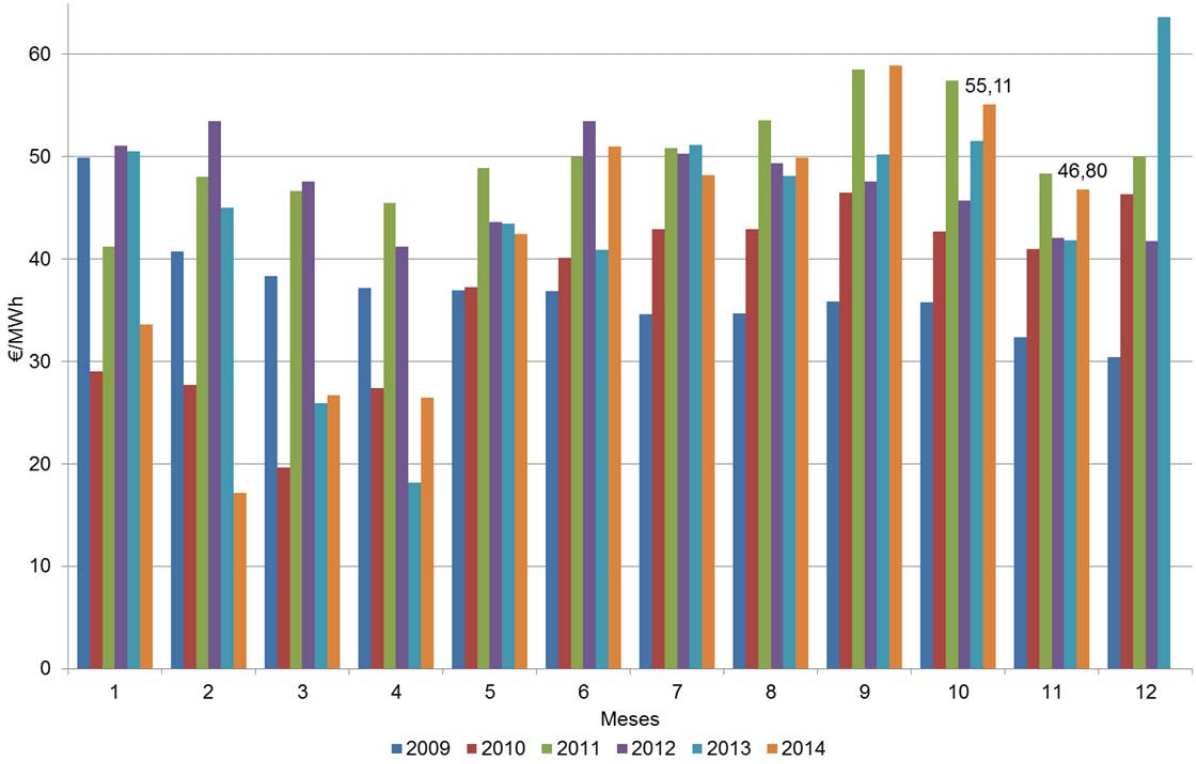
Fuente: EEX, OMIP y OMIE

4.2. Análisis de los precios spot

En el Gráfico 31 se refleja la evolución del precio medio mensual del mercado spot en el periodo comprendido entre enero de 2009 y noviembre de 2014.

En el mes de noviembre de 2014 el precio spot medio mensual se situó en 46,80 €/MWh, un 15,1% inferior al precio spot medio mensual registrado en octubre de 2014 (55,11 €/MWh) y un 11,9% superior al precio spot medio registrado en noviembre de 2013 (41,81 €/MWh).

Gráfico 31. Precio medio mensual del mercado diario (de enero 2009 a noviembre 2014)

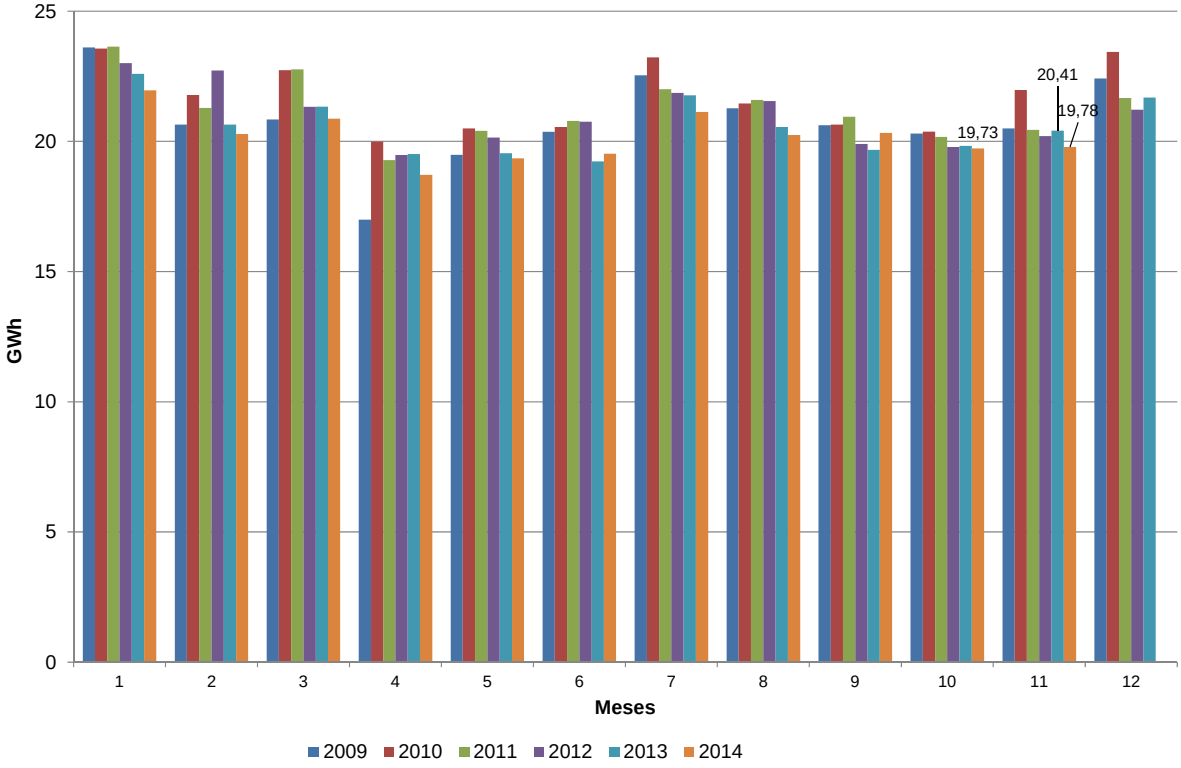


Fuente: OMIE

En el Gráfico 32 se representa la evolución de la demanda de transporte en barras de central (b.c.).

En el mes de noviembre, la demanda en b.c. se cifró en 19.783 GWh, lo que supone un 0,3% superior que el valor registrado en el mes de octubre (19.725 GWh) y un 3,1% inferior que la demanda en b.c. del mismo mes del año anterior (20.409 GWh en noviembre de 2013).

Gráfico 32. Demanda mensual de transporte (en b.c.)

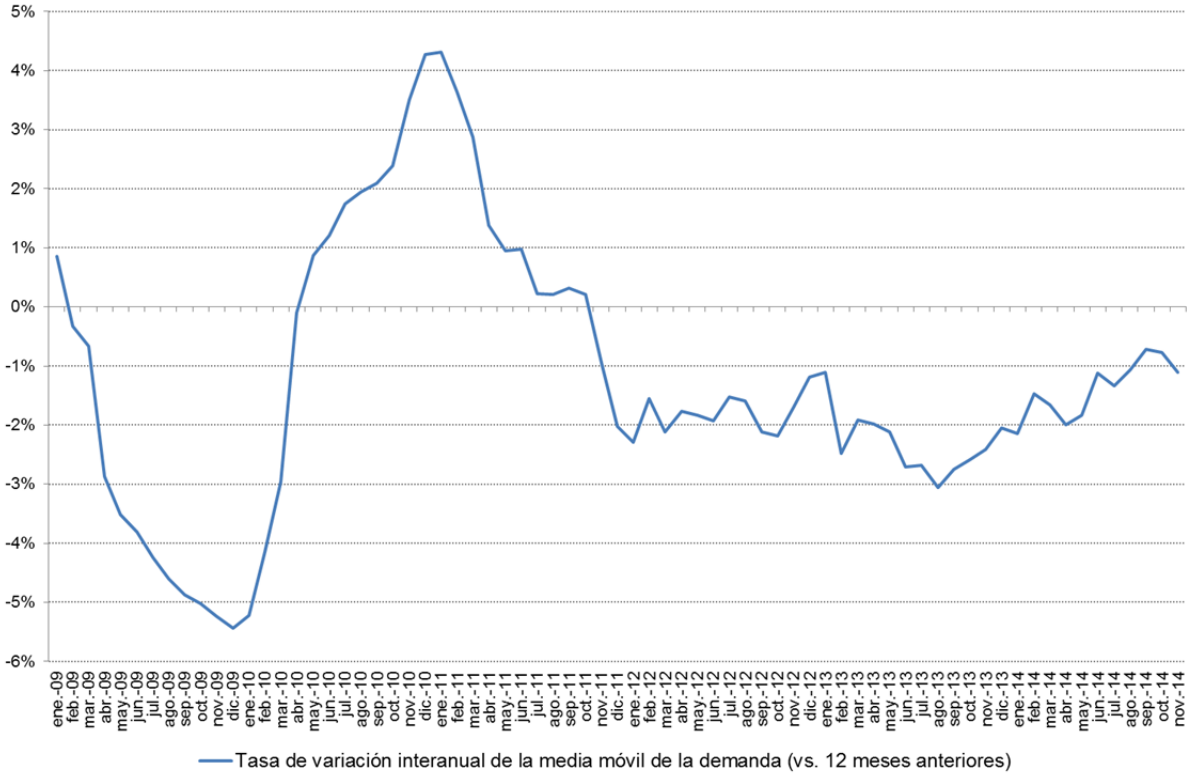


Fuente: REE

En el Gráfico 33 se representa la tasa de variación interanual de la media móvil anual de la demanda.

En el mes de noviembre, dicha tasa de variación se mantuvo en niveles negativos, situándose en -1,1%, frente al -0,8%, del mes de octubre.

Gráfico 33. Tasa de variación interanual de la media móvil de la demanda (vs. 12 meses anteriores)



Fuente: REE

En el Cuadro 7 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte (b.c.) mensual durante los meses de octubre y noviembre de 2014, así como en noviembre de 2013. Por su parte, en el Gráfico 34 se refleja la evolución mensual de la producción por tecnologías, entre enero de 2010 y noviembre de 2014.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de noviembre de 2014 destacó el incremento de la producción con tecnología eólica (+51,7%), resto de hidráulica (47,7%) e hidráulica (45,7%). Por el contrario, disminuyó la producción con carbón (-28,8%), solar[2] (-18,9%), nuclear (-15%) y con ciclos combinados (-11%).

Para un nivel de demanda similar al mes anterior, el incremento de la producción con tecnología eólica e hidráulica contribuyó a la bajada del precio del mercado spot en el mes de noviembre (-15,1% respecto al registrado en el mes anterior).

Cuadro 7. Generación bruta por tecnologías[3] y demanda de transporte (b.c.) mensual

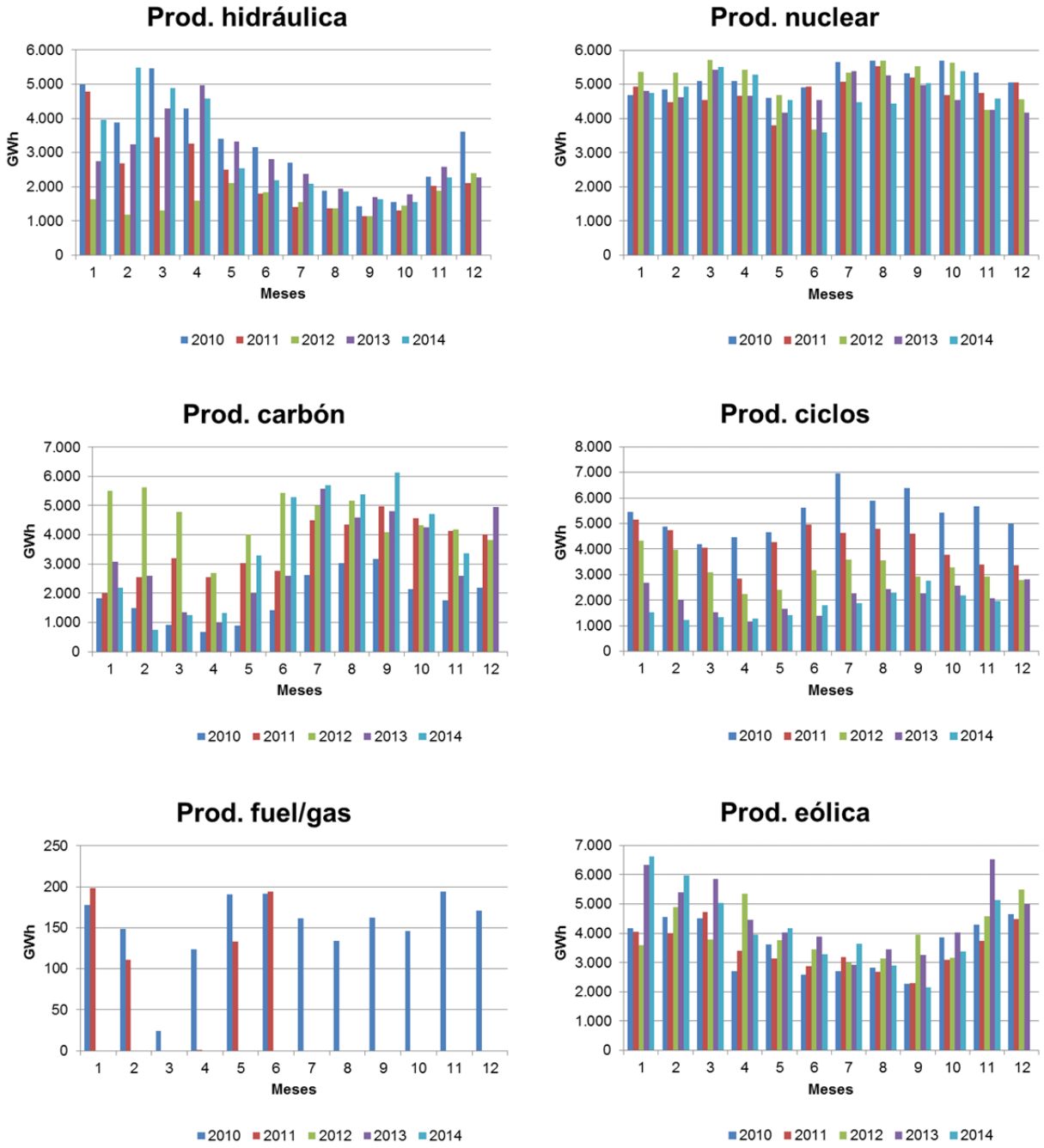
	nov-14	oct-14	nov-13	% Var. nov-14 vs. oct-14	% Var. nov-14 vs. nov-13
Hidráulica	2.263	1.553	2.574	45,7%	-12,1%
Nuclear	4.573	5.382	4.254	-15,0%	7,5%
Carbón	3.359	4.717	2.587	-28,8%	29,8%
Fuel + Gas	0	0	0		
CCGT	1.956	2.197	2.066	-11,0%	-5,3%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	2.956	3.643	-6.951	-18,9%	-142,5%
Resto hidráulica	523	354	-	47,7%	-
Eólica	5.125	3.378	6.522	51,7%	-21,4%
Total generación bruta	**20.755**	**21.224**	**11.052**	**-2,2%**	**87,8%**
Consumos generación	-532	-672	-429	-20,8%	24,0%
Consumos en bombeo	-538	-411	-363	30,9%	48,2%
Saldos intercambios internacionales	189	-310	-895	-161,0%	-121,1%
Enlace Península-Baleares	-81	-97	-	-16,5%	-
Total demanda transporte (b.c.)	**19.783**	**19.725**	**20.409**	**0,3%**	**-3,1%**

Fuente: REE

[2] Dicha referencia incluye: solar + térmica + cogeneración y resto.

[3] Para el mes de noviembre de 2013, la rúbrica "Resto RE" incluye las rúbricas: "solar fotovoltaica", "solar térmica", "térmica renovable" y "cogeneración y resto", según se publican en la información que ofrece REE en su Balance Eléctrico Diario.

Gráfico 34. Producción mensual por tecnologías (enero de 2010 a noviembre de 2014)



Fuente: REE

CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA