



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

15 de enero de 2015

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 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)	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 diciembre de 2014, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica en España registraron una tendencia descendente respecto al mes anterior, en un contexto también descendente de las referencias de precios de los combustibles (spot y a plazo).

La cotización de los contratos mensuales con liquidación en los meses de enero, febrero y marzo de 2015 descendió respecto a la registrada a finales del mes de noviembre, un 1,0%, un 8,2% y 2,0%, respectivamente. Asimismo, los contratos trimestrales con vencimiento en el primer y segundo trimestres de 2015 contabilizaron un descenso del 2,3% y 4,4%, respectivamente, situándose, a cierre de mes (día 29, en el caso de la cotización del Q1-15), en 44,80 €/MWh para el Q1-15 y en 41,10 €/MWh, para el Q2-15.

Asimismo, fue descendente el comportamiento del precio del contrato con liquidación en el año 2015, que a cierre de mes (29 de diciembre) se situó en 46,05 €/MWh (-2,8%).

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE DICIEMBRE DE 2014				MES DE NOVIEMBRE DE 2014				% Variación últ. cotización dic-14 vs. nov-14
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
ene-15	46,93	50,10	46,00	47,61	47,40	50,98	45,25	48,75	-1,0%
feb-15	46,13	50,25	45,75	47,82	50,27	50,99	47,38	49,99	-8,2%
mar-15	39,50	42,02	38,38	40,13	40,30	41,87	39,19	40,62	-2,0%
Q1-15	44,80	47,33	43,85	45,23	45,85	47,75	44,30	46,34	-2,3%
Q2-15	41,10	43,35	40,65	42,13	43,00	43,80	42,70	43,37	-4,4%
Q3-15	49,05	52,08	48,98	51,13	51,76	52,37	51,13	51,83	-5,2%
Q4-15	48,25	49,21	47,75	48,60	48,91	49,17	48,37	48,85	-1,3%
Año 2015	46,05	47,93	45,90	46,89	47,40	48,03	46,95	47,62	-2,8%
Año 2016	46,50	48,28	45,88	47,13	47,75	48,28	47,48	47,91	-2,6%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de noviembre a 28/11/14. Cotizaciones de diciembre a 31/12/14, excepto para los contratos Q1-15 y Año 2015, que corresponden a las del día 29/12/14.

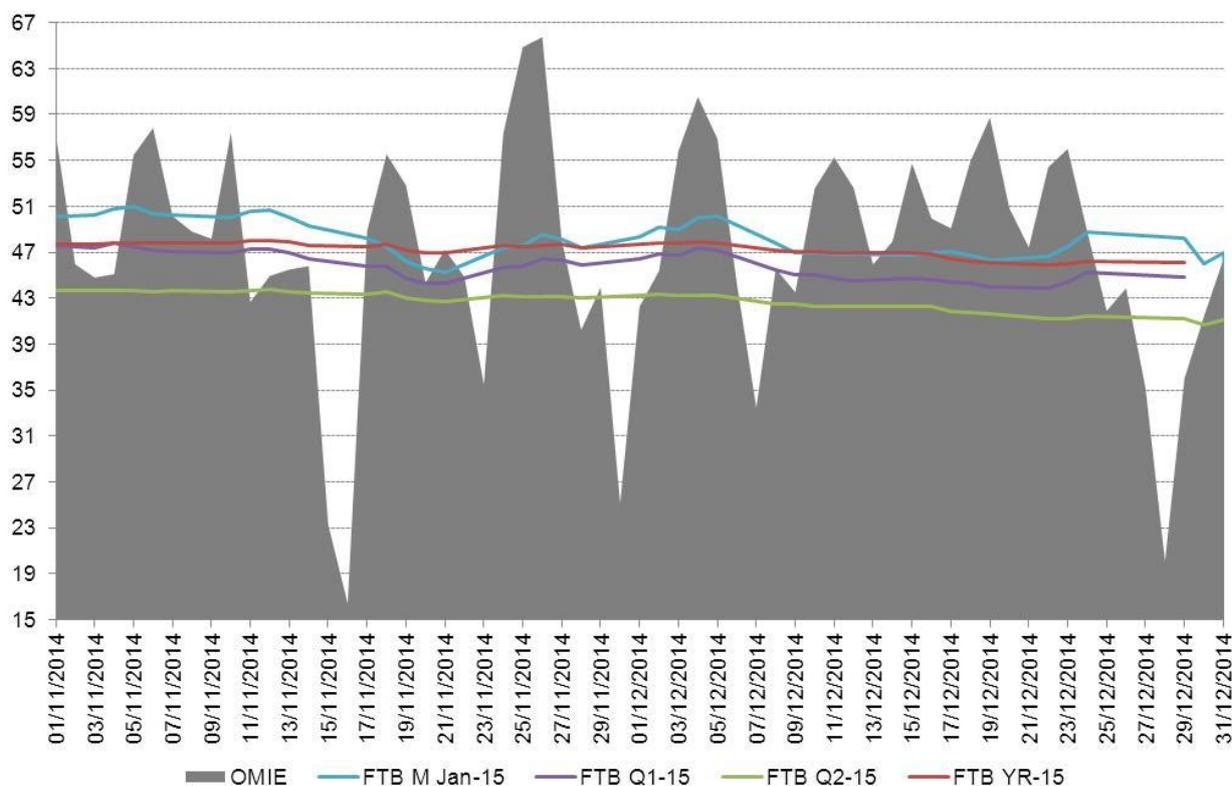
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de diciembre el precio medio del mercado diario (47,47 €/MWh) aumentó un 1,4% respecto al registrado en el mes de noviembre (46,80 €/MWh).

La última cotización disponible del contrato a plazo con vencimiento en diciembre (de 28 de noviembre de 2014), anticipaba un precio medio del mercado diario de 46,25 €/MWh para dicho mes, un 1,2% inferior al precio spot finalmente registrado (46,80 €/MWh).

Para el mes de enero, la última cotización disponible del contrato con vencimiento en dicho mes (31 de diciembre), anticipa un precio medio del mercado diario de 46,93 €/MWh.

Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en España. Periodo: 1 noviembre - 31 de diciembre de 2014



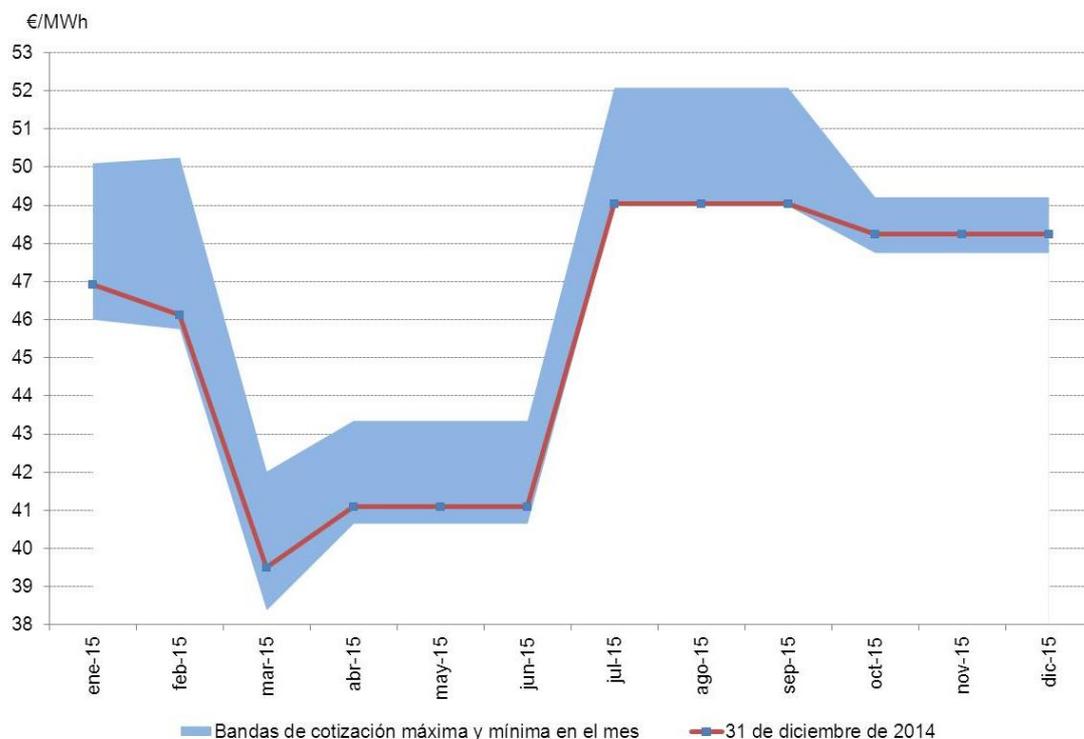
Datos de cotización de los contratos con vencimiento en el Q1-15 y en el año 2015 en diciembre, a 29 de diciembre de 2014

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 diciembre. 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), situándose (a 31 de diciembre) la cotización para los contratos con liquidación en el tercer trimestre de 2015 en el entorno de 49 €/MWh (respecto a un nivel de alrededor de 41 €/MWh para los contratos con vencimiento en el Q2-15). Por el contrario, para los contratos con liquidación en el cuarto trimestre de 2015, la curva forward refleja un descenso de precios hasta el entorno de 48 €/MWh.

En el mes de diciembre, la cotización de los contratos mensuales con liquidación en el Q1-15 osciló en el rango 38,38 - 50,25 €/MWh, la de los contratos con liquidación en el Q2-15 varió en el rango 40,65 - 43,35 €/MWh y la cotización de los contratos con liquidación en el Q3-15 se situó en el rango 48,98 - 52,08 €/MWh. Por último, la cotización de los contratos con liquidación en el Q4-15 se situó en el rango 47,75 - 49,21 €/MWh.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de diciembre 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 presentan¹ los volúmenes de negociación en el mercado de futuros de OMIP y en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de noviembre y diciembre de 2014.

En el mes de diciembre de 2014 el volumen de negociación en el mercado OTC se situó en torno a 13,3 TWh, un 16% inferior al volumen registrado en el mes anterior (15,8 TWh, en noviembre de 2014), y un 68,9% inferior al volumen OTC negociado durante el mismo mes del año anterior (42,7 TWh en diciembre de 2013). El volumen acumulado, negociado en el OTC, en el año 2014 (275,4 TWh), fue un 16,1% inferior al 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 el año 2014, representó el 113,3% de la demanda eléctrica peninsular (en b.c.) acumulada hasta el 31 de diciembre (243,2 TWh).

Por su parte, en el mercado de futuros de OMIP el volumen de negociación en continuo en el mes de diciembre de 2014 se situó en 2,4 TWh, un 57,6% inferior al volumen negociado el mes anterior (5,6 TWh, en noviembre de 2014) y un 53,7% inferior al mismo periodo del año anterior (5,2 TWh, en diciembre de

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.

2013). El volumen total negociado en OMIP en el año 2014 (37,5 TWh) supone el 91,8% del volumen total negociado en el año 2013 (40,9 TWh).

Finalmente, en el mes de diciembre, 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 1,8 TWh (-9,3% respecto al mes anterior) y 1,9 TWh (0,5% respecto al mes anterior).

Cuadro 2. Estadística descriptiva del volumen negociado en OTC* y OMIP. Mensual y Anual (2013-2014)

Volumen negociado (GWh)	Mes actual diciembre 2014	Mes anterior noviembre 2014	% Variación	Total 2014	Total 2013	% Variación Total 2014 /2013	% Total 2014/2013
OMIP	2.388,3	5.632,6	-57,6%	37.526,5	40.881,6	-8,2%	91,8%
OTC registrado en OMIClear	1.849,1	2.038,5	-9,3%	49.558,1	38.359,1	29,2%	129,2%
OTC compensado en BME Clearing	1.910,9	1.901,1	0,5%	32.127,1	33.476,6	-4,0%	96,0%
OTC	13.259,1	15.783,6	-16,0%	275.449,2	328.498,7	-16,1%	83,9%

* 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 31 de diciembre 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.

En el año 2014 el volumen negociado en OMIP representó el 13,6% del volumen total negociado en el mercado OTC. En el año 2013 dicho porcentaje fue inferior (12,4%).

Por otro lado, en el año 2014 el volumen negociado en el mercado organizado de OMIP representó el 12,0% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OTC+OMIP), siendo este porcentaje superior al registrado en el 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 el año 2014 (en el año 2013 supuso el 21,9% del total del volumen negociado OTC).

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

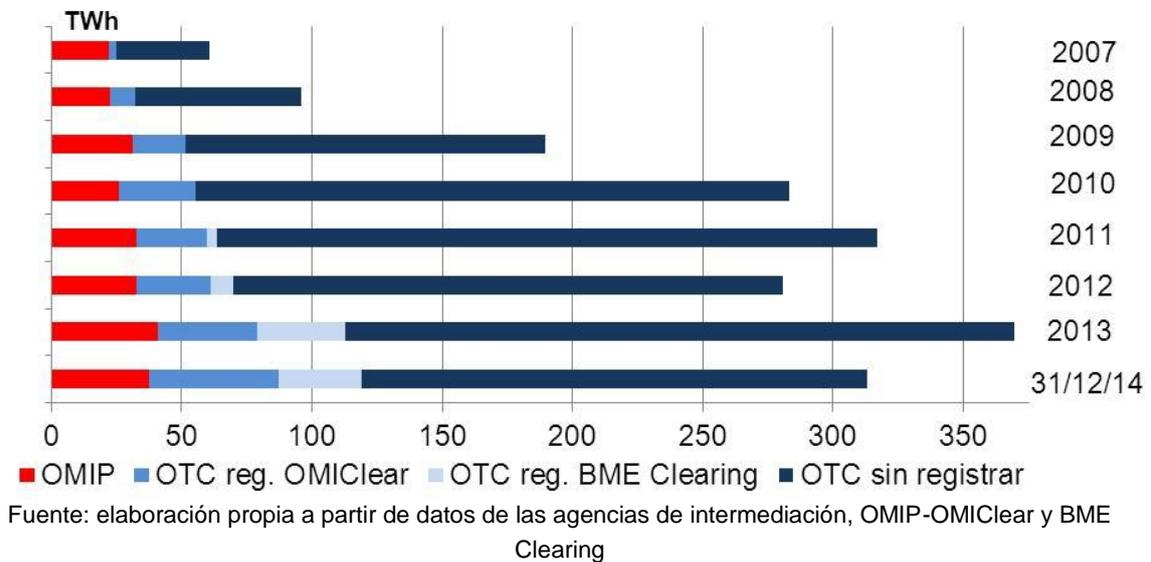
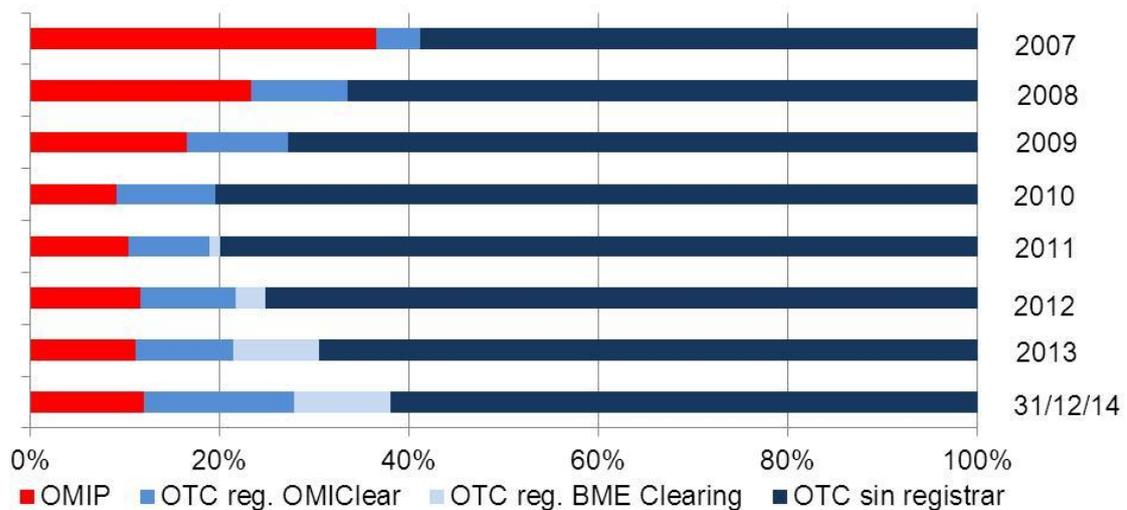
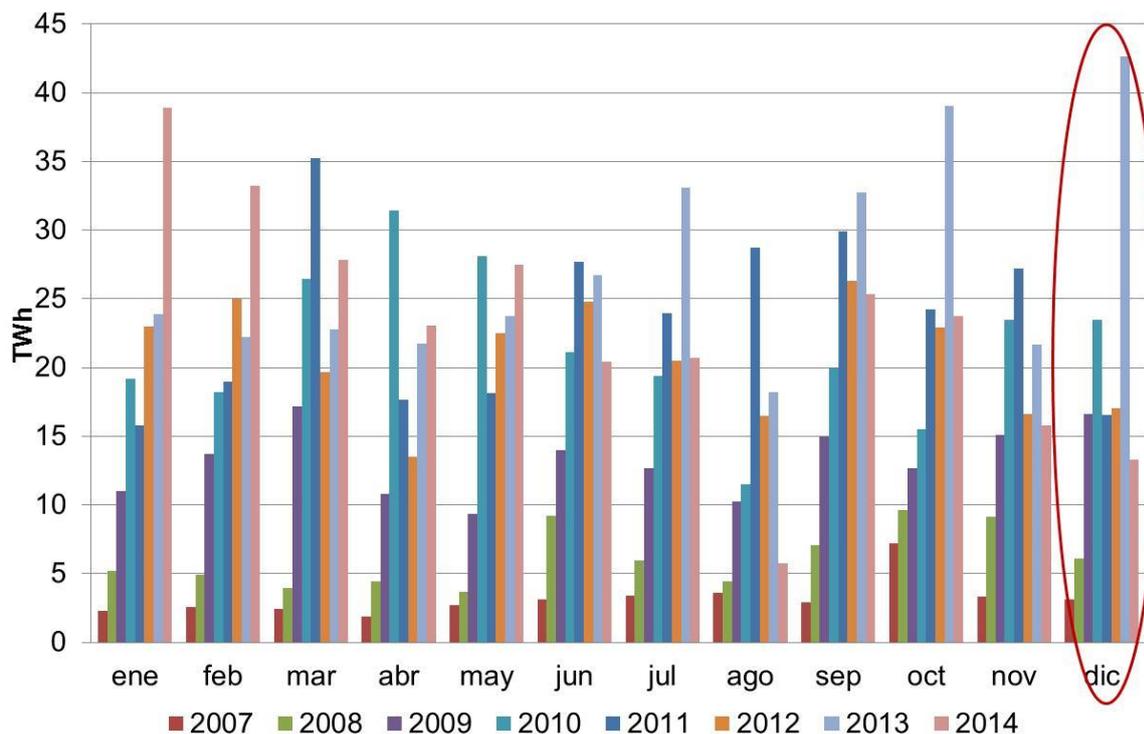


Gráfico 4. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a 2014) (en %)



El Gráfico 5 muestra la evolución del volumen mensual negociado en el mercado OTC. En el mes de diciembre de 2014, el volumen negociado en dicho mercado (13,3 TWh) se redujo un 68,9% respecto al volumen negociado el mismo mes del año anterior (42,7 TWh, en diciembre de 2013²).

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

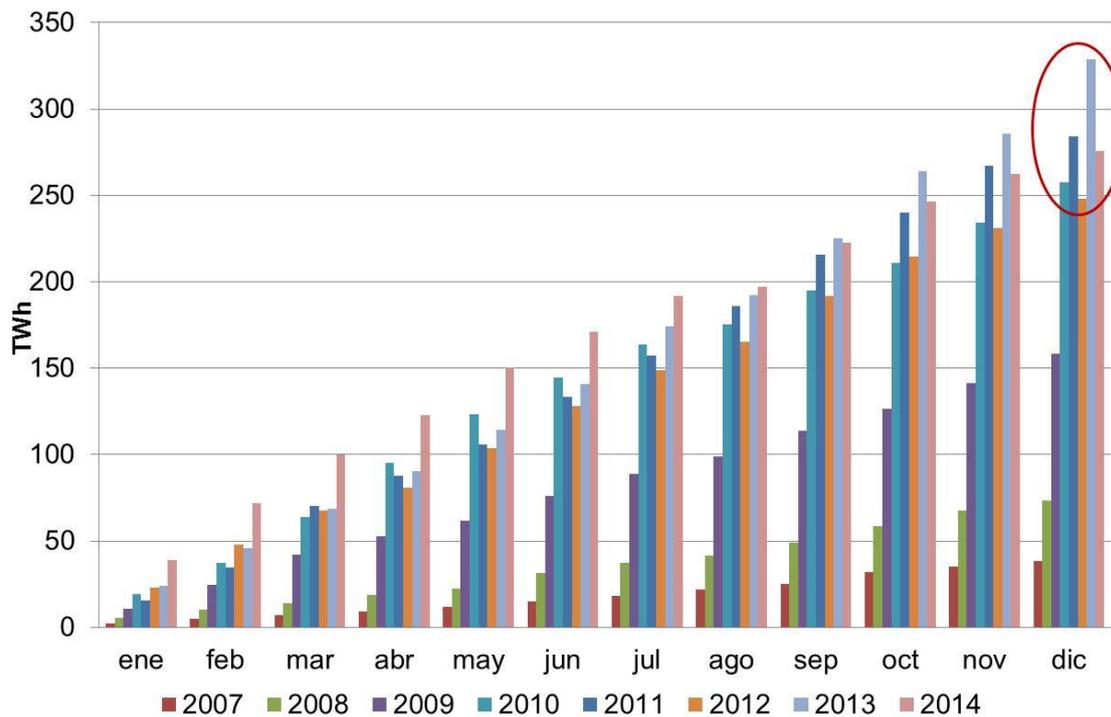


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación

² En diciembre de 2012, el volumen de negociación en el OTC fue de 17,0 TWh.

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. En el año 2014 el volumen acumulado negociado en el mercado OTC (275,4 TWh) disminuyó un 16,1% respecto al año 2013 (328,5 TWh).

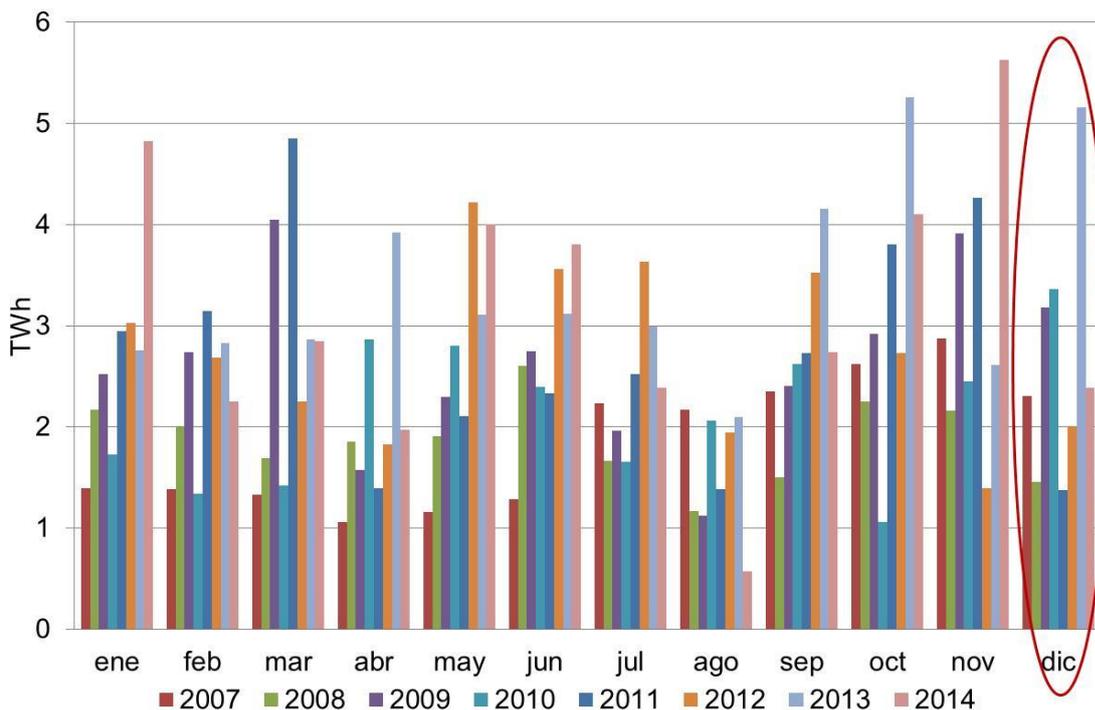
Gráfico 6. Volumen anual acumulado negociado en el mercado OTC (2007 a 2014)



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 diciembre de 2014, el volumen negociado en OMIP (2,4 TWh) fue un 53,7% inferior al negociado en el mismo mes del año anterior (5,2 TWh en diciembre de 2013).

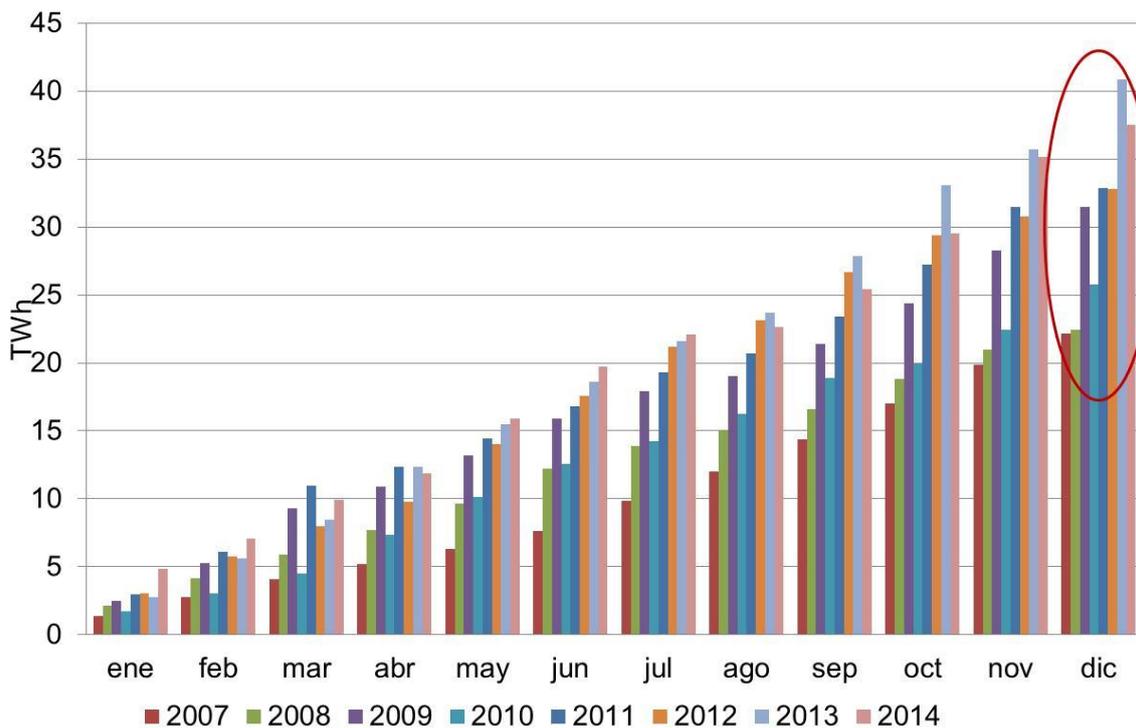
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a 2014)



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. En el año 2014 el volumen acumulado negociado en OMIP (37,5 TWh) disminuyó un 8,2% respecto al año 2013 (40,9 TWh).

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



Fuente: OMIP-OMIClear

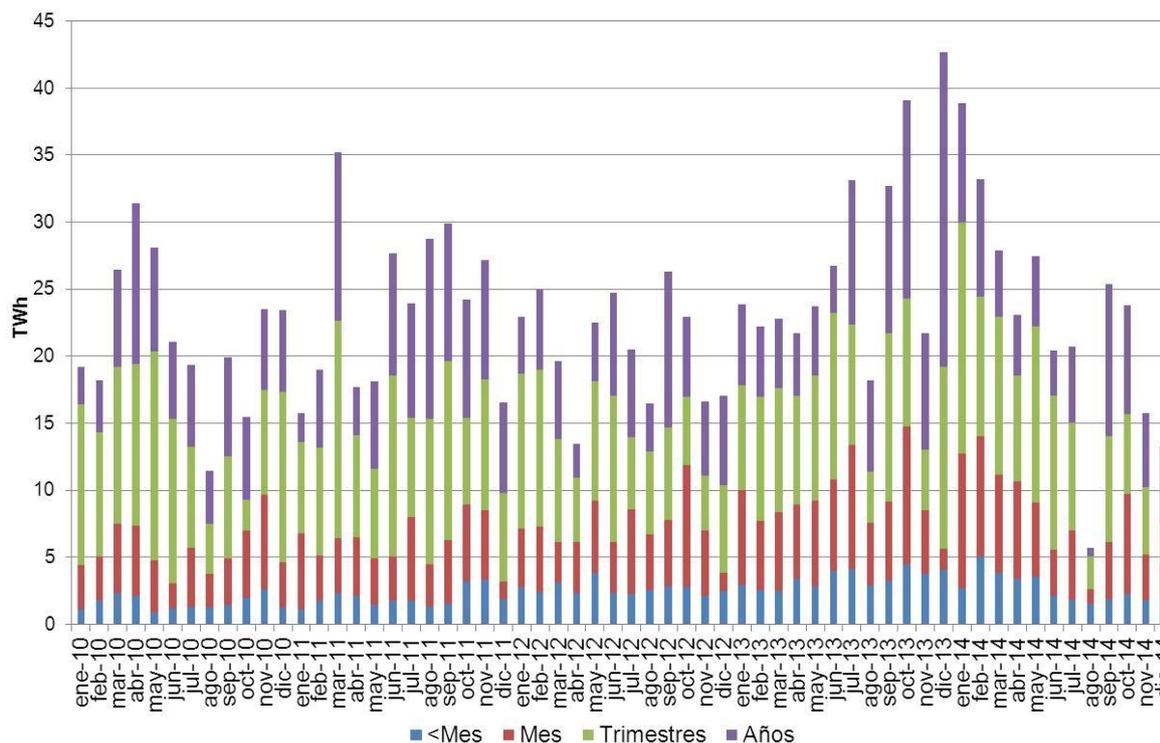
2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato

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 diciembre de 2014. El Gráfico 10 recoge la misma información en términos porcentuales.

Durante el mes de diciembre de 2014 el contrato más negociados en el mercado OTC, en términos de energía, fue el contrato con periodo de liquidación anual con el 43,5% (5,8 TWh) del total negociado (13,3 TWh). En el mes de noviembre de 2014 dicho contrato también fue el más negociado (5,5 TWh), con un porcentaje del 35,1% sobre el total negociado en el OTC.

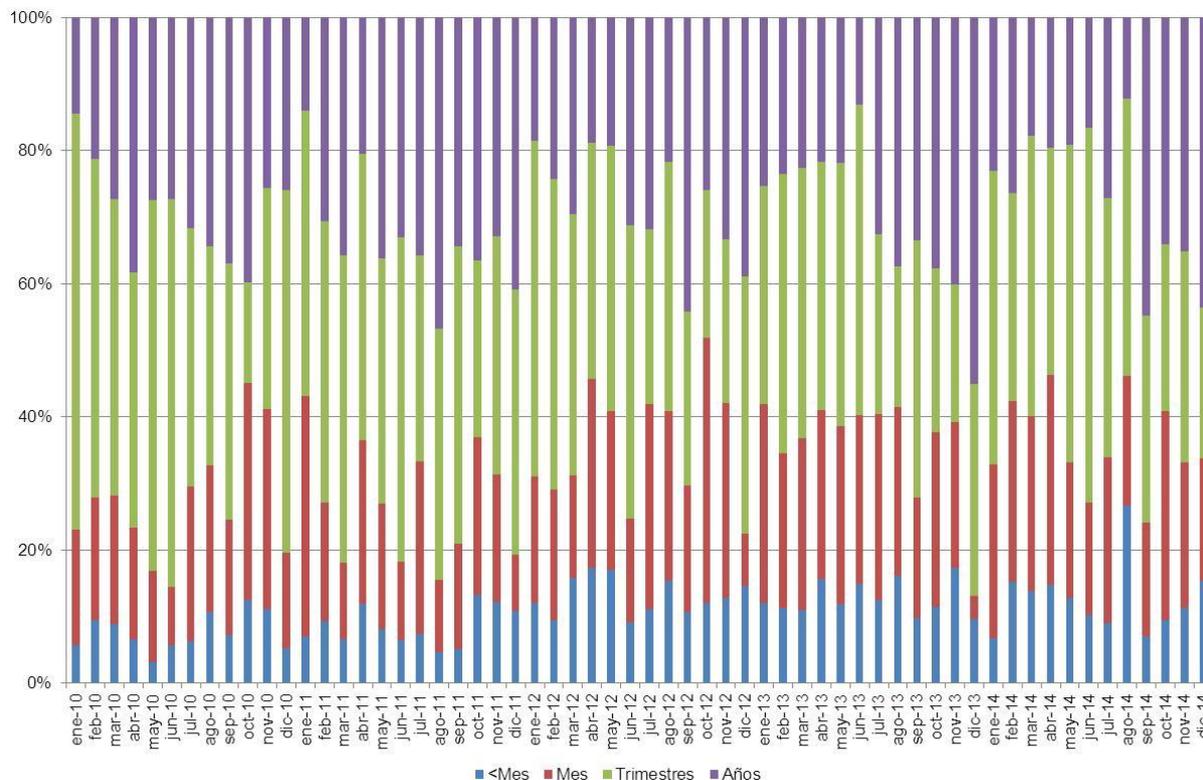
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación OTC por tipo de contrato (TWh)



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 %)



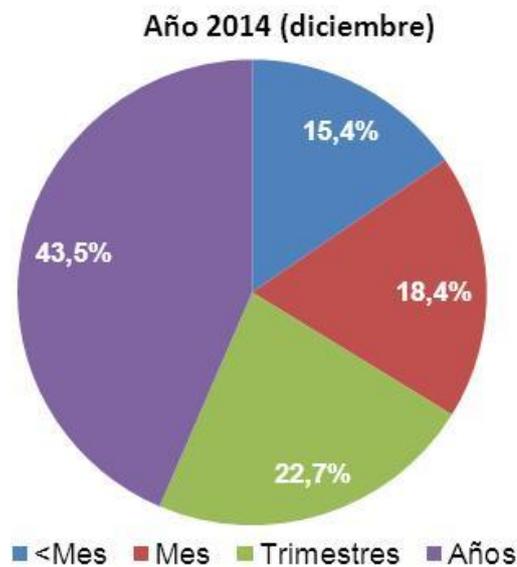
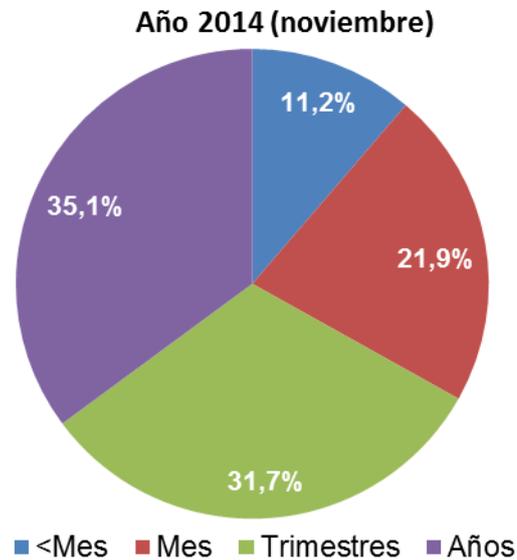
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

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

Durante el año 2014, el 25,1% de la energía negociada en el mercado OTC correspondió al contrato con vencimiento en el año siguiente Cal+1 (1,3%, en dicho periodo para el contrato con vencimiento a dos años vista Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes ascendieron a un 24,4% y un 7,6% (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 noviembre y diciembre de 2014. En el mes de diciembre destaca el descenso registrado en el volumen de negociación de los contratos trimestrales, que pasaron a representar un 22,7%, respecto al 31,7% del mes de noviembre. Por el contrario, el volumen de negociación de los contratos anuales aumentó, al pasar de un 35,1% en noviembre a un 43,5% en diciembre.

Gráfico 11. Volumen de negociación OTC por tipo de contrato (noviembre y diciembre 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

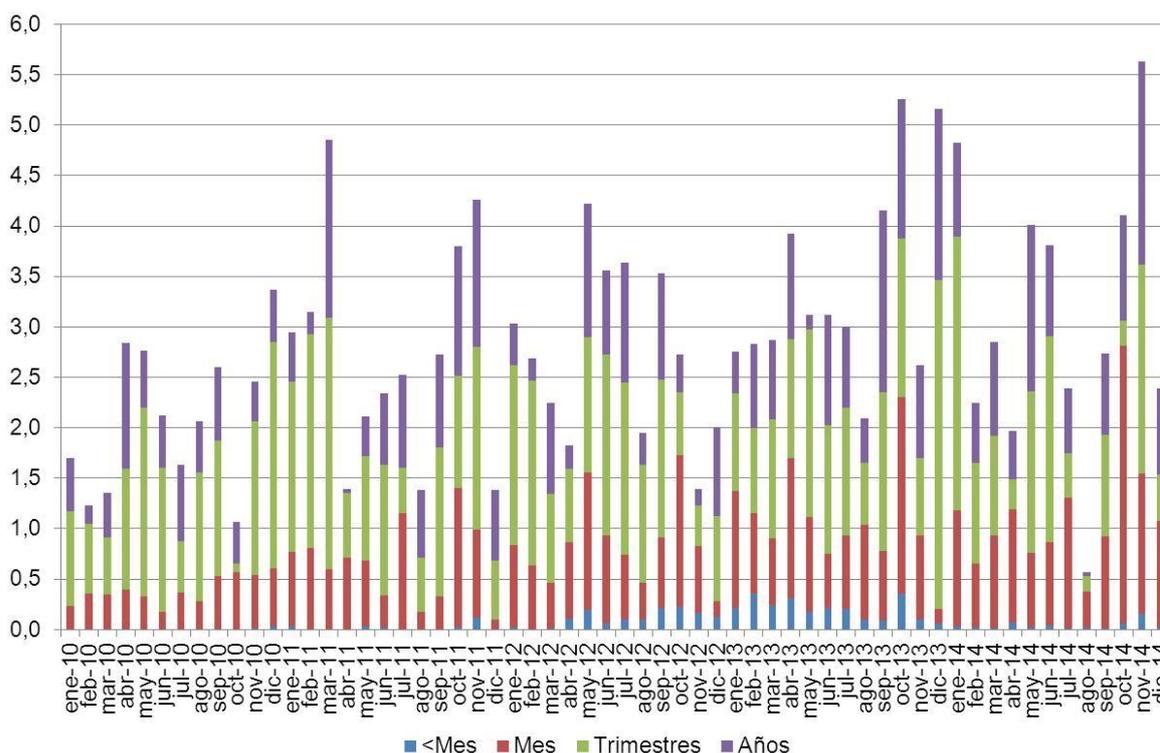
2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato

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 diciembre de 2014. El Gráfico 13 muestra la misma información en términos porcentuales.

En el mes de diciembre de 2014, los contratos con mayor volumen de negociación, en términos de energía, en el mercado de futuros de OMIP fueron los mensuales y anuales con un 44,2% y un 35,6%, respectivamente (1,1 TWh y 0,8 TW, respectivamente). Por su parte, la negociación de los contratos con liquidación trimestral representó el 19,2% del volumen total negociado (0,5 TWh).

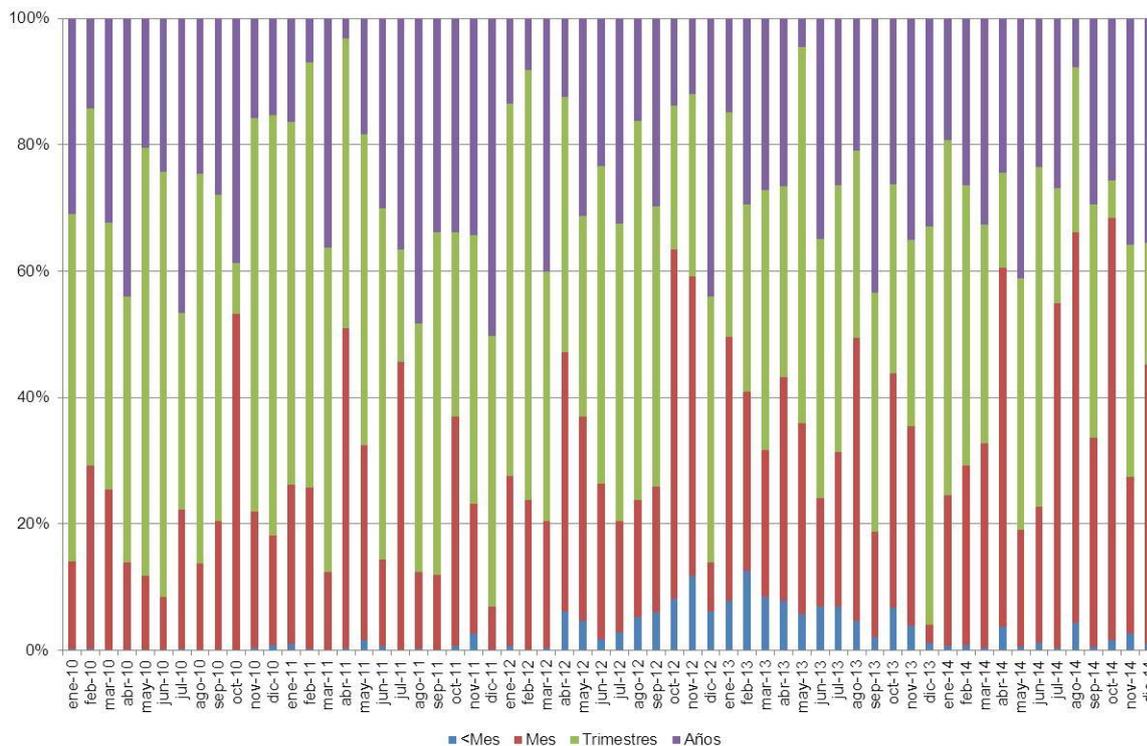
Gráfico 12. Volumen mensual de negociación en OMIP por tipo de contrato (TWh)



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).

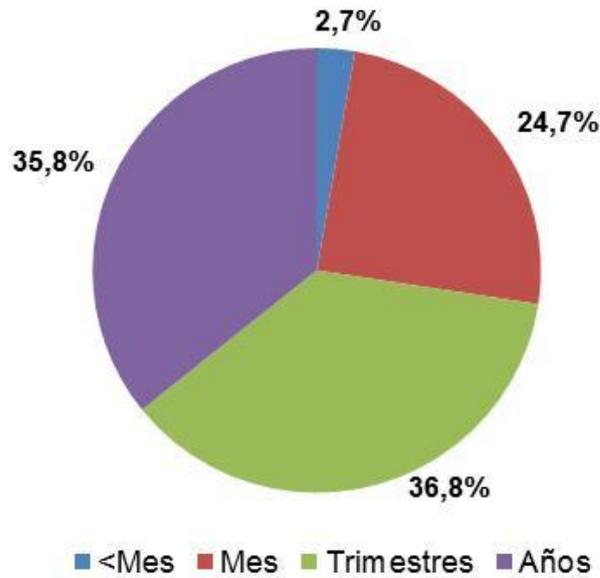
Fuente: OMIP-OMIClear

En el año 2014, el 28,1% 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 un 17,6% para el Cal+1 y un 10,1% para el Cal+2.

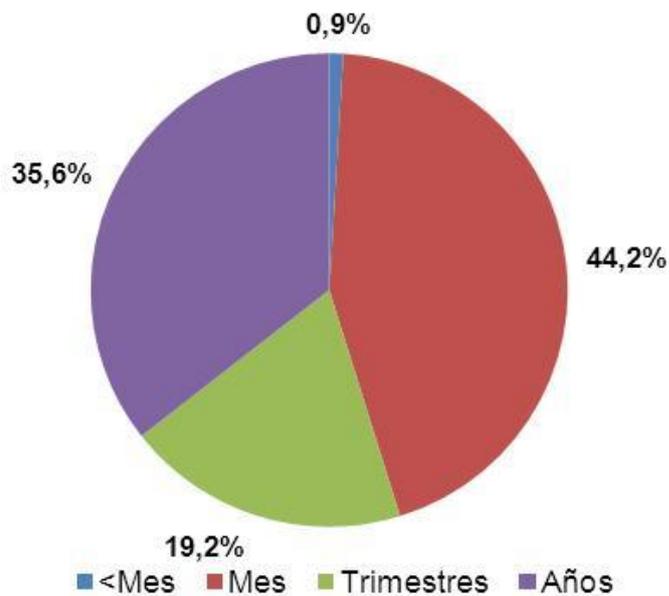
El Gráfico 14 muestra el peso relativo del volumen negociado por tipo de contrato, en términos de energía, en los meses de noviembre y diciembre de 2014. En el mes de diciembre destaca el ascenso registrado en la negociación de los contratos con liquidación mensual, que pasaron de representar el 24,7% en el mes de noviembre al 44,2% en el mes de diciembre. Por el contrario, los contratos con liquidación trimestral pasaron de representar el 36,8% del total negociado en noviembre de 2014 al 19,2% en el mes de diciembre de 2014.

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

Año 2014 (noviembre)



Año 2014 (diciembre)



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 CO₂.

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 diciembre, 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) y para el contrato con liquidación en el mes de enero de 2015.

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron en el mes de diciembre una tendencia descendente respecto a las registradas en el mes anterior. La cotización que registró el mayor descenso fue la del contrato mensual con liquidación en el mes de enero de 2015 (15,7%), seguida de la cotización de los contratos con vencimiento en febrero de 2015 (7,0%) y tercer trimestre de 2015 (6,9%).

Asimismo, en el mercado francés, los precios de los contratos a plazo de energía eléctrica registraron una tendencia descendente. El mayor descenso se registró en las cotizaciones de los contratos mensuales con liquidación en enero y en febrero de 2015, con un 23,8% y 12,9%, respectivamente.

En el mercado español, el mayor descenso en la cotización de los contratos a plazo se registró en el contrato mensual con liquidación en el mes de febrero de 2015 (-8,2%) y en el contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2015 (-5,2%).

A finales de diciembre, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2015 se situó en el mercado español (46,05 €/MWh; -2,8%) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (34,18 €/MWh; -3,7%) y en Francia (40,28 €/MWh; -5,8%).

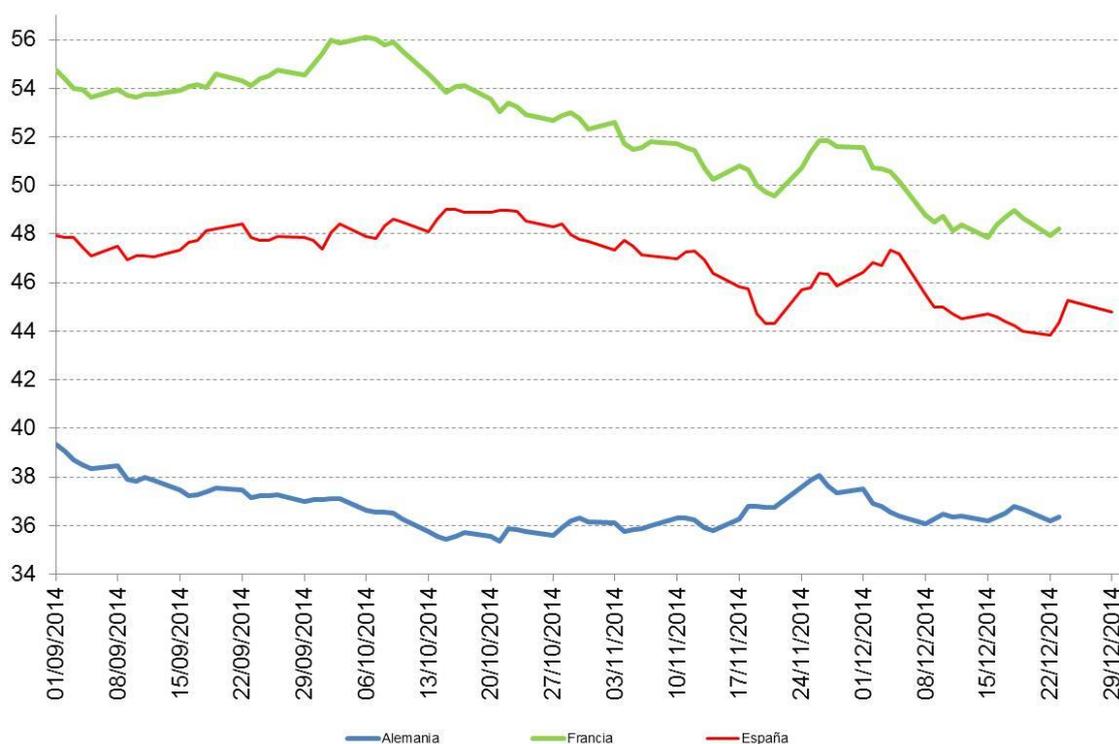
Cuadro 3. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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)		
	diciembre-14	noviembre-14	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-14	noviembre-14	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-14	noviembre-14	% Variación dic. vs. nov.
ene-15	46,93	47,40	-1,0%	32,02	38,00	-15,7%	39,36	51,62	-23,8%
feb-15	46,13	50,27	-8,2%	36,58	39,33	-7,0%	47,85	54,96	-12,9%
Q1-15	44,80	45,85	-2,3%	36,36	37,33	-2,6%	48,21	51,60	-6,6%
Q2-15	41,10	43,00	-4,4%	30,75	32,68	-5,9%	32,11	34,64	-7,3%
Q3-15	49,05	51,76	-5,2%	32,01	34,40	-6,9%	32,10	34,52	-7,0%
Año 2015	46,05	47,40	-2,8%	34,18	35,48	-3,7%	40,28	42,76	-5,8%

Nota: En el mercado español: cotizaciones de noviembre a 28/11/14; y cotizaciones de diciembre a 31/12/2014, salvo para los contratos Q1-15 y Año 2015 en diciembre, que corresponden al 29/12/14. Cotizaciones en los mercados alemán y francés de los contratos Q1-15 y Año 2015, a 23/12/14; y de los contratos con liquidación en los meses de enero y febrero de 2015 y de los contratos con liquidación en Q2-15 y Q3-15, a 30/12/14.

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

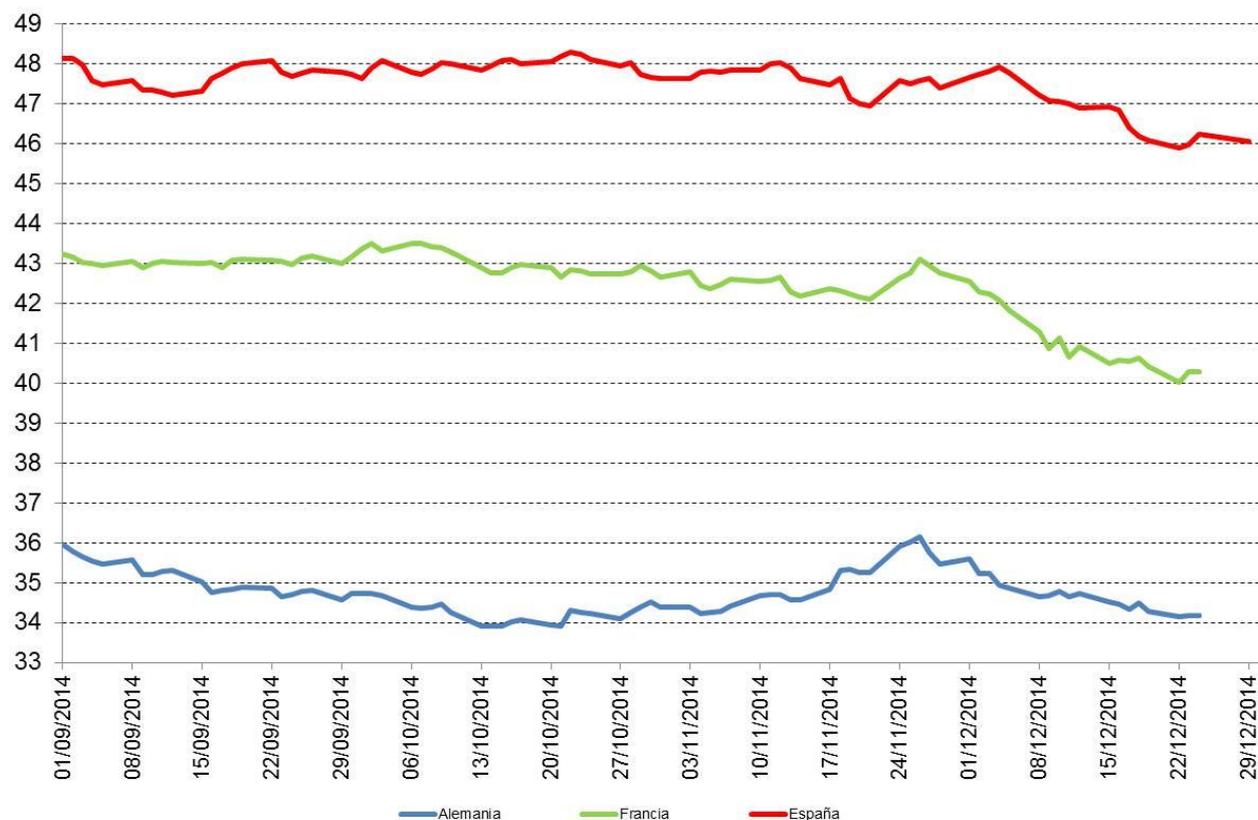
Gráfico 15. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-15 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de septiembre – 31 de diciembre de 2014



Nota: Cotización del contrato Q1-15 con fecha 29/12/14 en OMIP, y con fecha 23/12/14 en EEX.

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 septiembre – 31 de diciembre de 2014



Nota: Cotización del contrato Año 2015 con fecha 29/12/14 en OMIP, y con fecha 23/12/14 en EEX.

Fuente: EEX y OMIP

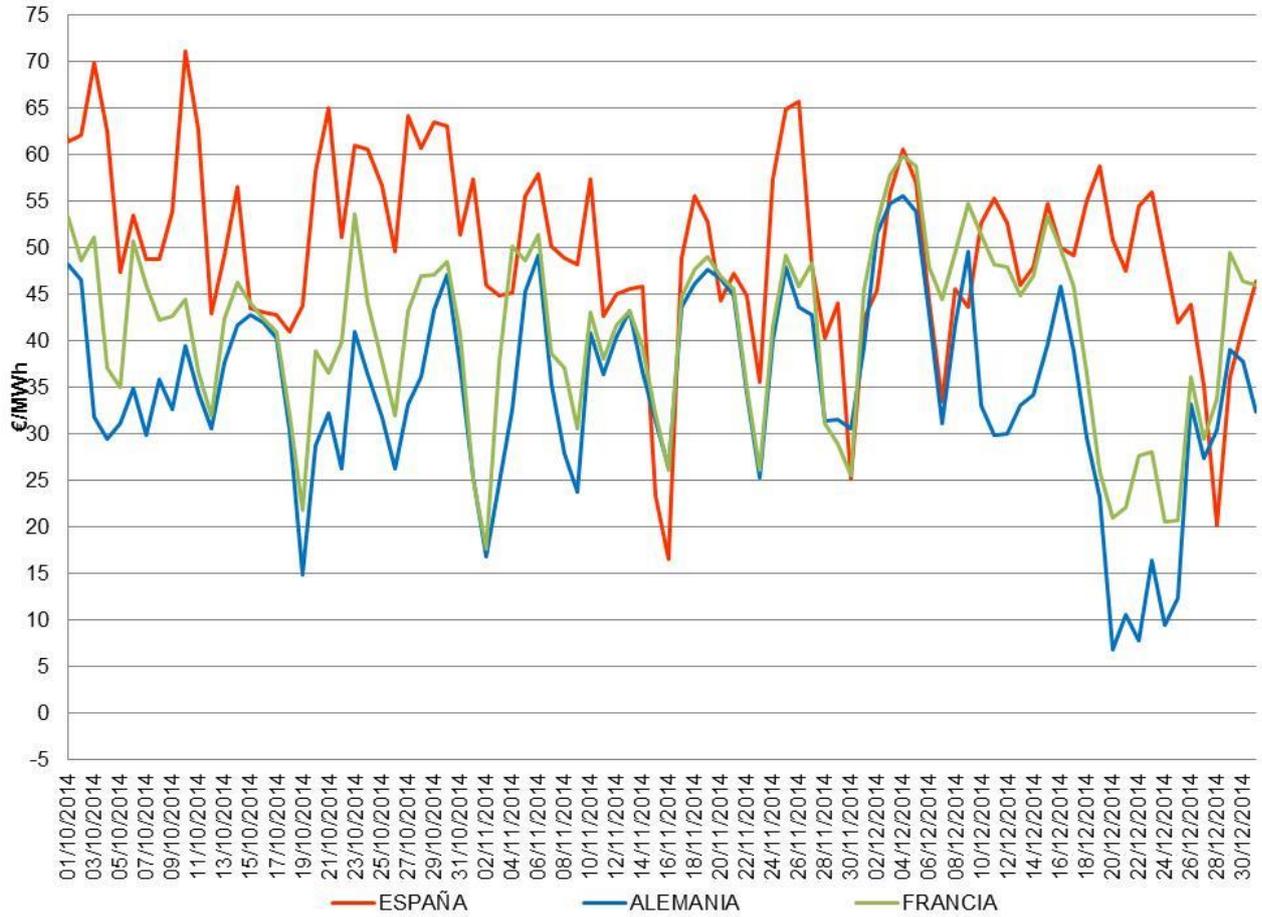
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 4 y Gráfico 17), en el mes de diciembre el precio medio del mercado diario en España, 47,47 €/MWh, se incrementó un 1,4% respecto al registrado en el mes anterior (46,80 €/MWh), situándose por encima de los precios medios del mercado alemán (32,89 €/MWh) y del mercado francés (41,98 €/MWh).

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

Precios medios	diciembre-14	noviembre-14	%
	(€/MWh)	(€/MWh)	Variación
España	47,47	46,80	1,4%
Alemania	32,89	36,37	-9,6%
Francia	41,98	38,82	8,2%

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 octubre – 31 de diciembre de 2014

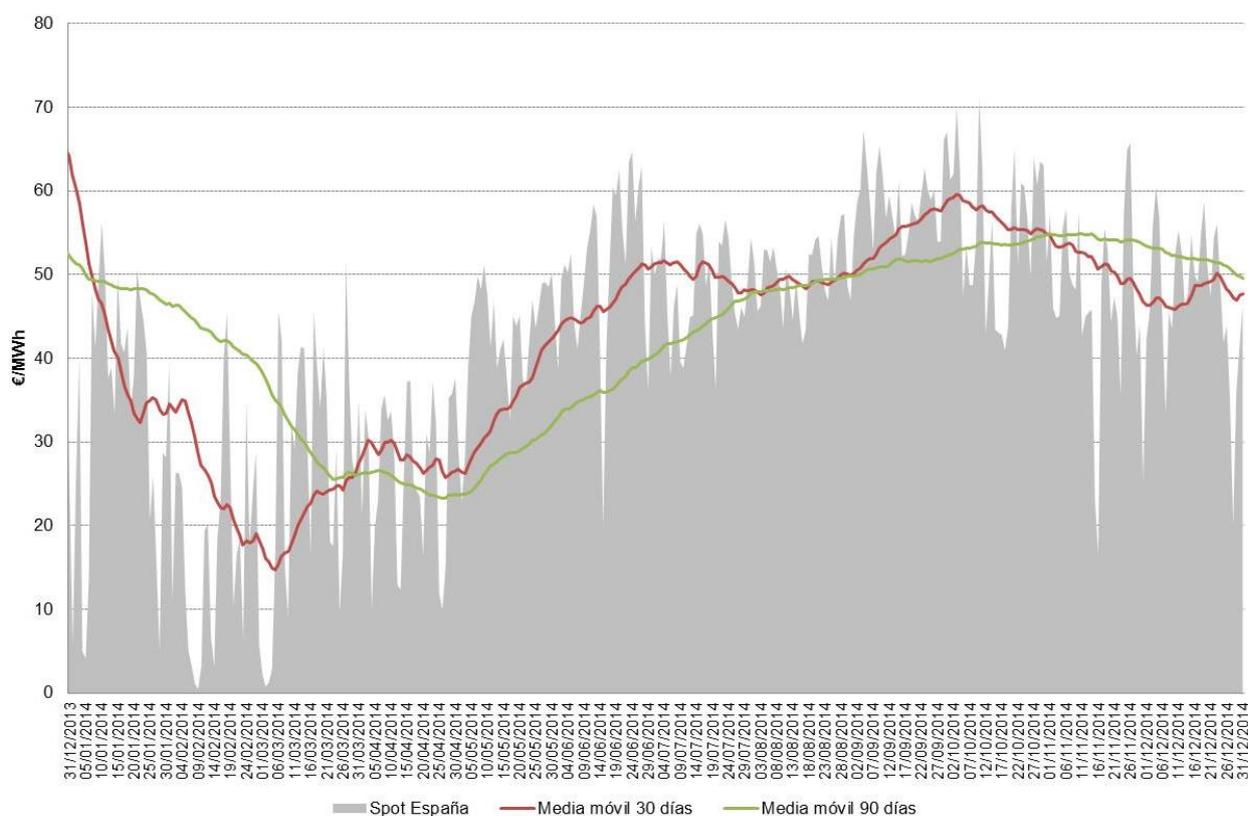


Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

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 31 de diciembre, en 47,65 €/MWh frente a 46,80 €/MWh a 30 de noviembre. La media móvil de los últimos 90 días se situó, a 31 de diciembre, en 53,61 €/MWh, mientras que a 30 de noviembre dicha media fue 49,57 €/MWh.

Gráfico 18. Evolución del precio del mercado diario en España, medias móviles últimos 30 y 90 días. Periodo: 31 de diciembre 2013 – 31 de diciembre 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 CO₂

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 CO₂.

Comentario general

A lo largo del mes de diciembre las cotizaciones de los contratos a plazo del Brent, del gas natural y del carbón mostraron una tendencia descendente. Por el contrario, las cotizaciones de los contratos a plazo de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia ascendente.

Las cotizaciones del Brent para los contratos de futuros con vencimiento a 1 y 3 meses contabilizaron, en el mes de diciembre, un descenso del 18,3% y 16,8%, respectivamente, situándose, el 31 de diciembre, en 57,33 \$/Bbl y 59,19 \$/Bbl, respectivamente. La mayor variación al alza de las cotizaciones entre dos sesiones se produjo el 19 de diciembre (incremento del 3,6%, tanto para el contrato con vencimiento a 1 mes, como 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 8 de diciembre (descenso del 4,2% para para el contrato con vencimiento a 1 mes, y del 4,0% para el contrato con vencimiento a 3 meses).

Asimismo, durante el mes de diciembre la tendencia de la cotización de los contratos a plazo de gas natural en el Reino Unido (NBP) fue descendente respecto al mes anterior. El mayor descenso se registró en la cotización del contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (13,4% respecto al mes anterior), situándose en 21,71 €/MWh el 31 de diciembre. Por su parte, respecto al mes de noviembre, la cotización del contrato mensual con entrega en enero de 2015 y del contrato trimestral con entrega en el segundo trimestre de 2015 descendieron un 12,3% y un 10,7%, respectivamente.

Análogamente, los precios de los contratos de futuros de carbón EEX ARA disminuyeron en el mes de diciembre respecto al mes anterior. El precio del contrato mensual con vencimiento en enero de 2015 descendió un 8,3%, situándose en 67,00 \$/t el 30 de diciembre. Por su parte, el descenso de la cotización del contrato trimestral con entrega en el primer trimestre de 2015 fue del 6,2% y para el contrato con entrega en el año 2015 dicho descenso se situó en un 6,5%.

Por el contrario, los precios de los contratos de futuros sobre derechos de emisión EUA Dic-15 y EUA Dic-16 registraron, en el mes de diciembre, una tendencia ascendente. Así, la cotización del contrato EUA Dic-15 aumentó un 2,7% (7,34 €/tCO₂ el 31 de diciembre) y la del contrato EUA Dic-16 se situó en un 2,6% en el (7,48 €/tCO₂ el 31 de diciembre).

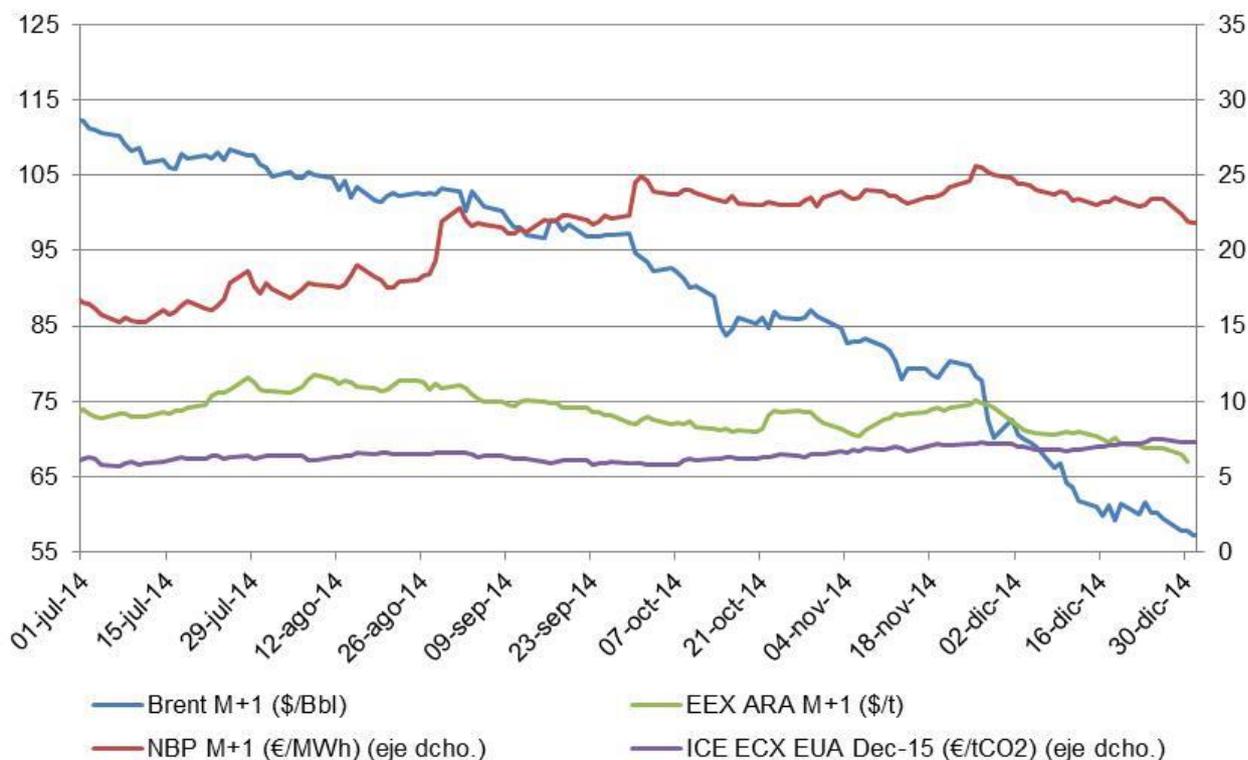
Cuadro 5. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

	Cotizaciones en diciembre de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en noviembre de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes dic. vs nov.
	31-dic-14	Mín.	Máx.	28-nov-14	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	54,98	54,98	71,18	71,67	70,69	84,84	-23,3%
Brent entrega a un mes	57,33	57,33	72,54	70,15	70,15	84,78	-18,3%
Brent entrega a tres meses	59,19	59,19	73,45	71,14	70,15	85,86	-16,8%
Gas natural Europa €/MWh							
Gas NBP Spot	21,10	21,10	24,84	24,85	22,36	25,70	-15,1%
Gas NBP entrega Ene-15	21,94	21,94	24,84	25,01	23,66	25,80	-12,3%
Gas NBP entrega Q1-15	21,71	21,71	24,84	25,06	23,65	25,96	-13,4%
Gas NBP entrega Q2-15	20,55	20,55	22,82	23,02	22,06	23,89	-10,7%
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón entrega Ene-15	67,00	67,00	72,33	73,10	69,81	74,20	-8,3%
Carbón entrega Q1-15	67,87	67,87	71,68	72,38	69,44	73,58	-6,2%
Carbón entrega 2015	67,32	67,32	71,60	71,98	69,61	73,18	-6,5%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-2015	7,34	6,65	7,46	7,15	6,60	7,30	2,7%
Dchos. emisión EUA Dic-2016	7,48	6,78	7,60	7,29	6,74	7,45	2,6%

- 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 Ene-15 corresponde a la del día 30/12/14.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX). La última cotización del contrato con entrega en Ene-15 corresponde a la del día 30/12/14. La última cotización de los contratos con entrega en Q1-15 y en el año 2015 corresponde a la del día 23/12/14.
- Precios de los derechos de emisión de CO₂ 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 CO₂.
 Periodo: 1 julio – 31 diciembre 2014**



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

3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent

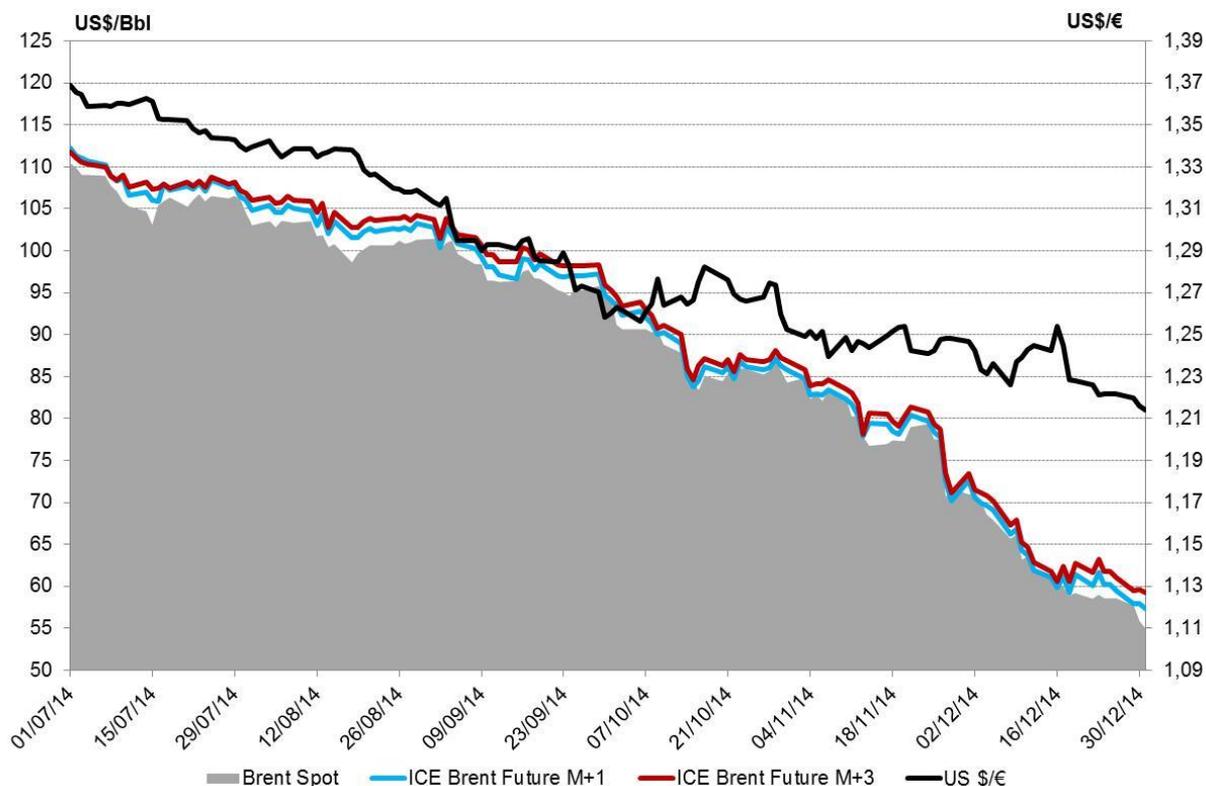
En el mes de diciembre la cotización (spot) del Brent, con un comportamiento descendente, fluctuó en el rango 54,98 – 71,18 \$/Bbl, habiéndose registrado la cotización mínima el 31 de diciembre y la máxima el 2 de diciembre.

Por su parte, los precios del barril de crudo Brent de referencia en Europa, a 1 y 3 meses, oscilaron en el rango 57,33 – 73,45 \$/Bbl. Los precios mínimo y máximo se registraron, asimismo, el 31 y el 1 de diciembre, respectivamente.

La evolución del tipo de cambio \$/€ fue descendente a lo largo del mes de diciembre, pasando de 1,25 \$/€, el 1 de diciembre, a 1,21 \$/€, el 31 de diciembre.

En €/Bbl, los precios de los contratos del crudo Brent a 1 y 3 meses oscilaron, en el mes de diciembre, en el rango 47,22 – 58,91 €/Bbl, contabilizándose el mínimo mensual el 31 de diciembre y el máximo el 1 de diciembre.

Gráfico 20. Evolución cotización del Brent (\$/Bbl) y del tipo de cambio (\$/€).
Periodo: 1 julio – 31 diciembre 2014



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

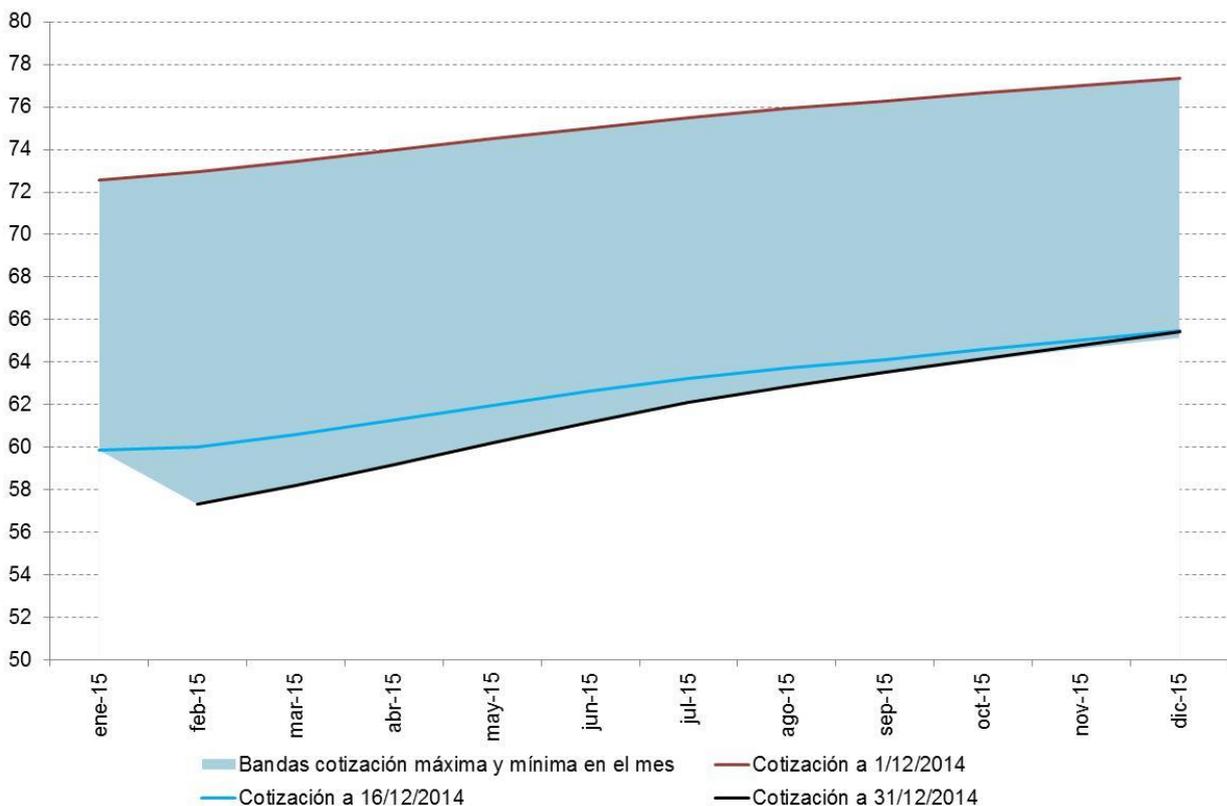
Entre los factores que contribuyeron a la disminución de los precios del petróleo, cabe destacar el anuncio por parte de la OPEP de no reducir su producción, los elevados inventarios en Estados Unidos, el estancamiento en la demanda y las previsiones para 2015 de menores precios, baja demanda y amplios suministros.

El Gráfico 21 muestra el rango de variación de la curva de precios a plazo del Brent en el mes de diciembre. A 31 de diciembre, 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 57,33 \$/Bbl y 65,44 \$/Bbl.

La cotización del contrato Brent M+12 (diciembre de 2015) fluctuó en el rango 65,44 – 77,35 \$/Bbl, cerrando en 65,44 \$/Bbl el 31 de diciembre.

En el periodo considerado de cotización (diciembre), 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 12,2 – 15,6 \$/Bbl.

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



Nota: el último día de cotización del contrato ene-15 es el 16 de diciembre, por lo que la curva a plazo a 31/12/2014 no muestra dicho valor

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

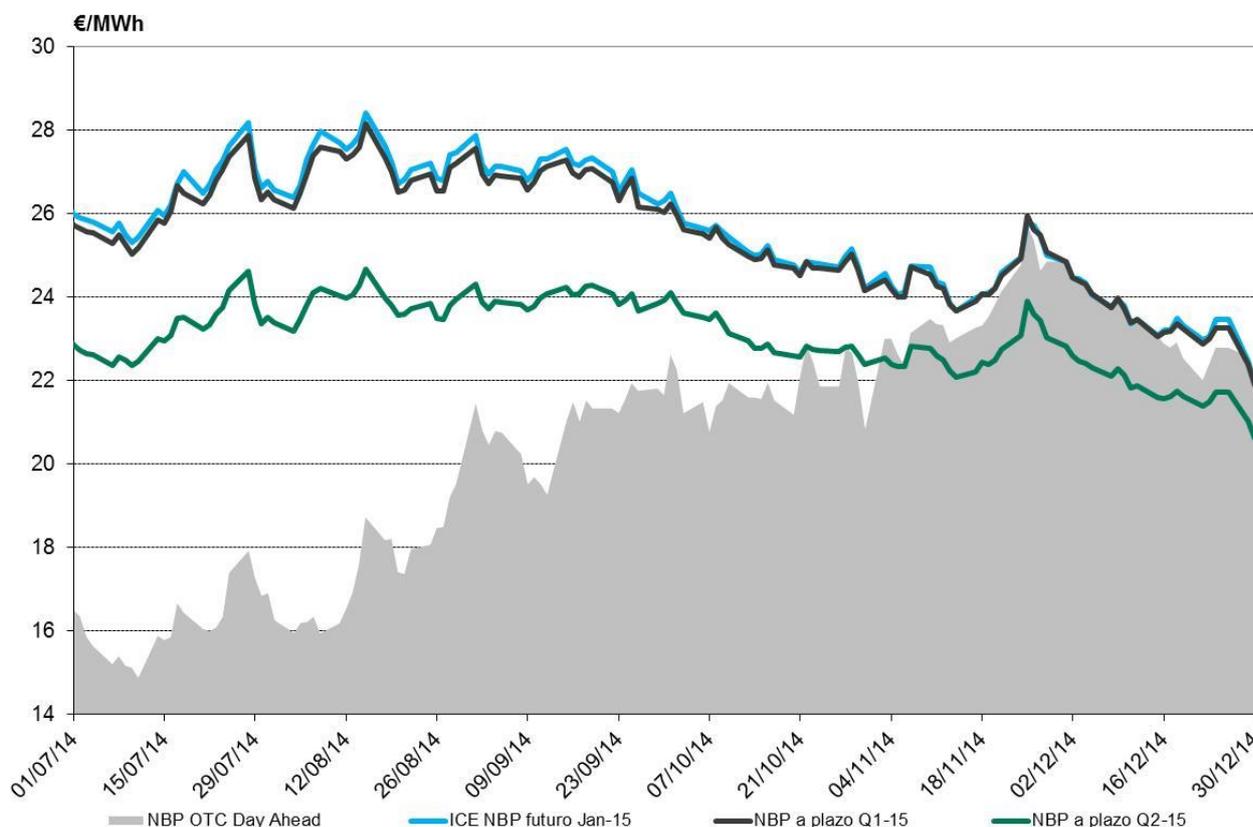
3.2.2. Evolución del gas natural

Durante el mes de diciembre, la cotización de los contratos a plazo de gas natural en el Punto Nacional de Balance del Reino Unido (NBP) registraron una tendencia descendente, justificada por los mayores suministros al mercado británico, tanto por gasoducto desde Noruega como por GNL, y las elevadas existencias en los almacenamientos. El 30 de diciembre, el contrato mensual (referencia NBP) con entrega en enero de 2015 registró una cotización de 21,94 €/MWh (un 12,3% inferior a la del 28 de noviembre).

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 21,71 – 24,84 €/MWh (mínimo registrado el 31 de diciembre y máximo contabilizado el 1 de diciembre), con un descenso del 13,4% respecto a su cotización en el mes de noviembre.

El contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2015 (Q2-15), presentó un valor mínimo el día 31 de diciembre y un máximo el día 1 de diciembre, oscilando en el rango 20,55 – 22,82 €/MWh. Su cotización a cierre de mes (20,55 €/MWh) fue un 10,7% inferior a la registrada el mes anterior. En media, los precios del contrato Q2-15 se situaron 1,6 €/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 enero 2015 y trimestrales Q1-15 y Q2-15 (en €/MWh). Período: 1 julio – 31 diciembre 2014

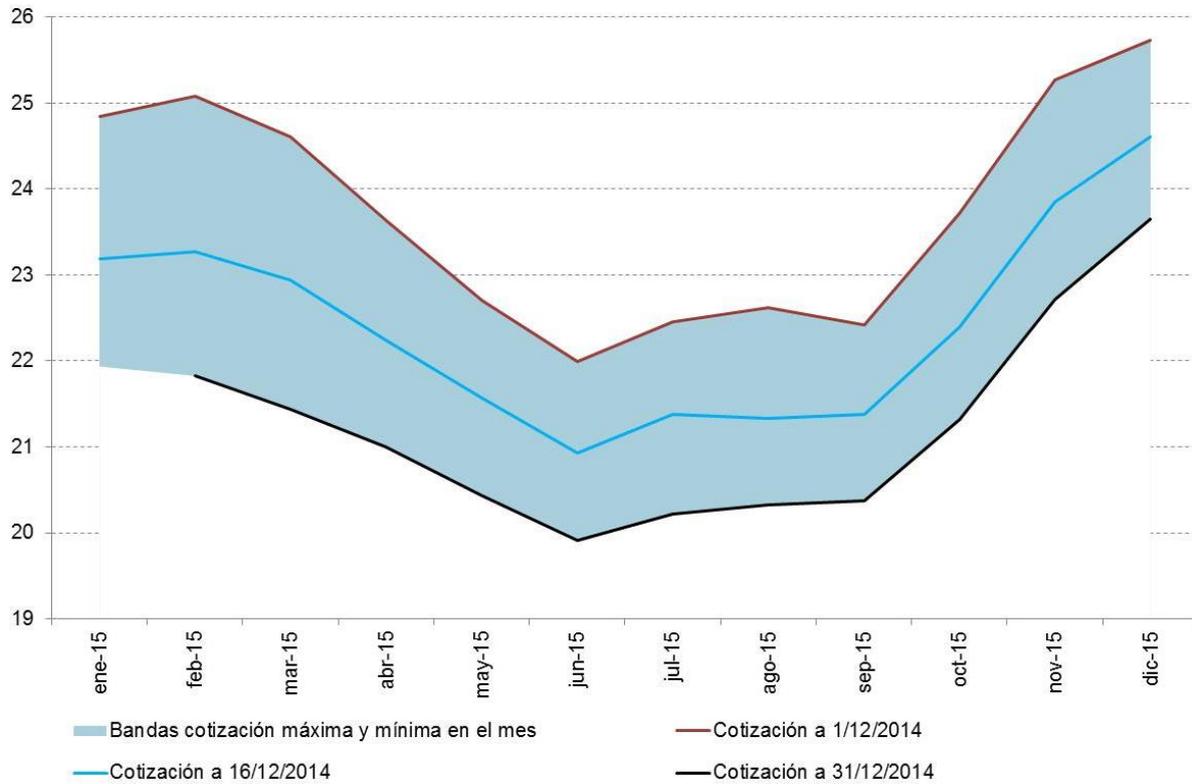


Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Platts y BCE

A 31 de diciembre, 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 descendente hasta junio de 2015. Así, entre febrero de 2015 y junio de 2015 los precios del gas natural descenderían desde 21,83 €/MWh hasta 19,91 €/MWh. Sin embargo, a partir del mes de julio de 2015 su evolución es ascendente, hasta situarse en diciembre de 2015 en 23,64 €/MWh.

En el periodo considerado de cotización (diciembre), la fluctuación media entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del gas natural fue de 2,49 €/MWh.

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



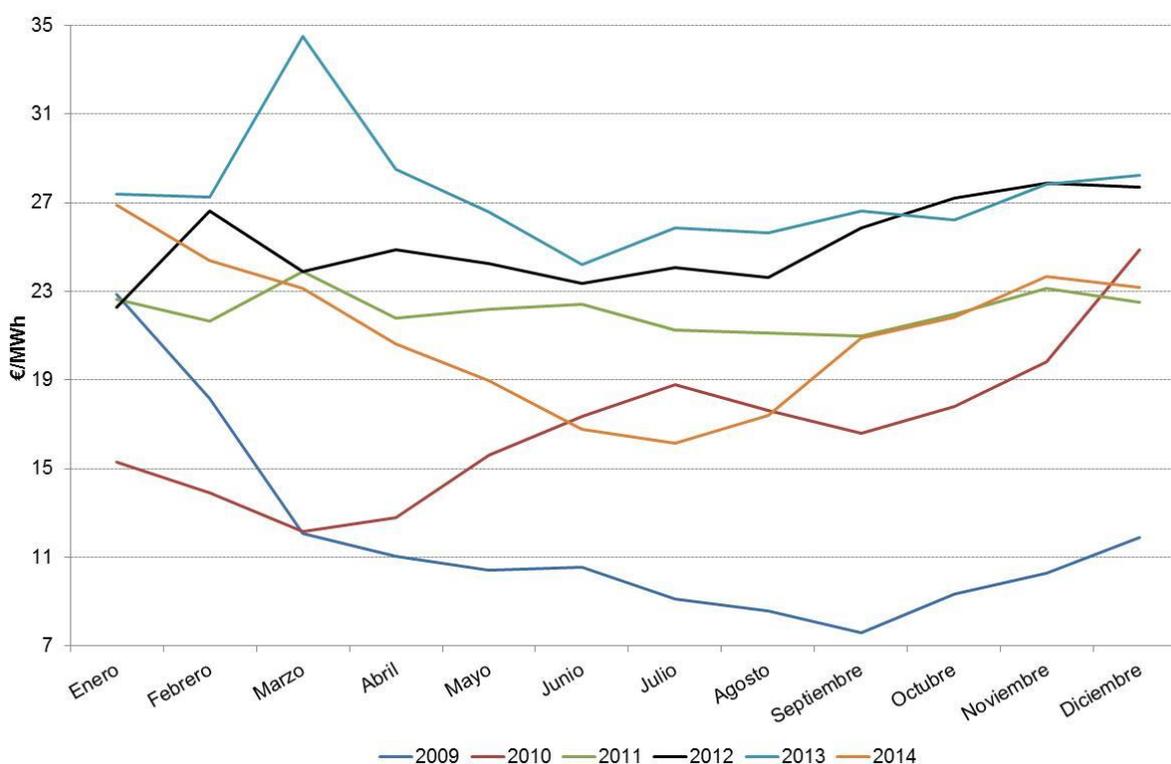
Nota: el último día de cotización del contrato ene-15 es el 30 de diciembre, por lo que la curva a plazo a 31/12/2014 no muestra dicho valor

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

Durante el mes de diciembre los precios spot del gas natural en el Reino Unido se situaron en un rango de 21,10 – 24,84 €/MWh (valor mínimo registrado el día 31 y valor máximo contabilizado el día 1). La cotización a 31 de diciembre (21,10 €/MWh) fue un 15,1% inferior a la cotización del mes anterior.

La cotización media (spot) del mes de diciembre (23,16 €/MWh) fue un 18,0% inferior a la registrada el mismo mes del año anterior (28,24 €/MWh), y un 2,2% inferior a la cotización media del mes de noviembre de 2014 (23,67 €/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

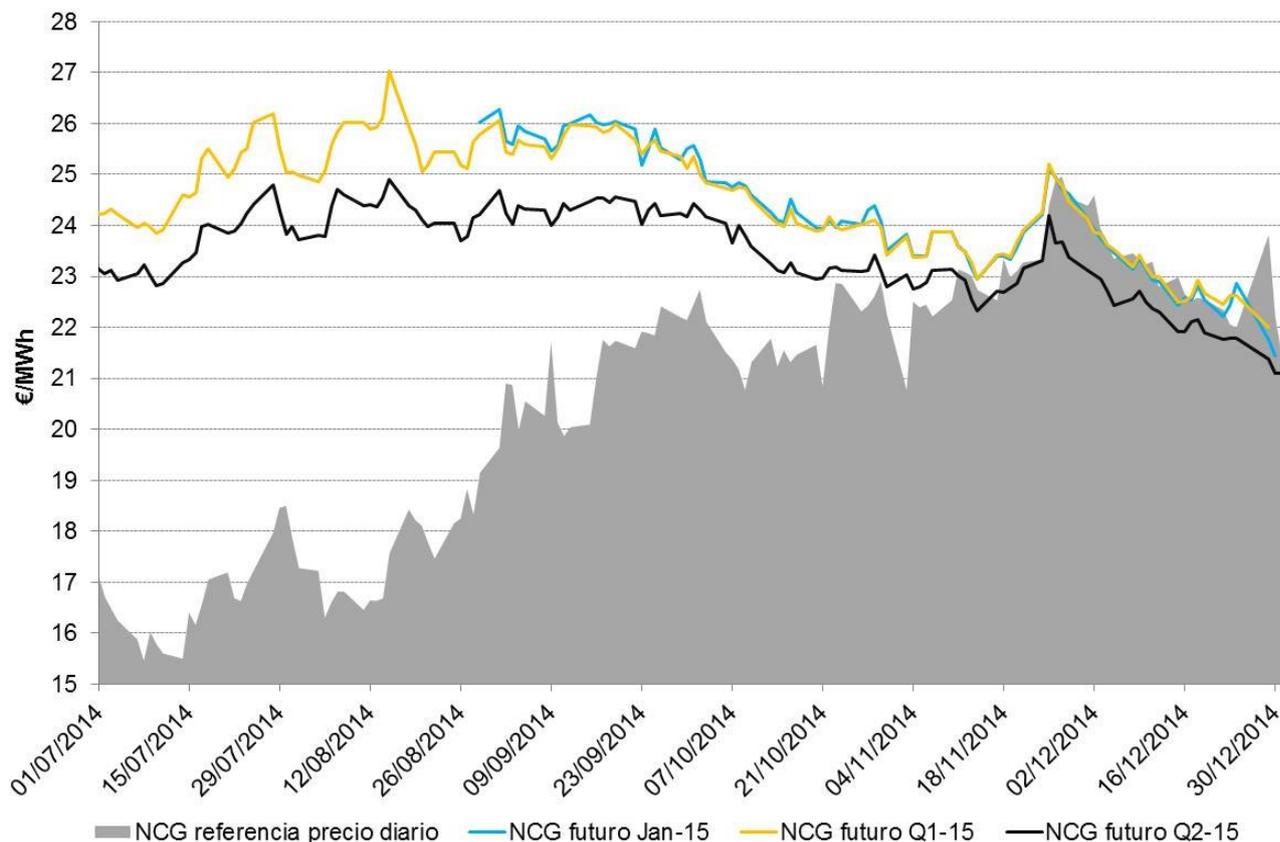
Cotizaciones de gas natural en Alemania

En el mes de diciembre, 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 22,01 – 24,13 €/MWh (mínimo y máximo registrados, respectivamente, los días 29 y 1 de diciembre). El 29 de diciembre (último día de cotización del contrato) su precio se situó en 22,01 €/MWh, un 10,1% inferior a la registrada al cierre del mes de noviembre (24,47 €/MWh el día 28).

Por su parte, el contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2015 (Q2-15), registró una cotización máxima de 23,12 €/MWh, el 1 de diciembre, y una cotización mínima de 21,10 €/MWh el 31 de diciembre. En media, la

cotización del contrato Q2-15 fue 0,75 €/MWh inferior a la del contrato Q1-15³ (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 diciembre, la media de los diferenciales de precio spot del mercado francés de gas entre las zonas sur (PEG Sud) y norte (PEG Nord) fue nulo. Entre los factores que contribuyeron a que dicho diferencial fuera 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.

³ Con datos hasta el 29 de diciembre de 2014, último día de cotización del contrato con vencimiento en Q1-15.

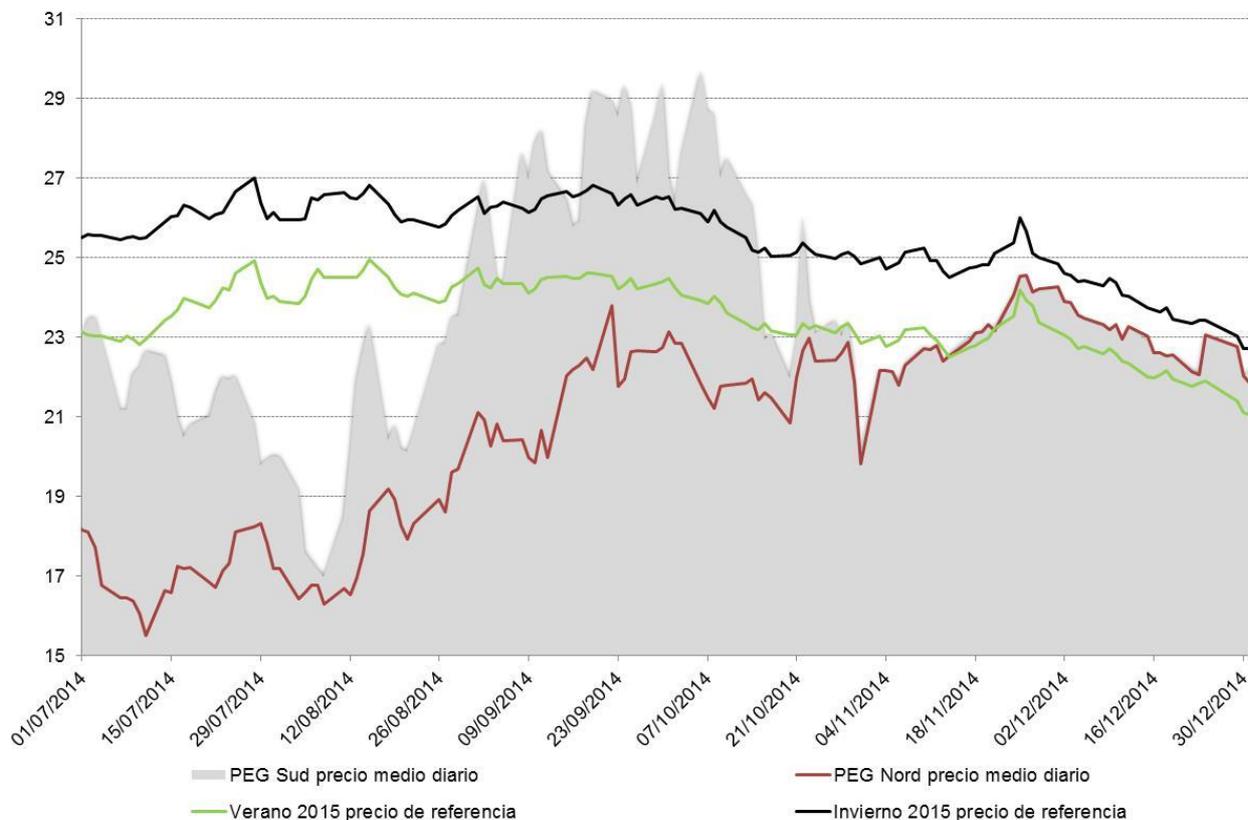
En el mes de diciembre, el precio medio de las zonas sur y norte se situó, en ambos casos, en 22,96 €/MWh, frente a 23,05 €/MWh y 23,03 €/MWh, respectivamente, el mes anterior.

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 tendencia descendente. En concreto, el contrato invierno 2015 cerró en 22,70 €/MWh (el 31 de diciembre), lo que supone un descenso del 9,2% respecto al precio de cierre del mes anterior (24,99 €/MWh el 28 de noviembre).

Asimismo, la cotización del contrato verano 2015, que abarca el segundo y tercer trimestres de 2015, registró un descenso del 9,8%, cotizando en 21,06 €/MWh el 31 de diciembre, frente a 23,36 €/MWh el 28 de noviembre.

En media, en el mes de diciembre, el diferencial entre el contrato invierno 2015 y el contrato verano 2015 se situó en 1,64 €/MWh (frente a 1,88 €/MWh en el mes de noviembre). En el cuarto trimestre de 2014, el diferencial entre el contrato invierno 2014 y verano 2015 se situó en media en 1,84 €/MWh (0,94 €/MWh en el tercer trimestre de 2014; 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 y durante el mes de diciembre mantuvo la tendencia descendente de meses anteriores (un 7% inferior a la registrada al cierre del mes anterior), en un contexto de baja demanda.

Por su parte, los precios del GNL para el noreste de Asia (referencia NEA publicada por Energy Intelligence) registraron hasta el mes de noviembre, por los mismos motivos, un elevado descenso (23,2%. Por el contrario, en el mes de diciembre, en un entorno de aumento de la demanda derivado de la previsión de descenso de las temperaturas, la cotización del GNL NEA mostró una tendencia alcista, un 4,3% superior a la cotización del mes anterior.

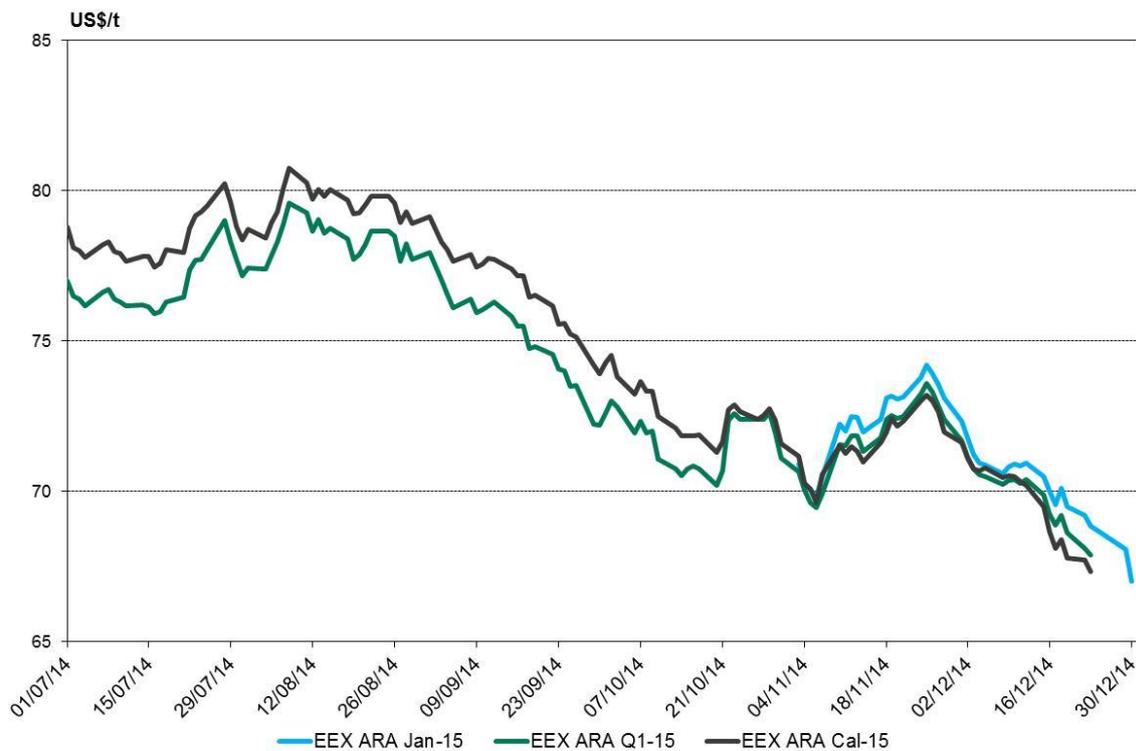
3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón

Durante el mes de diciembre, 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 descendente (-6,2%), cotizando a 67,87 \$/t el 23 de diciembre.

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 -0,84 – 0,28 \$/t⁴. La cotización del contrato anual Cal-15, a 23 de diciembre (67,32 \$/t) se situó un 6,5% por debajo de la cotización al cierre del mes anterior (71,98 \$/t a 28 de noviembre), oscilando durante el mes de diciembre en el rango 67,32 – 71,60 \$/t.

⁴ Con datos hasta el 23 de diciembre de 2014, último día de cotización de ambos contratos.

**Gráfico 27. Evolución precios del carbón (futuros EEX ARA, \$/t).
 Periodo 1 julio – 31 diciembre 2014**



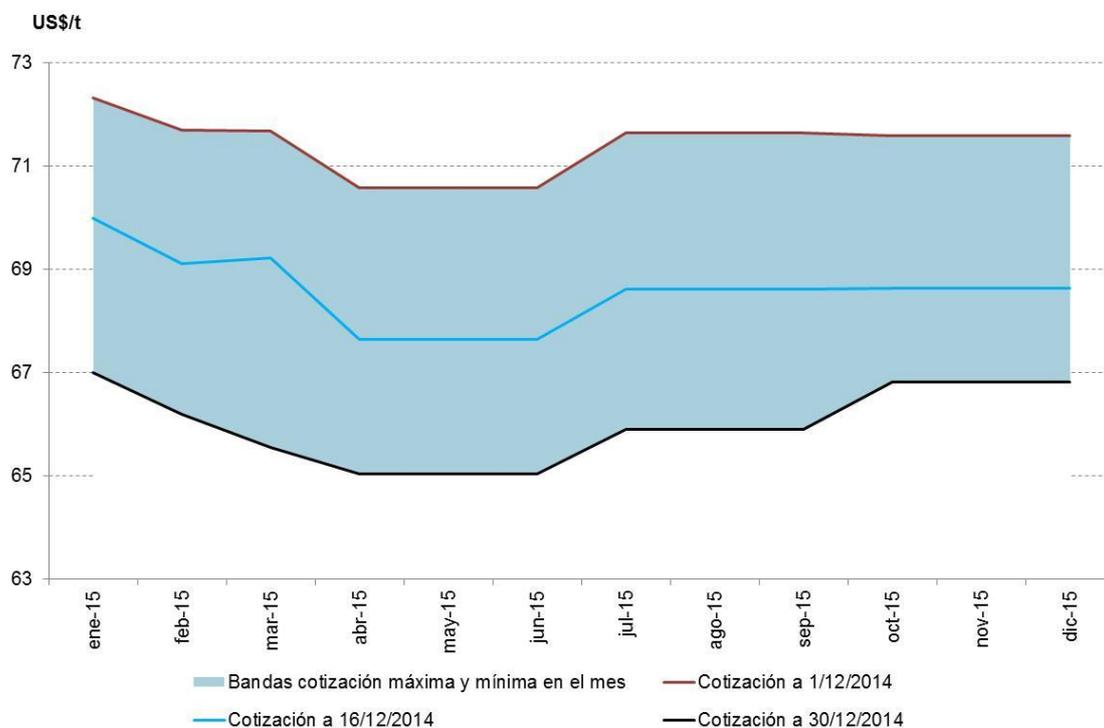
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

Entre los factores que influyeron en el descenso de los precios del carbón durante el mes de diciembre destaca la existencia de amplios suministros, el comienzo del invierno con temperaturas suaves, así como la evolución descendente de los precios de referencia del resto de combustibles.

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 30 de diciembre, la estructura de dicha curva a plazo, con un rango de variación entre 65,04 \$/t y 67,00 \$/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 un incremento de los precios del carbón, que se sitúan para el cuarto trimestre de 2015 en 66,81 \$/t, ligeramente por debajo de la cotización del contrato anual con entrega en 2015 (67,32 \$/t).

En el periodo considerado de cotización (diciembre), 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 4,8 – 6,1 \$/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 CO₂

Durante el mes de diciembre, la cotización a plazo de los derechos de emisión EUA mostró una tendencia ascendente.

La cotización del contrato EUA Dic-15 osciló en el rango 6,65 – 7,46 €/tCO₂, mientras que la del contrato EUA Dic-16 lo hizo en el rango 6,78 – 7,60 €/tCO₂. En ambos casos, la cotización mínima se registró el 10 de diciembre y la cotización máxima se produjo los días 24 y 26 de diciembre.

El diferencial de precios entre los contratos EUA Dic-15 y EUA Dic-16 se mantuvo estable, en torno a 0,14 €/tCO₂, durante todo el mes de diciembre.

A cierre de mes (día 31) la cotización del contrato EUA Dic-15 (7,34 €/tCO₂) contabilizó un incremento del 2,7% respecto a la registrada el 28 de noviembre (7,15 €/tCO₂). Asimismo, la cotización del EUA Dic-16 (7,48 €/tCO₂ a 31 de diciembre) se incrementó un 2,6% respecto a la registrada el 28 de noviembre (7,29 €/tCO₂).

Gráfico 29. Evolución precio emisiones (EUA) Periodo: 1 julio – 31 diciembre 2014



Fuente: Elaboración propia a partir de datos ICE

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 (29/12/14 vs. 28/11/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15) registró un descenso del 2,3%, situándose en 44,80 €/MWh el 29 de diciembre.

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 CO₂, así como los costes de transporte, peajes, O&M e impuestos) disminuyó un 8,7% entre el 28 de noviembre y el 29 de diciembre (dicha reducción fue del 10,9% con datos hasta el 31 de diciembre).

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 – disminuyó un 1,7% entre el 28/11/14 y el 23/12/14.

Respecto al mes anterior (29/12/14. vs. 28/11/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en Cal-15 registró una disminución del

2,8% (46,05 €/MWh a 29 de diciembre), 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 CO₂) que disminuyó un 7,1% en el mismo periodo (la reducción de este indicador fue del 8,7% con datos hasta el 31 de diciembre).

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 – disminuyó un 1,8% entre el 28/11/14 y el 23/12/14.

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, 2013 y 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, noviembre y diciembre 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.

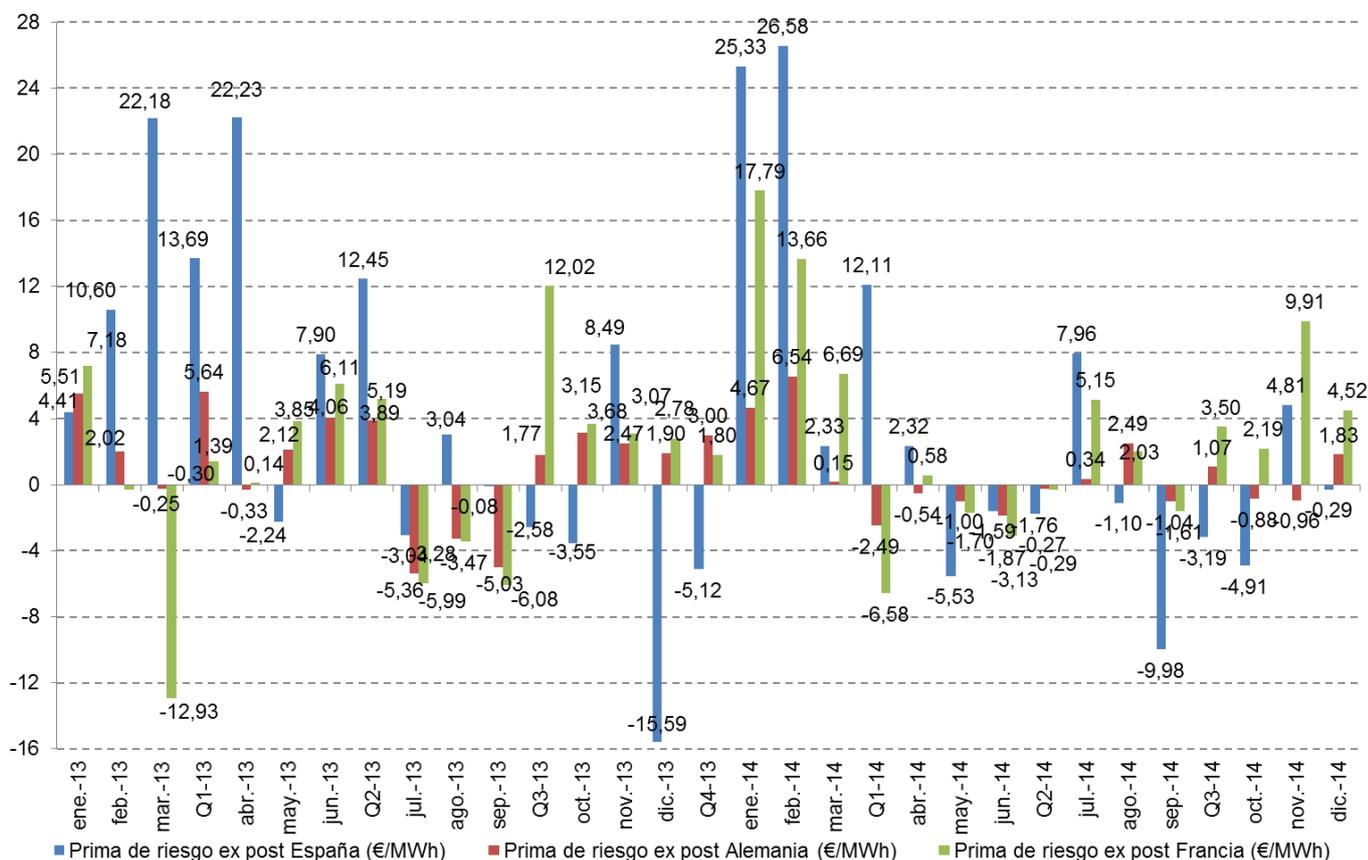
En el mes de diciembre de 2014, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo de 0,29 €/MWh. Por el contrario, en el mercado francés y alemán las primas de riesgo ex post del mes de diciembre se situaron en valores positivos (4,52 €/MWh y 1,83 €/MWh, respectivamente).

Cuadro 6. Cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2012, en 2013 y en 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 período de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán (€/MWh)	Precio medio spot durante el período de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés (€/MWh)	Precio medio spot durante el período 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
dic.-14	47,18	47,47	-0,29	34,72	32,89	1,83	46,50	41,98	4,52

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 2014, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia vs. precio spot



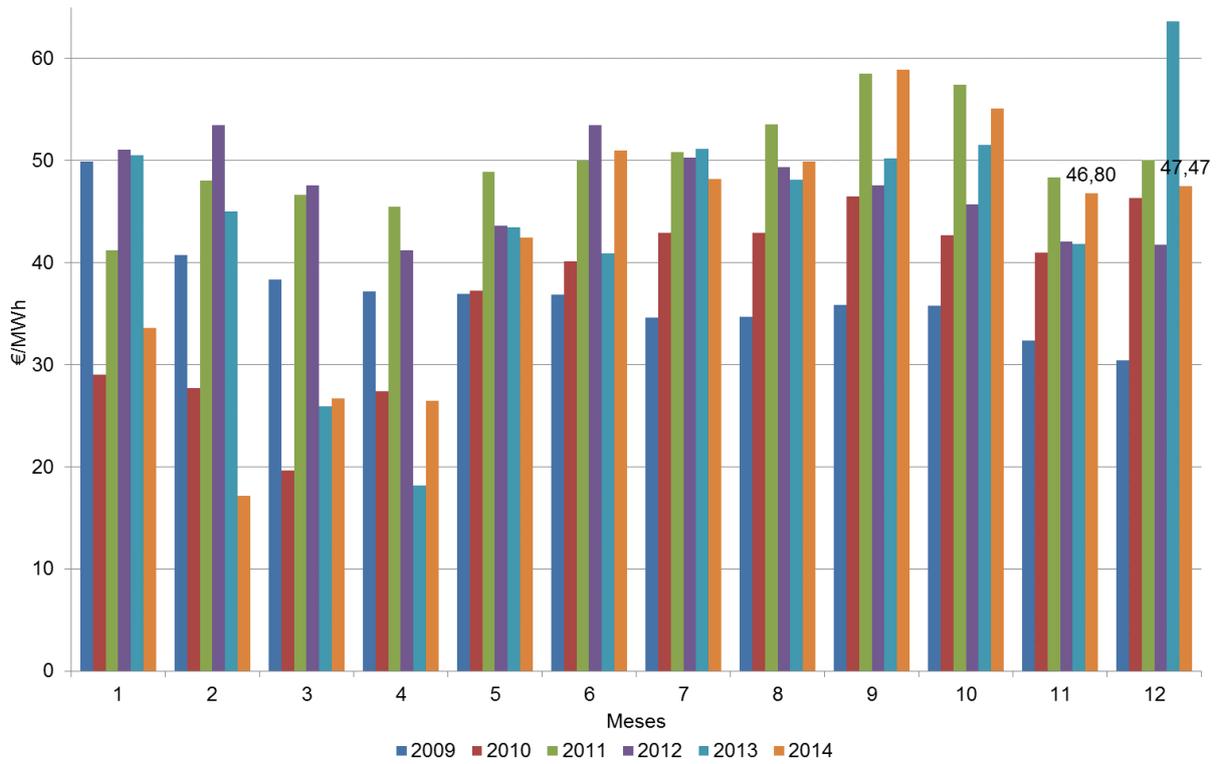
Fuente: EEX, OMIP y OMIE

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 diciembre de 2014.

En el mes de diciembre de 2014 el precio spot medio mensual se situó en 47,47 €/MWh, un 1,4% superior al precio spot medio mensual registrado en noviembre de 2014 (46,80 €/MWh) y un 25,4% inferior al precio spot medio registrado en diciembre de 2013 (63,64 €/MWh).

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

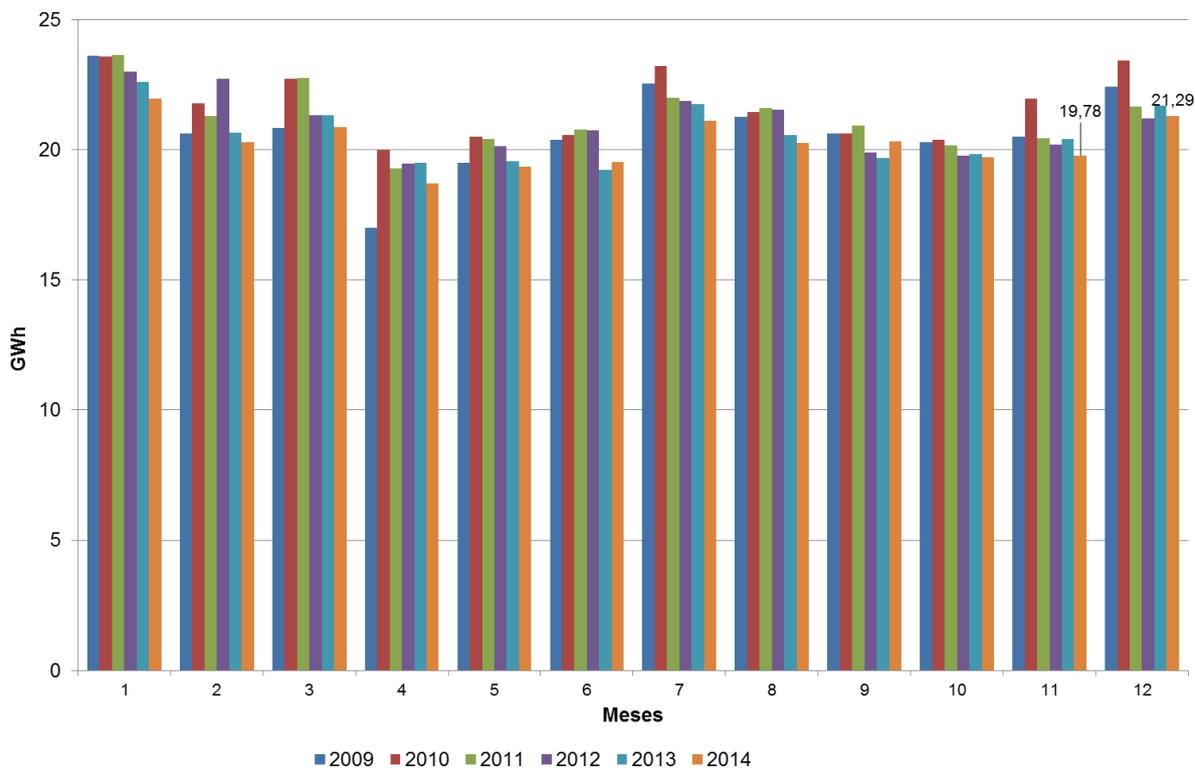


Fuente: OMIE

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

En el mes de diciembre, la demanda en b.c. se cifró en 21.294 GWh, lo que supone un 7,6% superior que el valor registrado en el mes de noviembre (19.783 GWh) y un 1,8% inferior que la demanda en b.c. del mismo mes del año anterior (21.684 GWh en diciembre de 2013).

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

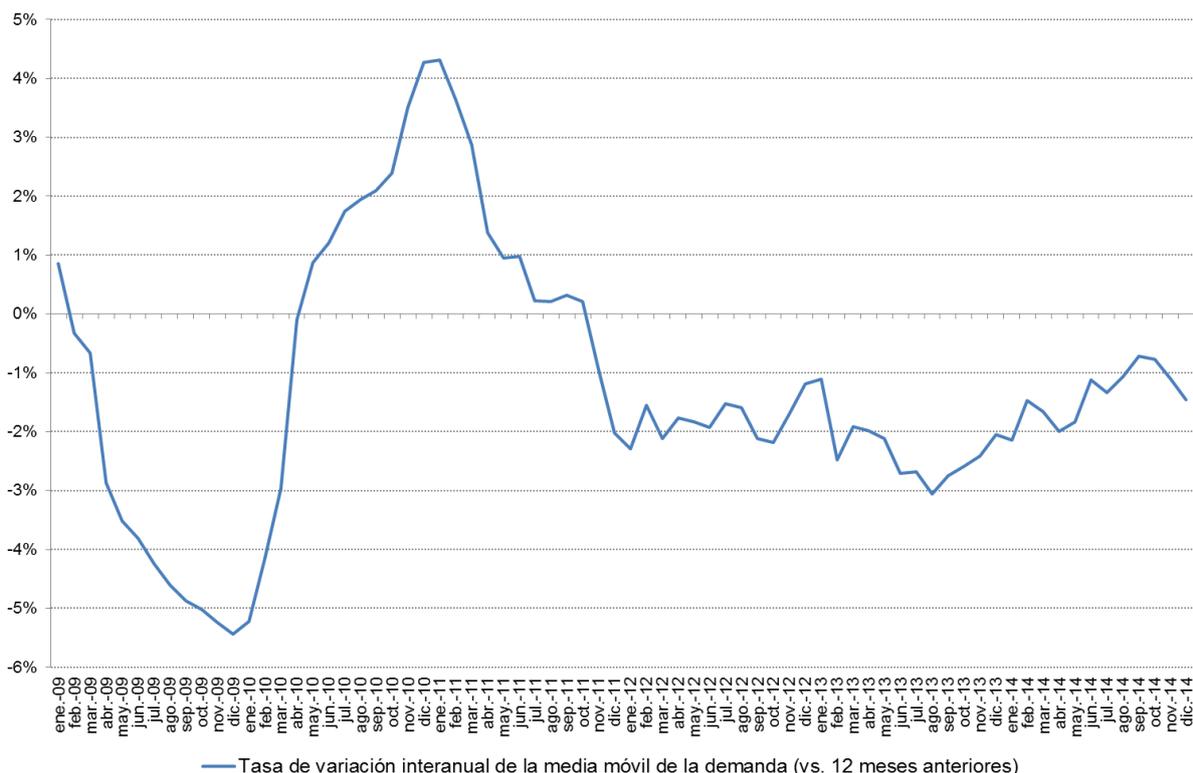


Fuente: REE

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

En el mes de diciembre, dicha tasa de variación se mantuvo en niveles negativos, situándose en -1,5%, frente al -1,1%, del mes de noviembre.

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 noviembre y diciembre de 2014, así como en diciembre de 2013. Por su parte, en el Gráfico 34 se refleja la evolución mensual de la producción por tecnologías, entre enero de 2010 y diciembre de 2014.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de diciembre de 2014 destacó el incremento de la producción con hidráulica (30,8%) y resto de hidráulica (+25,2%), así como del carbón (+29%). Por el contrario, disminuyó la producción con tecnología eólica (-5,9%).

Para un nivel de demanda superior al mes anterior (+7,6%), el incremento de la producción con tecnología hidráulica contribuyó a que el precio del mercado spot en el mes de diciembre se mantuviera relativamente estable (+1,4% respecto al registrado en el mes anterior).

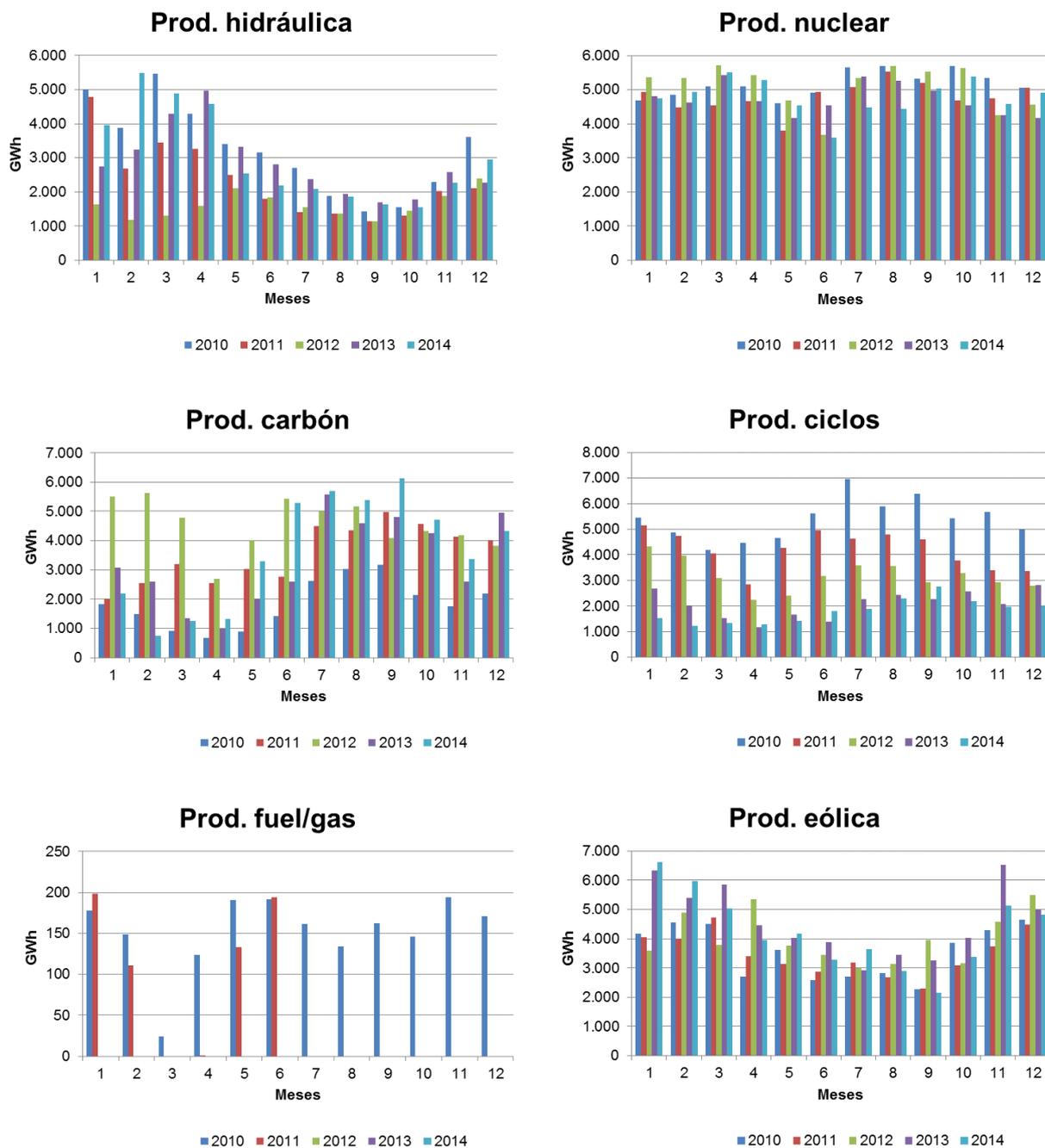
Cuadro 7. Generación bruta por tecnologías⁵ y demanda de transporte (b.c.) mensual

	dic-14	nov-14	dic-13	% Var. dic-14 vs. nov-14	% Var. dic-14 vs. dic-13
Hidráulica	2.961	2.263	2.282	30,8%	29,8%
Nuclear	4.914	4.573	4.165	7,5%	18,0%
Carbón	4.332	3.359	4.951	29,0%	-12,5%
Fuel + Gas	0	0	0		
CCGT	2.033	1.956	2.812	3,9%	-27,7%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	3.143	2.956	-	6,3%	-
Resto hidráulica	655	523	-	25,2%	-
Eólica	4.822	5.125	4.980	-5,9%	-3,2%
Total generación bruta	22.860	20.755	19.190	10,1%	19,1%
Consumos generación	-628	-532	-592	18,0%	6,1%
Consumos en bombeo	-476	-538	-626	-11,5%	-24,0%
Saldos intercambios internacionales	-377	189	-442	-299,5%	-14,7%
Enlace Península-Baleares	-92	-81	-	13,6%	-
Total demanda transporte (b.c.)	21.294	19.783	21.684	7,6%	-1,8%

Fuente: REE

⁵ Para el mes de diciembre 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 diciembre de 2014)



Fuente: REE

