



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

31 de julio de 2014

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	12
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	34
3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO ₂	36
3.3. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-14 y Cal-15 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	37
4. Comparativa precios a plazo y precios (ex post) en mercado diario	38
4.1. Cálculo de la diferencia entre los costes de los contratos mayoristas, establecidos en el Real Decreto 216/2014, y el precio en el mercado diario durante el segundo trimestre de 2014	38
4.2. Liquidación contrato trimestral y mensual (prima de riesgo ex post)	43

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

Durante el mes de junio de 2014, en un contexto de aumento del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España mostraron, sin embargo, una tendencia bajista.

Las cotizaciones de los contratos mensuales con liquidación en julio y agosto de 2014 registraron un descenso del 4% y del 4,5%, respectivamente, situándose a cierre de mes (día 30) en 53,75 €/MWh y 51,85 €/MWh, respectivamente.

Por su parte, la cotización del contrato trimestral Q3-14 disminuyó un 2,8% respecto a la registrada a finales del mes de mayo (55,65 €/MWh el día 30), situándose en 54,10 €/MWh a cierre del mes de junio (27 de junio) y habiendo registrado una cotización máxima de 56,40 €/MWh el 23 de junio.

La cotización del contrato anual con liquidación en 2015 experimentó un descenso del 2,3% respecto a la registrada el mes anterior, situándose en 47,75 €/MWh el 30 de junio.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE JUNIO DE 2014				MES DE MAYO DE 2014				% Variación últ. cotización jun-14 vs. may-14
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
jul-14	53,75	58,00	53,75	56,13	56,00	56,05	52,00	53,59	-4,0%
ago-14	51,85	55,00	51,85	53,67	54,30	54,70	50,90	52,27	-4,5%
sep-14	52,48	56,80	52,48	55,40	56,68	58,06	52,48	54,18	-7,4%
Q3-14	54,10	56,40	54,10	55,18	55,65	56,25	52,00	53,34	-2,8%
Q4-14	47,35	49,65	47,35	49,08	49,30	49,50	47,90	48,59	-4,0%
Q1-15	46,42	48,50	46,42	47,90	48,05	48,37	46,65	47,42	-3,4%
Q2-15	43,25	44,56	43,25	43,93	43,58	43,90	42,60	43,22	-0,8%
Año 2015	47,75	49,20	47,75	48,85	48,85	49,17	47,75	48,41	-2,3%
Año 2016	48,00	49,20	48,00	48,94	48,95	49,27	48,00	48,62	-1,9%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de mayo a 30/05/14. Cotizaciones de junio a 30/06/14, excepto para el contrato FTB Q3-14 que el último día de cotización fue el 27/06/2014.

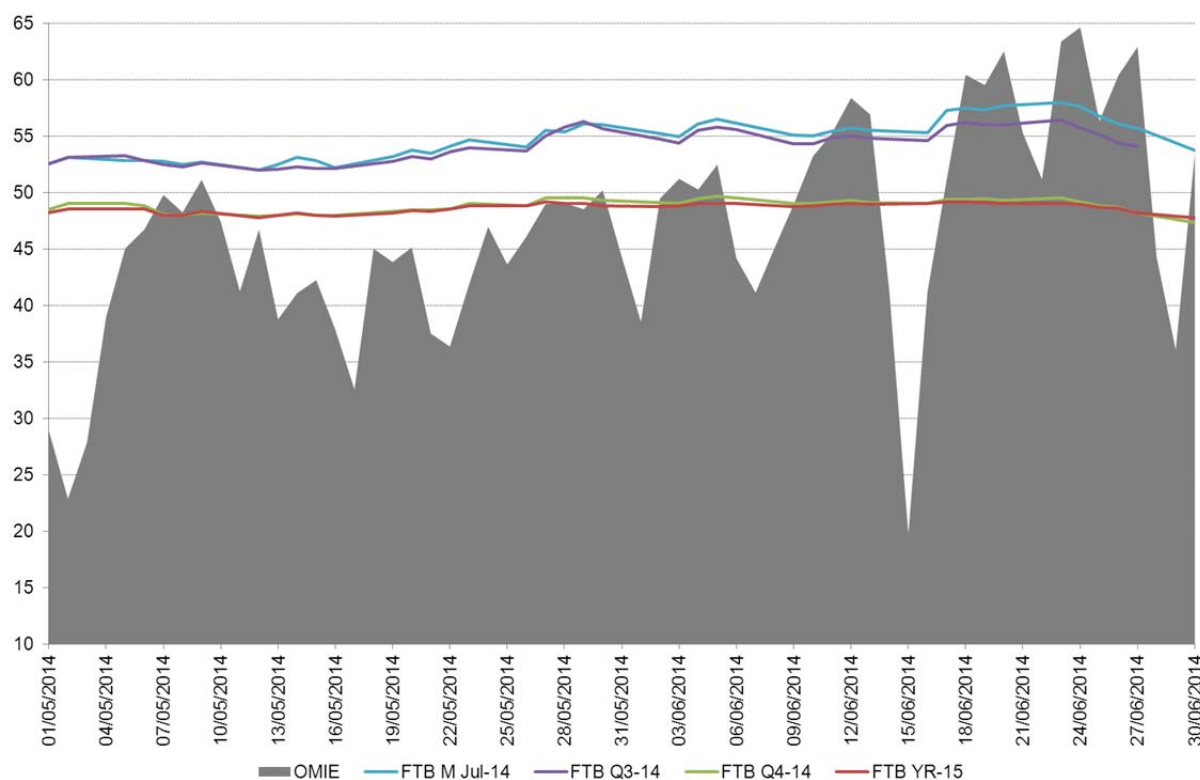
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de junio el precio medio del mercado diario (50,95 €/MWh) aumentó un 20,1% respecto al registrado en el mes de mayo (42,41 €/MWh).

Cabe señalar que la última cotización disponible del contrato a plazo con vencimiento en junio (30 de mayo de 2014), anticipaba un precio medio del mercado diario de 51,15 €/MWh para dicho mes, un 0,39% superior al precio spot registrado en junio (50,95 €/MWh).

Para el mes de julio, la última cotización disponible del contrato con vencimiento en dicho mes (30 de junio), anticipa un precio medio del mercado diario de 53,75 €/MWh.

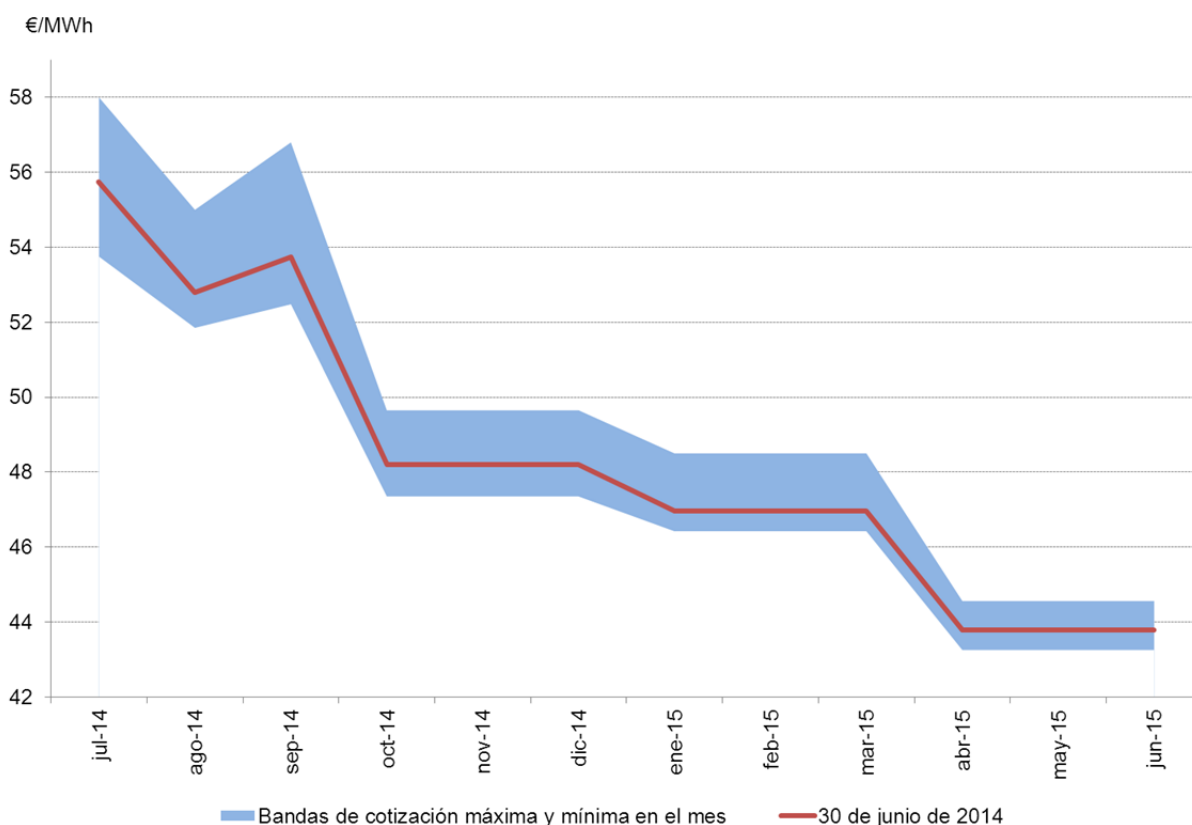
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en España. Periodo: 1 mayo de 2014- 30 de junio de 2014



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 junio. Se observa una situación de backwardation en la curva forward de electricidad (cotizaciones próximas a vencimiento en niveles superiores a las de mayor vencimiento). Concretamente, la cotización de los contratos mensuales y trimestrales con vencimiento en el Q3-14 oscilaron en el rango 51,85-58 €/MWh, la del contrato Q4-14 en el rango 47,35-49,65 €/MWh y la del contrato con vencimiento en el Q1-15 en el rango 46,42-48,50 €/MWh, en ese mismo mes. Por su parte, la cotización del contrato Q2-15 osciló en el rango 43,25-44,56 €/MWh.

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

En el mes de junio de 2014, el volumen de negociación en el mercado OTC se situó en torno a 20,5 TWh, un 25,5% inferior al volumen registrado en el mes anterior (27,5 TWh, en mayo de 2014), y un 23,6% inferior al volumen OTC negociado durante el mismo mes del año anterior (26,7 TWh en junio de 2013). El volumen acumulado, negociado en el OTC, hasta el mes de junio de 2014 (170,9 TWh), es un 21,1% superior al negociado en el mismo periodo de 2013 (141,1 TWh) y supone un 52% 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 seis primeros meses de 2014, representa el 142% de la demanda eléctrica peninsular (en b.c.) acumulada hasta el 30 de junio (120,7 TWh).

Por su parte, en el mercado de futuros de OMIP el volumen de negociación en continuo en el mes de junio de 2014 se situó en 3,8 TWh, un 5,1% inferior al volumen negociado el mes anterior (4 TWh, en mayo de 2014) y un 22,1% superior al mismo periodo del año anterior (3,1 TWh, en junio de 2013). El volumen total negociado en OMIP hasta el mes de junio de 2014 (19,7 TWh)

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.

supone un 48,2% del volumen total negociado en el año 2013 (40,9 TWh) y es un 5,9% superior al acumulado negociado en los seis primeros meses de 2013 (18,6 TWh).

Finalmente, en el mes de junio, 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 4 TWh (-40,3% respecto al mes anterior) y 2,4 TWh (-43,7% 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 junio 2014	Mes anterior mayo de 2014	% Variación	Acumulado año 2014 (hasta jun.)	Acumulado año 2013 (hasta jun.)	% Variación 2014 / 2013	Total 2013	% Acum. 2014 / Total 2013
OMIP	3.804,7	4.007,8	-5,1%	19.704,2	18.605,3	5,9%	40.881,6	48,2%
OTC registrado en OMIClear	3.955,3	6.625,4	-40,3%	27.947,1	18.767,5	48,9%	38.359,1	72,9%
OTC compensado en BME Clearing	2.376,2	4.219,0	-43,7%	20.602,9	14.487,9	42,2%	33.476,6	61,5%
OTC	20.447,4	27.450,5	-25,5%	170.884,9	141.057,3	21,1%	328.498,7	52,0%

* 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

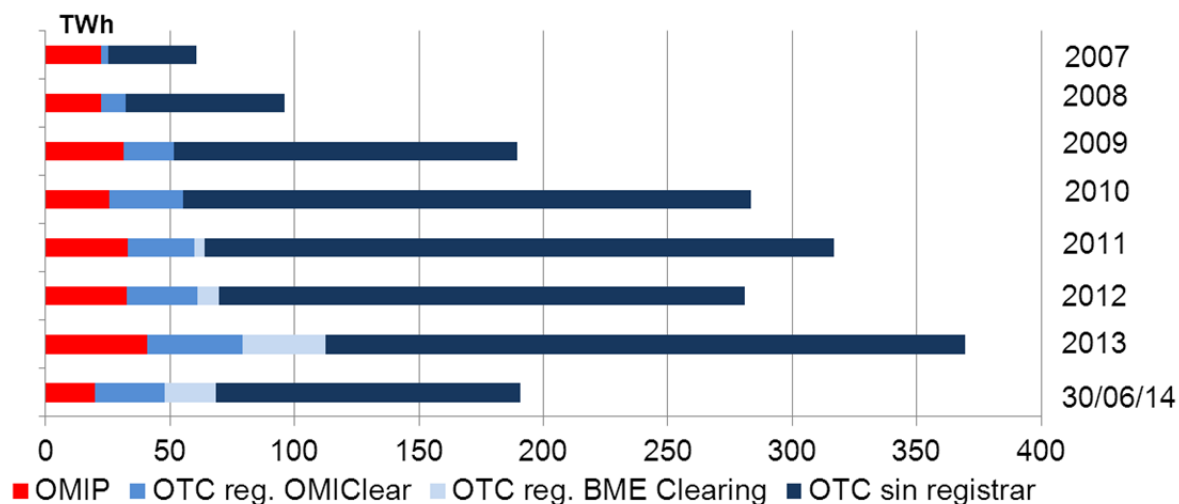
En el Gráfico 3 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2007 hasta el 30 de junio de 2014, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing y en OMIClear y OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado de OMIP.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

Durante los seis primeros meses de 2014, el volumen negociado en OMIP representó el 11,5% del volumen total negociado en el mercado OTC. En el mismo periodo del año 2013 dicho porcentaje fue superior (13,2%), situándose para el conjunto de 2013 en 12,4%.

Por otro lado, entre enero y junio de 2014, el volumen negociado en el mercado organizado de OMIP representó el 10,3% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OTC+OMIP), siendo este porcentaje inferior al registrado en el mismo periodo del año 2013 (11,7%).

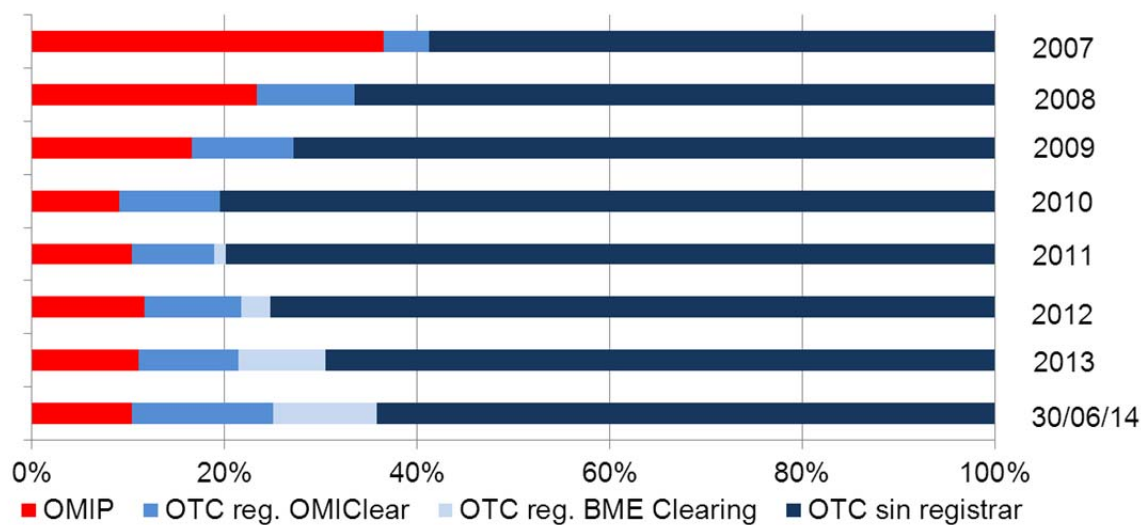
Adicionalmente, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en CCPs (OMIClear y BME Clearing) sobre el volumen total negociado en el OTC ha ido aumentando, de forma que ha pasado de representar un 7,4% en 2007 hasta alcanzar un 28,4% en los seis primeros meses de 2014 (en el mismo periodo de 2013 supuso el 23,6% del total del volumen negociado OTC).

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



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

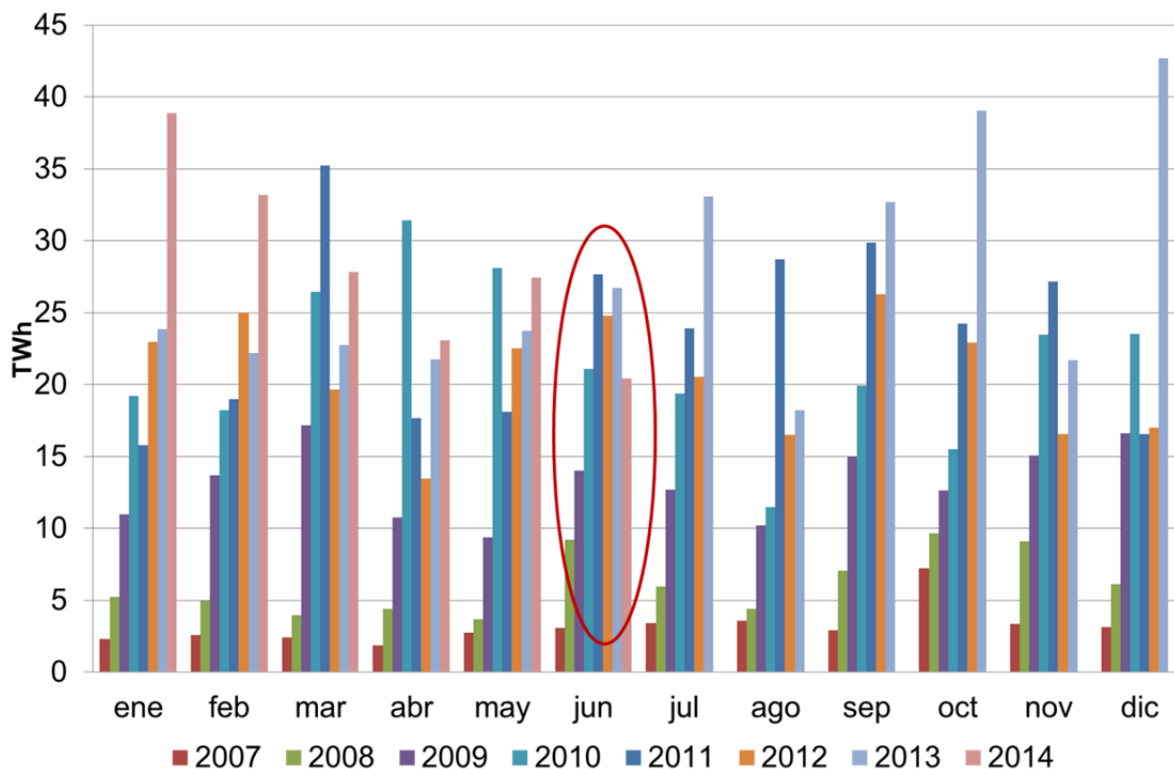
Gráfico 4. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a junio 2014) (en %)



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 junio de 2014, el volumen negociado en dicho mercado (20,4 TWh) se redujo un 23,6% respecto al volumen negociado el mismo mes del año anterior (26,7 TWh, en junio de 2013).

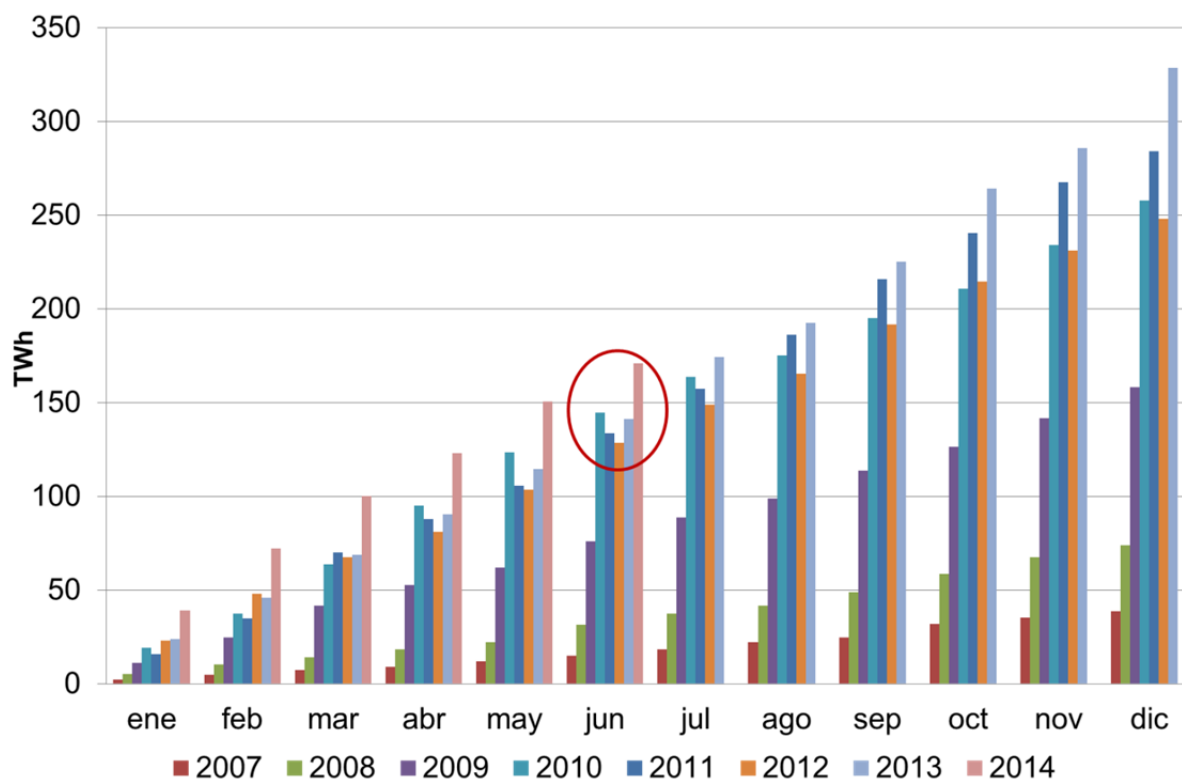
Gráfico 5. Volumen mensual negociado en el mercado OTC (2007 a junio 2014)



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.

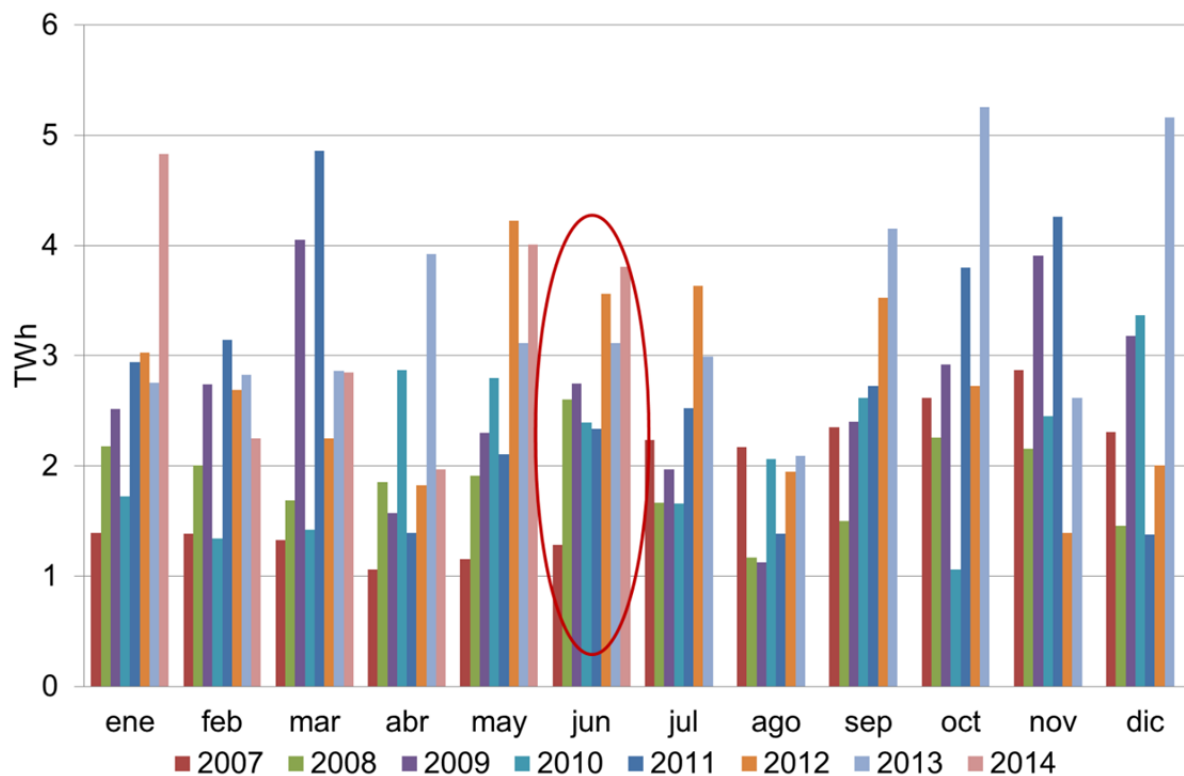
Gráfico 6. Volumen anual acumulado negociado en el mercado OTC (2007 a junio 2014)



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 junio de 2014, el volumen negociado en OMIP (3,8 TWh) fue un 22,1% superior al negociado en el mismo mes del año anterior (3,1 TWh en mayo de 2013).

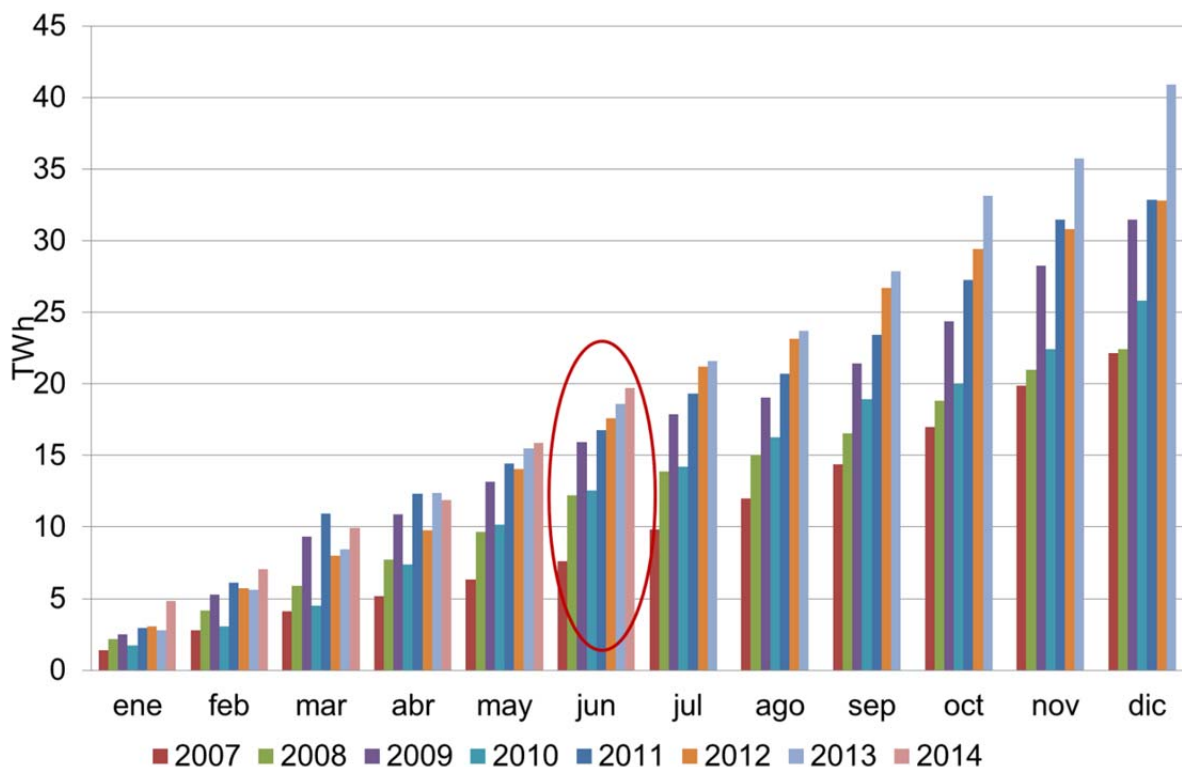
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a junio 2014)



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.

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



Fuente: OMIP-OMIClear

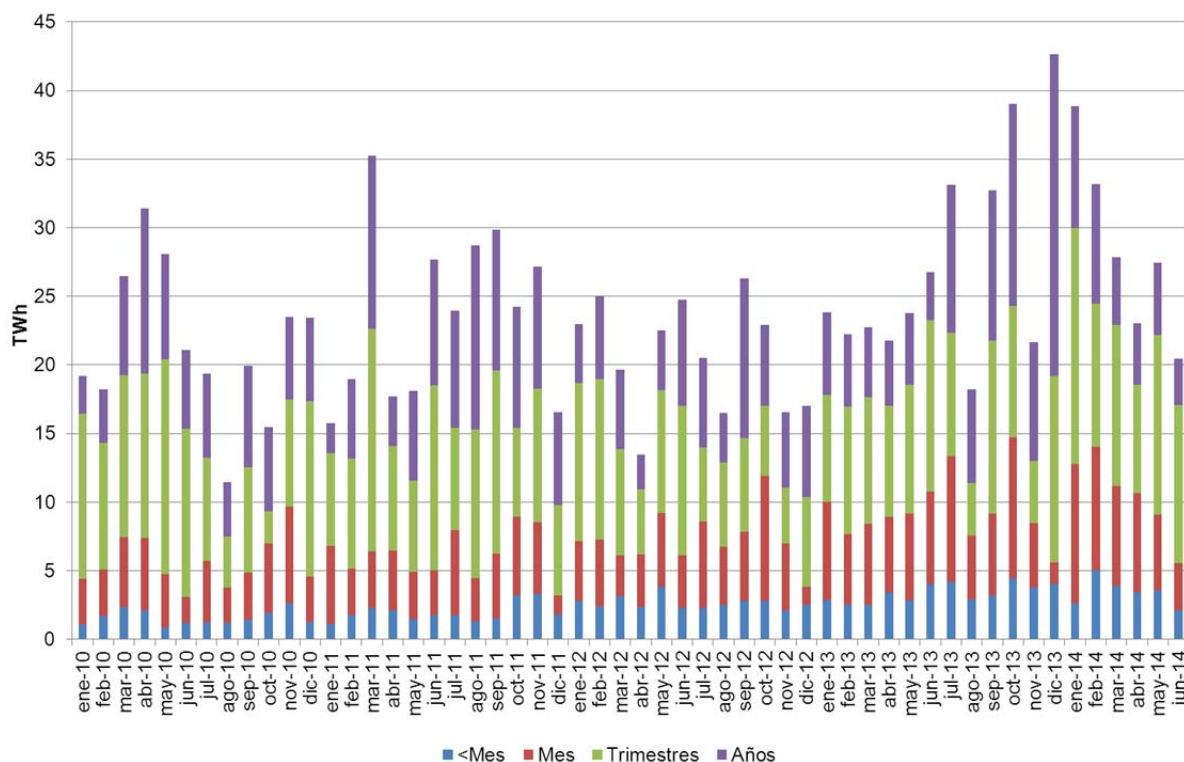
2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato

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

Durante el mes de junio de 2014 los contratos más negociados en el mercado OTC, en términos de energía, fueron los contratos con periodo de liquidación trimestral y mensual con el 73,2% (15 TWh) del total negociado (20,4 TWh). En el mes de mayo de 2014 el porcentaje de negociación de dichos contratos, sobre el total negociado en el OTC, fue del 68% (18,7 TWh).

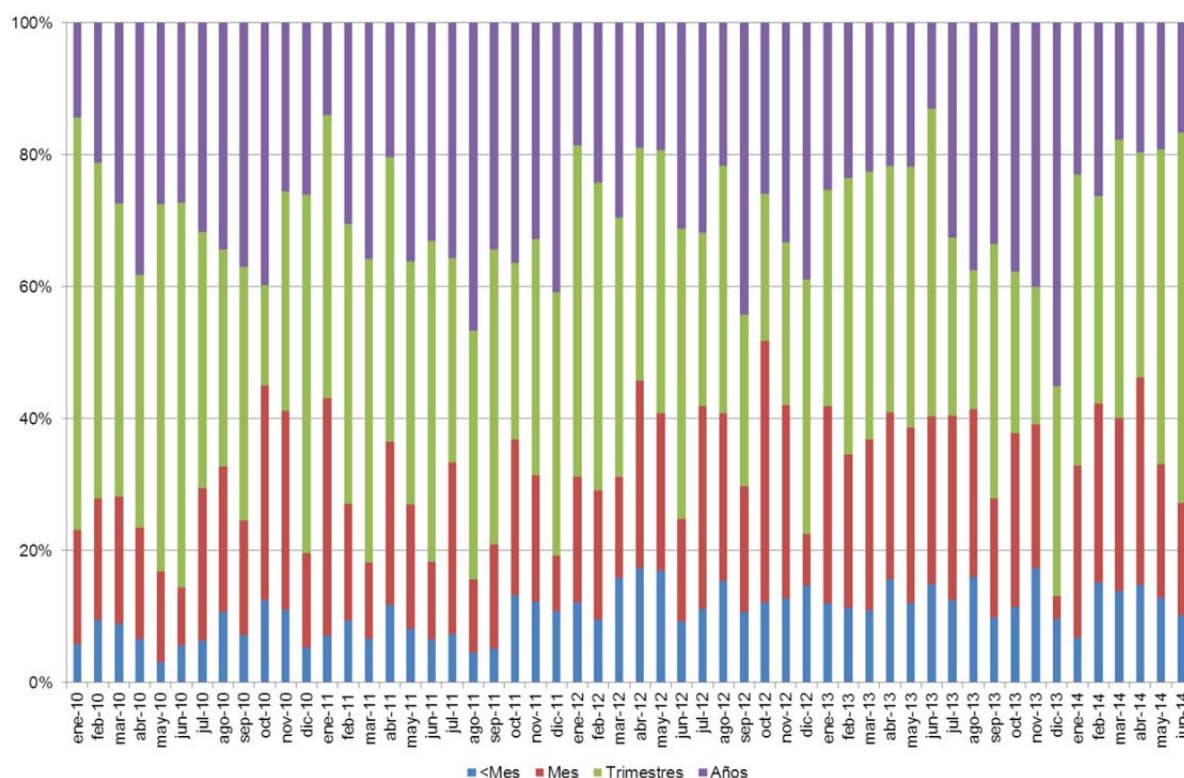
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (TWh)



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos juniors 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 por tipo de contrato (en %)



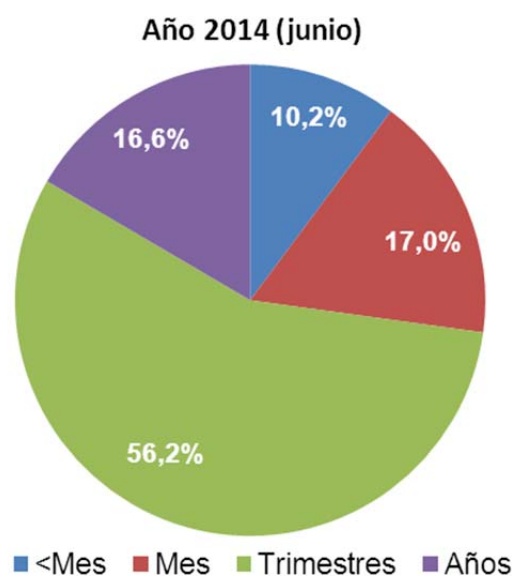
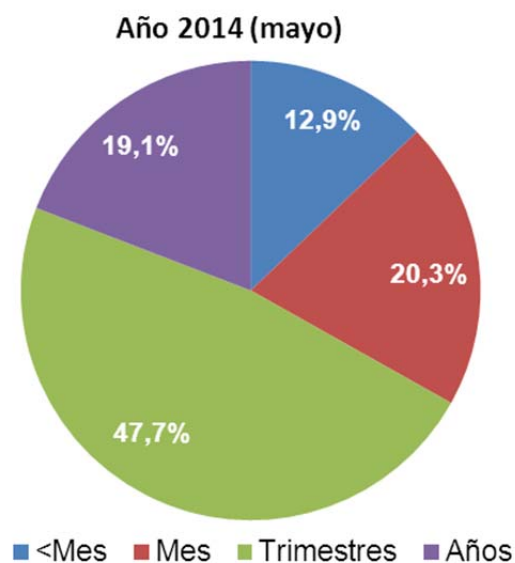
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos juniors o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

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

Durante los seis primeros meses de 2014, el 20,3% de la energía negociada en el mercado OTC correspondió al contrato con vencimiento en el año siguiente Cal+1 (0,5%, en dicho periodo para el contrato con vencimiento a dos años vista Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes ascendieron a 19,4% y 1,7% (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 mayo y junio de 2014. En el mes de junio destaca el incremento registrado por el volumen de negociación de los contratos con liquidación trimestral sobre el total negociado (de un 47,7% en mayo a un 56,2% en junio). El porcentaje de participación sobre el volumen total negociado del resto de los contratos disminuye en junio respecto al mes de mayo.

Gráfico 11. Volumen de negociación por tipo de contrato (mayo y junio 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 juniors 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

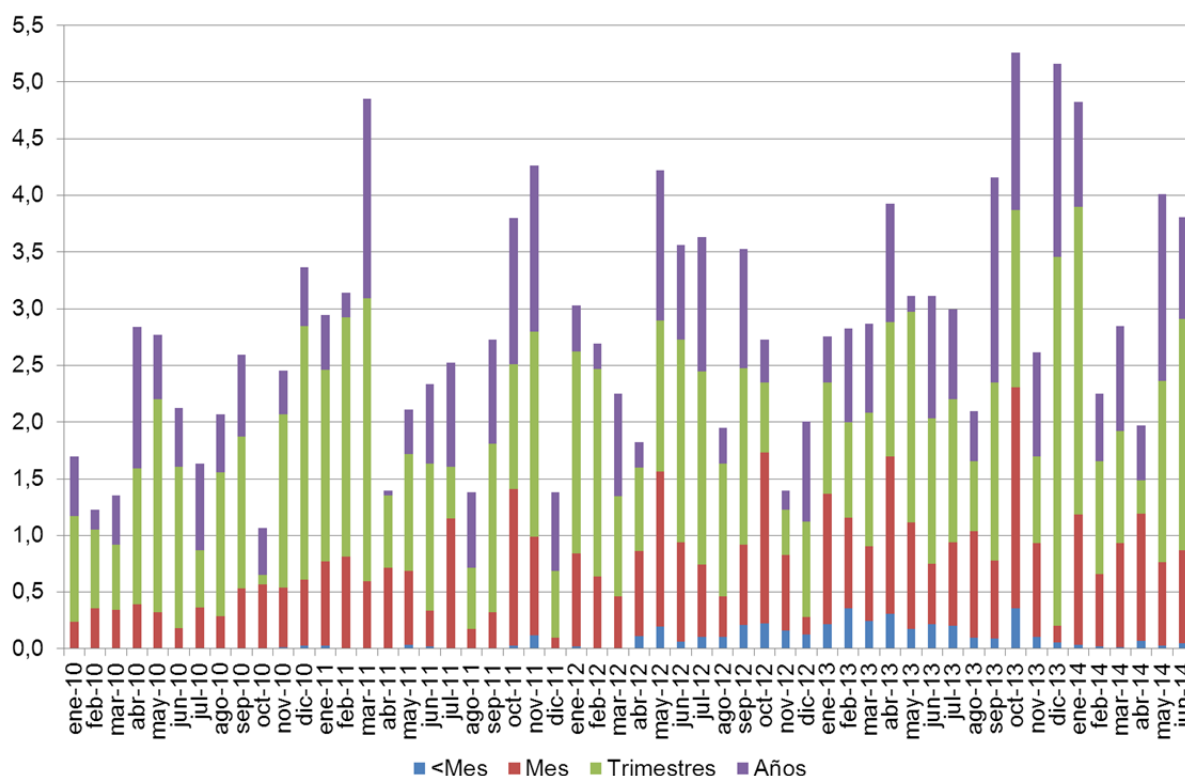
2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato

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

En el mes de junio de 2014, los contratos con mayor volumen de negociación, en términos de energía, en el mercado de futuros de OMIP fueron los trimestrales y los anuales con un 53,8% y un 23,5%, respectivamente (con un volumen total negociado de 2,9 TWh en dichos contratos). Por su parte, la negociación de los contratos con liquidación mensual representó el 21,6% del volumen total negociado.

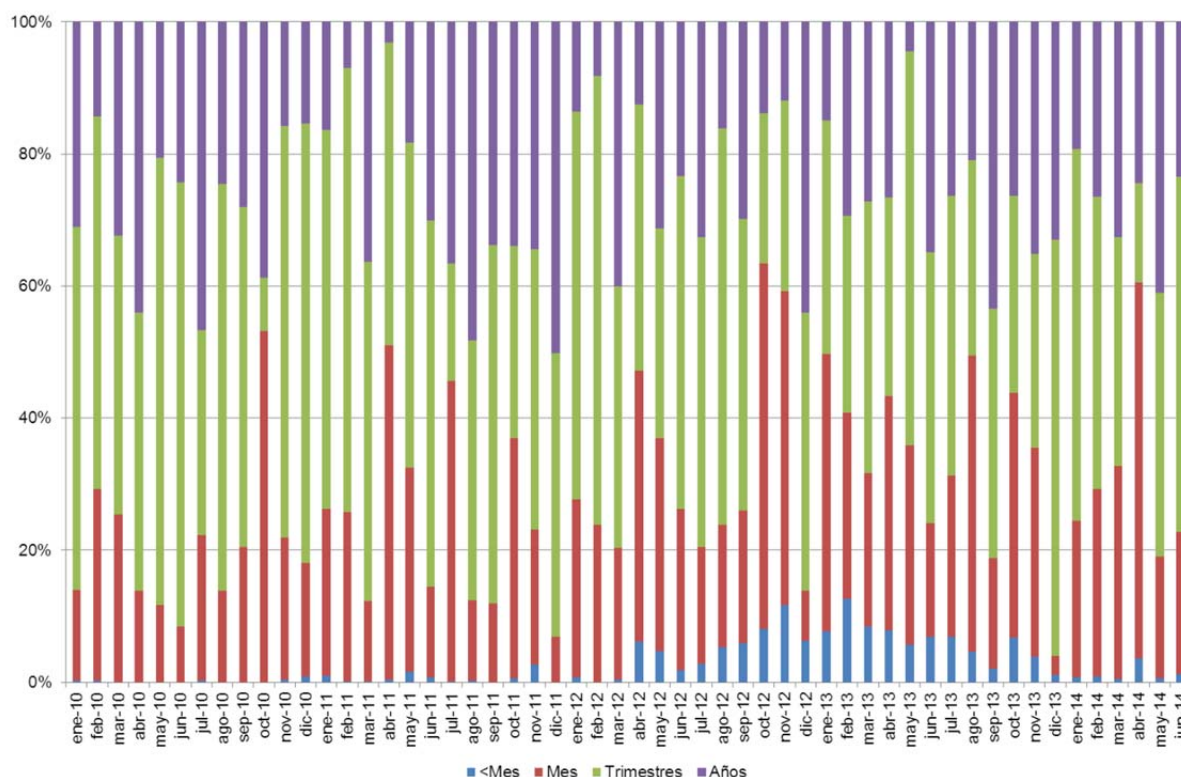
Gráfico 12. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (TWh)



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

Fuente: OMIP-OMIClear

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



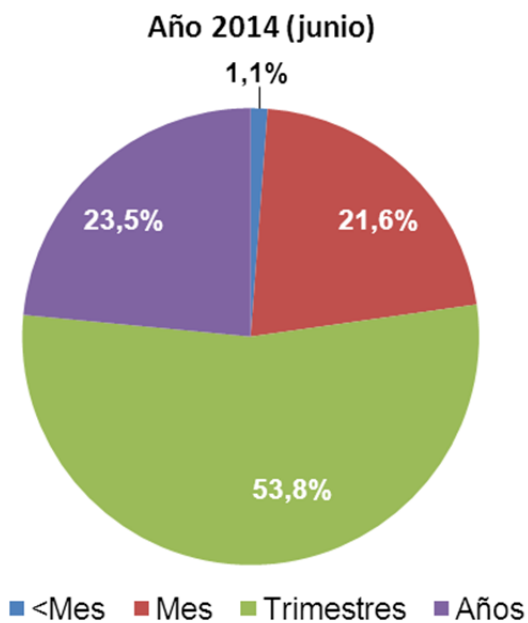
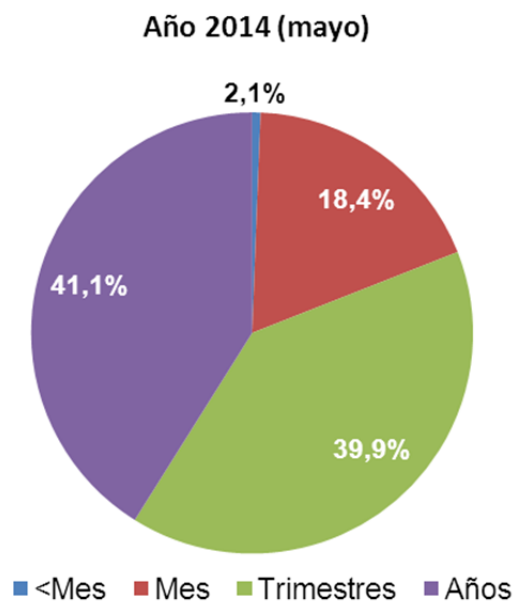
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

Fuente: OMIP-OMIClear

En los seis primeros meses de 2014, el 26,9% de la energía negociada en OMIP correspondió a los contratos con vencimiento en el año siguiente (Cal+1) y el 0,8% a los contratos con vencimiento a dos años vista (Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes se situaron en 18,6% para el Cal+1 y 4,5% 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 mayo y junio de 2014. En el mes de junio destaca el ascenso registrado en la negociación de los contratos con liquidación trimestral, que pasan de representar el 39,9% en el mes de mayo al 53,8% en el mes de junio. Por el contrario, los contratos con liquidación anual pasaron de representar el 41,1% del total negociado en mayo de 2014 al 23,5% en el mes de junio de 2014.

Gráfico 14. Volumen de negociación por tipo de contrato (mayo y junio 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 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 sitúan en niveles superiores a las registradas en Francia y Alemania, al igual que ocurre con los precios del mercado de contado.

En el mercado alemán, durante el mes de junio, mientras que las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica con vencimiento en el tercer y cuarto trimestres de 2014, y en el primer trimestre de 2015, registraron un ligero descenso respecto al mes de mayo (entre un 0,1% y un 0,5%), las de los contratos con vencimientos más cercanos (julio-14 y agosto-14), así como la del contrato anual con vencimiento en 2015, se incrementaron ligeramente respecto a las registradas en el mes anterior. El mayor crecimiento (del 1,1%) se registró en la cotización del contrato con vencimiento en agosto de 2014, que se situó en 31,44 €/MWh al cierre del mes de junio, frente a 31,19 €/MWh en el mes de mayo.

En el mercado francés, con la excepción de la cotización del contrato con liquidación en agosto de 2014, que contabilizó un incremento del 1,8% respecto a la registrada en el mes de mayo, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica descendieron respecto a las del mes anterior. El mayor descenso (del 3,8%) se registró en la cotización del contrato con vencimiento en julio de 2014, que se situó en 29,05 €/MWh al cierre del mes de junio, frente a 30,20 €/MWh en el mes de mayo.

Por su parte, en el mercado español durante el mes de junio todas las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica mostraron una tendencia bajista. El mayor descenso se registró en la cotización del contrato con vencimiento en el mes de agosto de 2014 (un 4,5%), que se situó en 51,85 €/MWh el 30 de junio, frente a una cotización de 54,30 €/MWh al cierre del mes de mayo.

A finales de junio, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2015 se situó en el mercado español (47,75 €/MWh; -2,3%) por encima de la

cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (34,52 €/MWh; +0,3%) y en Francia (41,63 €/MWh; -0,8%).

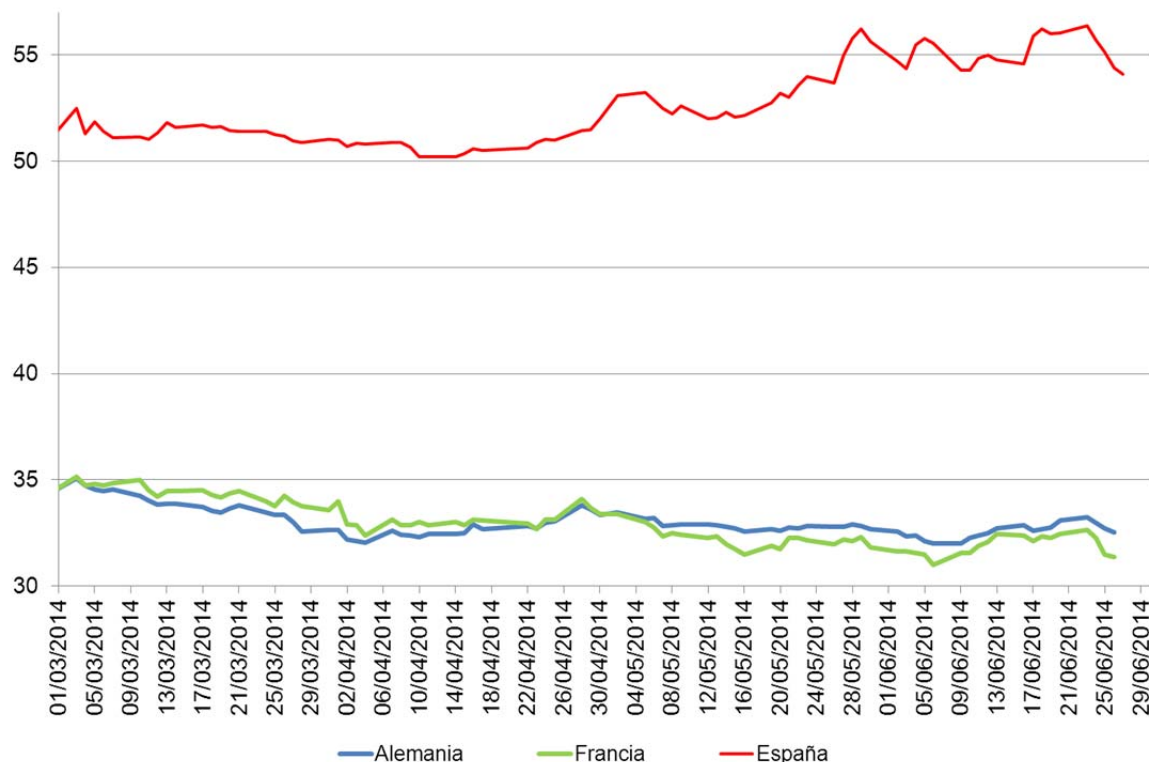
Cuadro 3. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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)		
	junio-14	mayo-14	% Variación jun. vs. may.	junio-14	mayo-14	% Variación jun. vs. may.	junio-14	mayo-14	% Variación jun. vs. may.
jul-14	53,75	56,00	-4,0%	32,25	31,90	0,1%	29,05	30,20	-3,8%
ago-14	51,85	54,30	-4,5%	31,44	31,19	1,1%	27,95	27,45	1,8%
Q3-14	54,10	55,65	-2,8%	32,52	32,69	-0,5%	31,38	31,83	-1,4%
Q4-14	47,35	49,30	-4,0%	36,40	36,59	-0,5%	48,15	49,63	-3,0%
Q1-15	46,42	48,05	-3,4%	37,54	37,57	-0,1%	51,04	51,43	-0,8%
Año 2015	47,75	48,85	-2,3%	34,52	34,40	0,3%	41,63	41,95	-0,8%

Nota: Cotizaciones de junio a 30/06/14 excepto para el contrato con liquidación Q3-14 que el último día de cotización fue el 27/06/2014 en OMIP y el 26/06/2014 en EEX. Cotizaciones de mayo a 30/05/14.

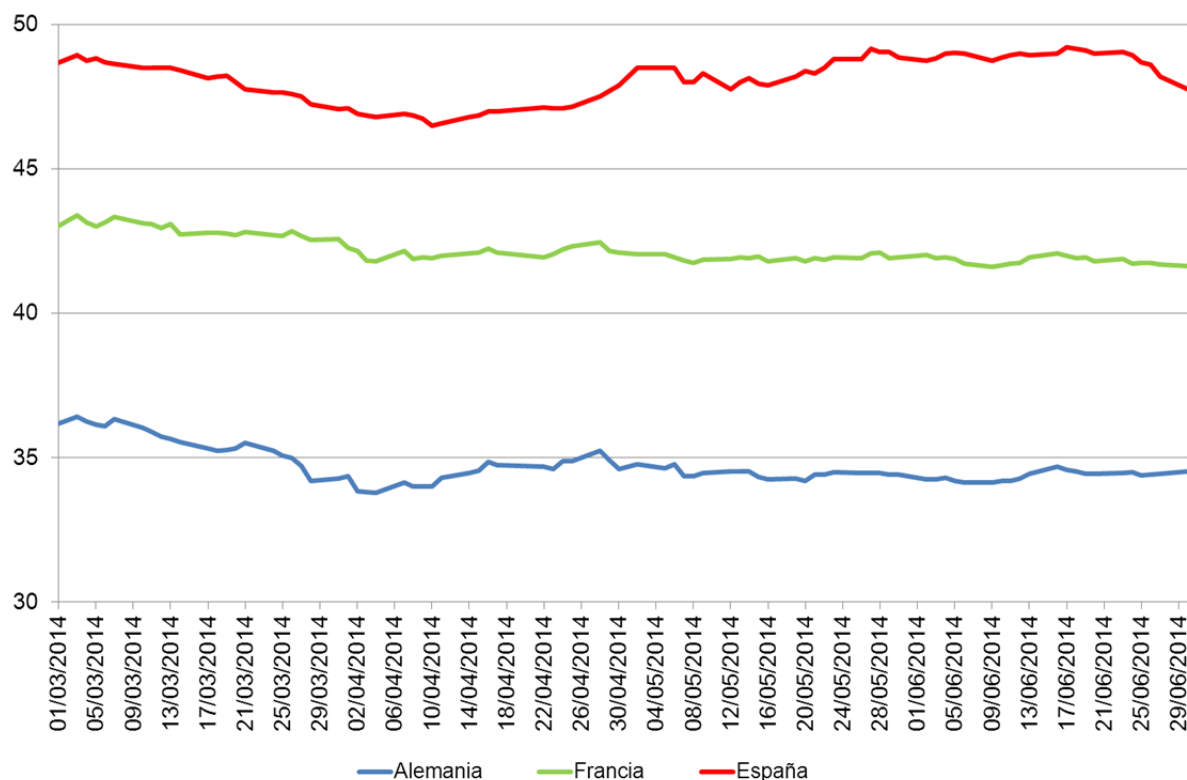
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 15. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q3-14 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 3 marzo de 2014 – 30 junio 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: 3 marzo de 2014 – 30 junio de 2014



Fuente: EEX y OMIP

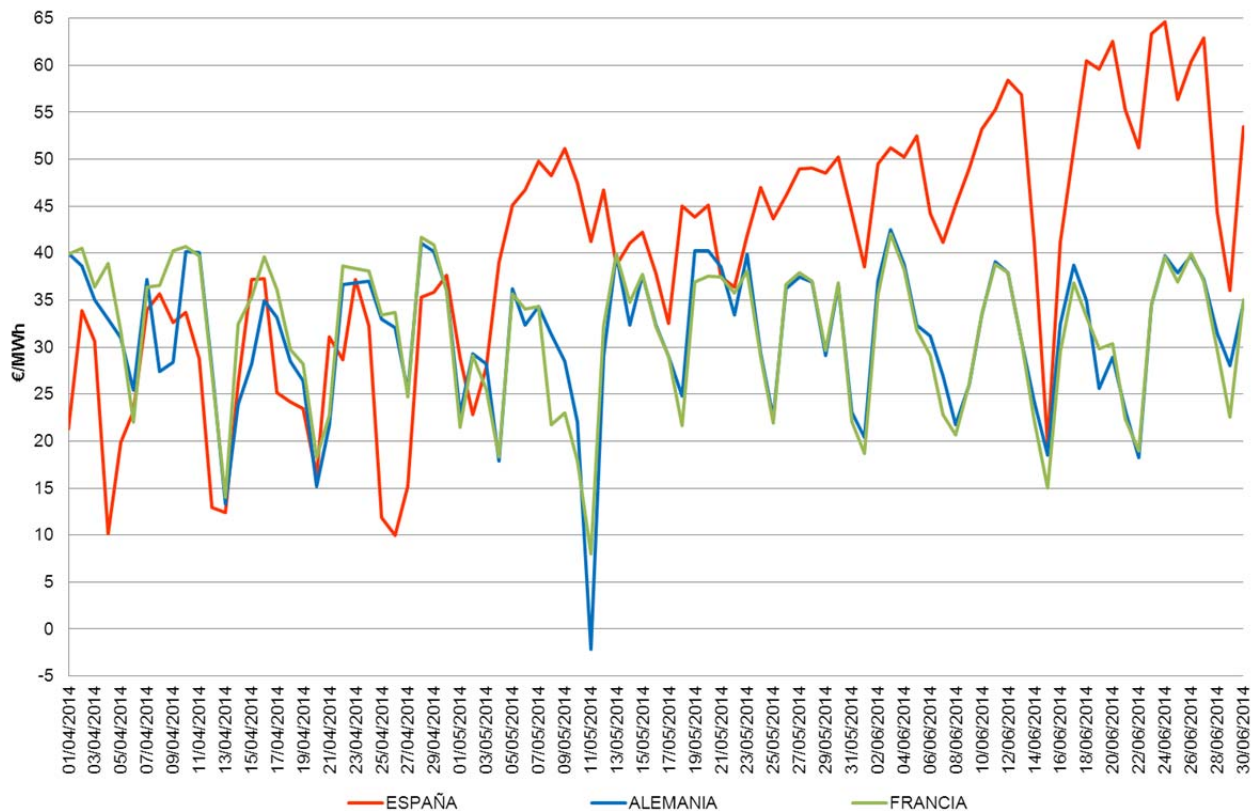
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 4 y Gráfico 17), en el mes de junio el precio medio del mercado diario en España (50,95 €/MWh) registró un fuerte incremento respecto el mes anterior (+20,1%), situándose por encima de los precios medios registrados en Alemania (31,52 €/MWh; +2,9%) y en Francia (30,65 €/MWh; +1,8%).

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

Precios medios	junio-14	mayo-14	Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	50,95	42,41	20,1%
Alemania	31,52	30,63	2,9%
Francia	30,65	30,11	1,8%

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 mayo de 2014 – 30 de junio de 2014

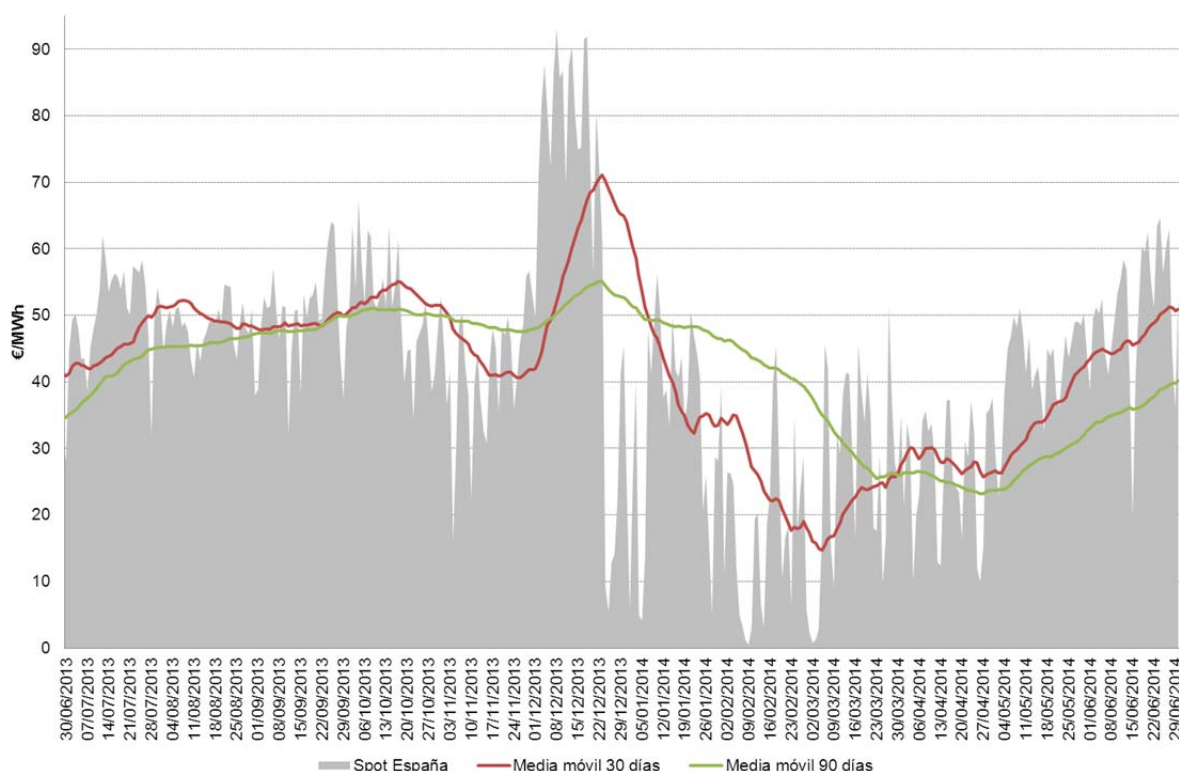


Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

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 junio, en 50,95 €/MWh frente a 42,86 €/MWh a 31 de mayo. La media móvil de los últimos 90 días se situó, a 30 de junio, en 40,17 €/MWh, mientras que a 31 de mayo dicha media fue 32,57 €/MWh.

Gráfico 18. Evolución del precio del mercado diario en España, medias móviles últimos 30 y 90 días. Periodo: 30 de junio 2013 – 30 de junio 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 contado) de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂.

Comentario general

A lo largo del mes junio los contratos a plazo del Brent y de los derechos de emisión de CO₂ presentaron, en general, una tendencia ascendente, mientras que los contratos a plazo del gas natural y del carbón mostraron un comportamiento descendente.

Las cotizaciones del Brent para los contratos de futuros con vencimiento a 1 y 3 meses registraron, en el mes de junio, un incremento del 2,7% y 3,5%, respectivamente, situándose, el 30 de junio, en 112,36 \$/Bbl y 111,68 \$/Bbl, respectivamente. La mayor variación al alza entre dos sesiones se produjo el 12 de junio (ascensos del 2,8% y 2,7% para el futuro a 1 mes y a 3 meses, respectivamente). Por su parte, la mayor variación a la baja entre dos sesiones se registró, para el futuro a 1 mes, el 30 de junio (descenso del 0,8%) y, para el futuro a 3 meses, el 26 de junio (descenso del 0,7%).

Por el contrario, la cotización de los contratos a plazo de gas natural en Reino Unido (NBP) mostró, durante el mes de junio, un comportamiento descendente respecto al mes anterior. El mayor descenso se registró en la cotización del contrato con vencimiento en el tercer trimestre de 2014, un 11,6%, situándose en 16,91 €/MWh el 30 de junio. La cotización del contrato mensual con entrega en julio de 2014 registró un descenso del 9,9% (16,70 €/MWh el 27 de junio), y la del contrato con entrega en el cuarto trimestre de 2014 contabilizó un descenso del 5% (23,21 €/MWh el 30 de junio).

Asimismo, los precios de los contratos de futuros de carbón EEX ARA descendieron respecto a los registrados en el mes de mayo. La cotización del contrato con entrega en julio de 2014 registró un descenso del 2,3% respecto al mes anterior, cerrando junio en 73,28 \$/t. El precio del contrato con vencimiento en el tercer trimestre de 2014 descendió un 3%, situándose en 73,35 \$/t el 26 de junio. Análogamente, la cotización del contrato anual Cal-15 registró un descenso del 3,3% respecto al mes anterior, cotizando el 30 de junio en 78,80 \$/t.

Por su parte, los contratos de futuros sobre derechos de emisión EUA Dic-14 y EUA Dic-15 contabilizaron, en el mes de junio, un incremento medio del 14,8%. La cotización máxima mensual de dichos contratos se registró el 30 de junio: 5,86 €/tCO₂ en el contrato EUA Dic-14 y 6,04 €/tCO₂ en el contrato EUA Dic-15.

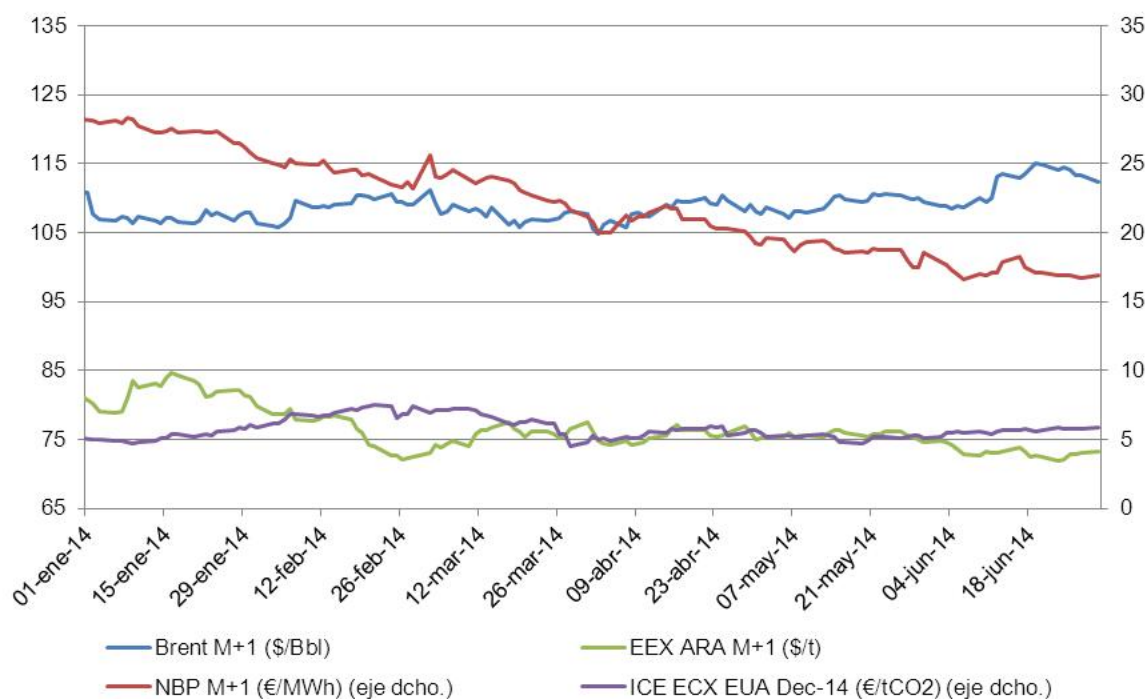
Cuadro 5. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

	Cotizaciones en junio de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en mayo de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent \$/Bbl	30-jun-14	Mín.	Máx.	30-may-14	Mín.	Máx.	abr. vs mar
Brent Spot	111,02	108,34	115,32	109,10	108,12	111,30	1,8%
Brent entrega a un mes	112,36	108,40	115,06	109,41	107,06	110,55	2,7%
Brent entrega a tres meses	111,68	107,04	113,71	107,94	105,95	109,06	3,5%
Gas natural Europa €/MWh	30-jun-14	Mín.	Máx.	30-may-14	Mín.	Máx.	abr. vs mar
Gas NBP Spot	16,42	15,47	18,15	17,90	17,90	19,74	-8,3%
Gas NBP entrega Jul-14	16,70	16,63	18,24	18,53	18,53	19,99	-9,9%
Gas NBP entrega Q3-14	16,91	16,91	18,92	19,12	19,12	20,42	-11,6%
Gas NBP entrega Q4-14	23,21	23,21	24,95	24,43	24,39	25,60	-5,0%
Carbón EEX ARA API2 \$/t	30-jun-14	Mín.	Máx.	30-may-14	Mín.	Máx.	abr. vs mar
Carbón entrega Jul-14	73,28	72,00	74,73	75,03	75,03	77,25	-2,3%
Carbón entrega Q3-14	73,35	72,55	75,33	75,58	75,58	78,10	-3,0%
Carbón entrega 2015	78,80	78,40	81,23	81,50	81,50	83,34	-3,3%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	30-jun-14	Mín.	Máx.	30-may-14	Mín.	Máx.	abr. vs mar
Dchos. emisión EUA Dic-2014	5,86	5,19	5,86	5,10	4,75	5,46	14,9%
Dchos. emisión EUA Dic-2015	6,04	5,37	6,04	5,27	4,91	5,65	14,6%

- 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 Jul-14 fue a 27/06/14.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX). La última cotización del contrato con entrega en Q3-14 fue a 26/06/14.
- 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 enero 2014 – 30 junio 2014**



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

3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent

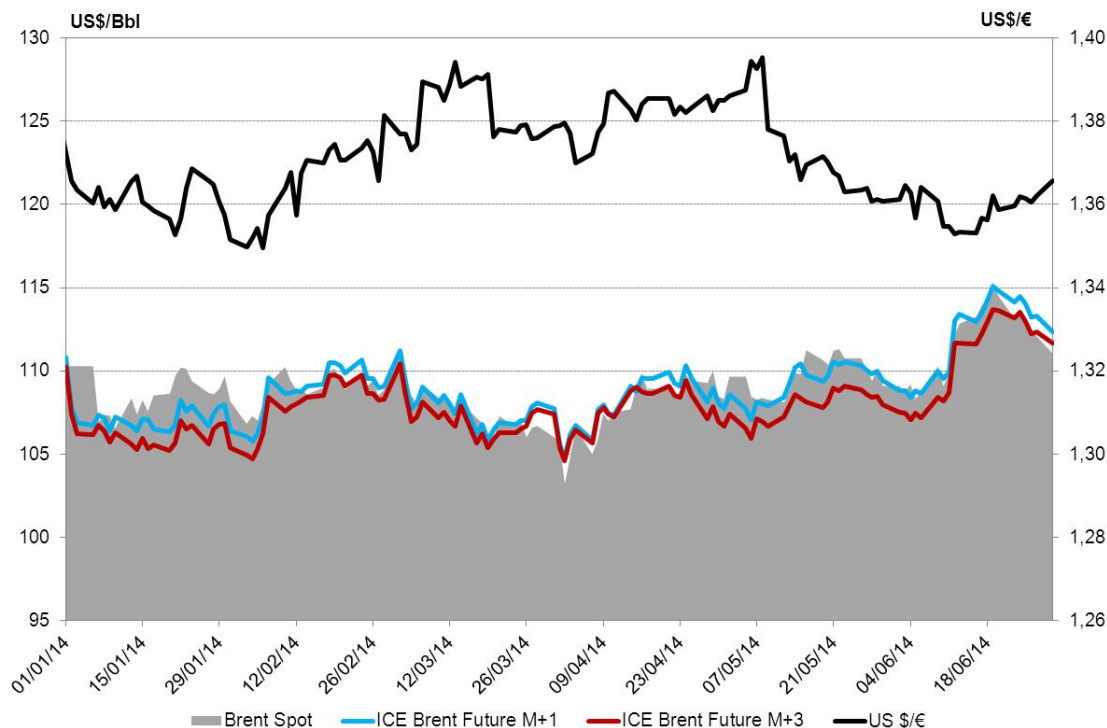
En el mes de junio la cotización (spot) del Brent fluctuó en el rango 108 – 115 \$/Bbl, registrándose la cotización mínima el 5 de junio y la máxima el día 19 de junio.

Por su parte, los precios del barril de crudo Brent de referencia en Europa, a uno y tres meses, oscilaron en el rango 107,04 \$/Bbl – 115,06 \$/Bbl. El precio mínimo se registró el 4 de junio, mientras que el máximo correspondió a la cotización del 19 de junio.

La evolución del tipo de cambio \$/€ registró una tendencia descendente (apreciación del dólar) desde 1,36 \$/€, el 1 de junio, hasta 1,32 \$/€, el 12 de junio. Posteriormente, dicho tipo de cambio mostró un comportamiento alcista (depreciación del dólar) cerrando el 30 de junio con una cotización similar a la registrada a principios del mes (1,37 \$/€).

En €/Bbl, los precios de los contratos del crudo Brent a 1 y 3 meses oscilaron, en el mes de junio, en el rango 78,55 €/Bbl – 84,49 €/Bbl, contabilizándose el mínimo mensual el 4 de junio y el máximo el 20 de junio.

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



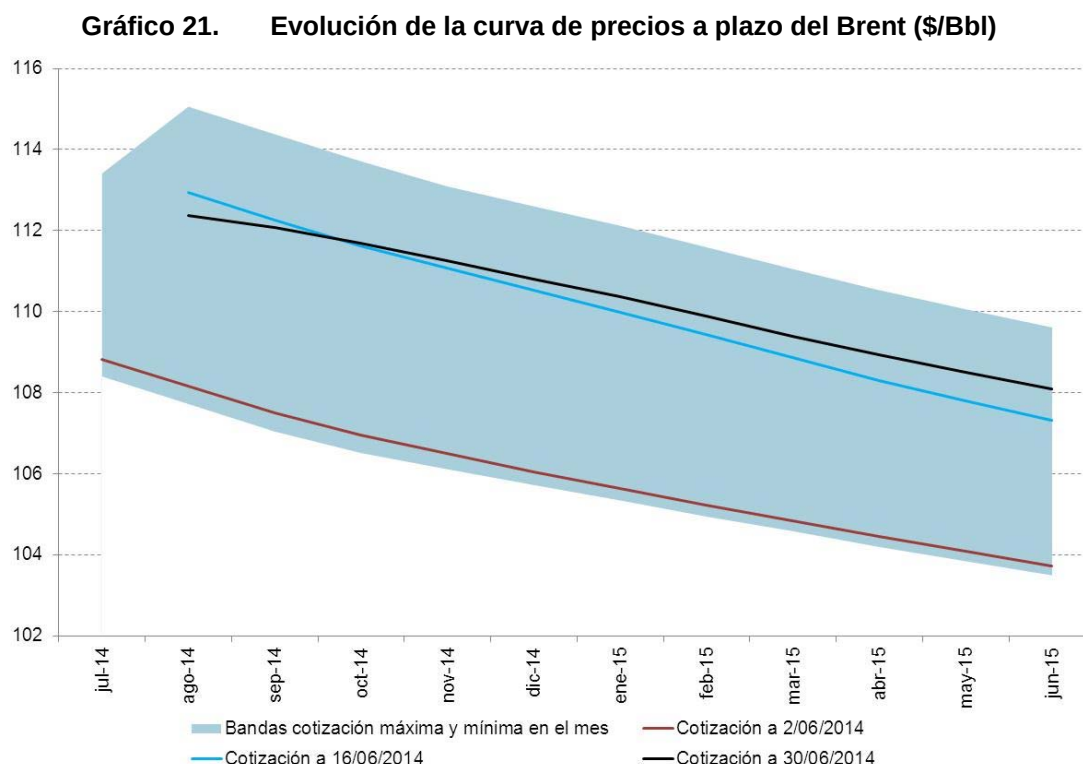
Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Platts y BCE

Entre los factores que contribuyeron al aumento de los precios del petróleo cabe destacar el temor a un posible corte en la exportación de crudo procedente de Irak, debido al recrudecimiento del conflicto bélico en dicho país.

El Gráfico 21 muestra el rango de variación de la curva de precios a plazo del Brent en el mes de junio. A 30 de junio, la estructura de la curva a plazo muestra un perfil decreciente con el plazo de vencimiento de los contratos (en backwardation), con un rango de variación entre 108,08 \$/Bbl y 112,36 \$/Bbl.

La cotización del contrato Brent M+12 (junio de 2015) fluctuó en el rango 103,49 – 109,61 \$/Bbl, cerrando en 108,08 \$/Bbl el 30 de junio.

En el periodo considerado de cotización (junio), 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 5,0 – 7,3 \$/Bbl.



Nota: el último día de cotización del contrato jul-14 es el 13 de junio, por lo que la curva a plazo a 30/06/2014 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 junio los precios europeos del gas natural mostraron una tendencia decreciente, debido a la baja demanda derivada de las suaves temperaturas registradas y al aumento de los suministros procedentes de Noruega y de cargamentos de GNL.

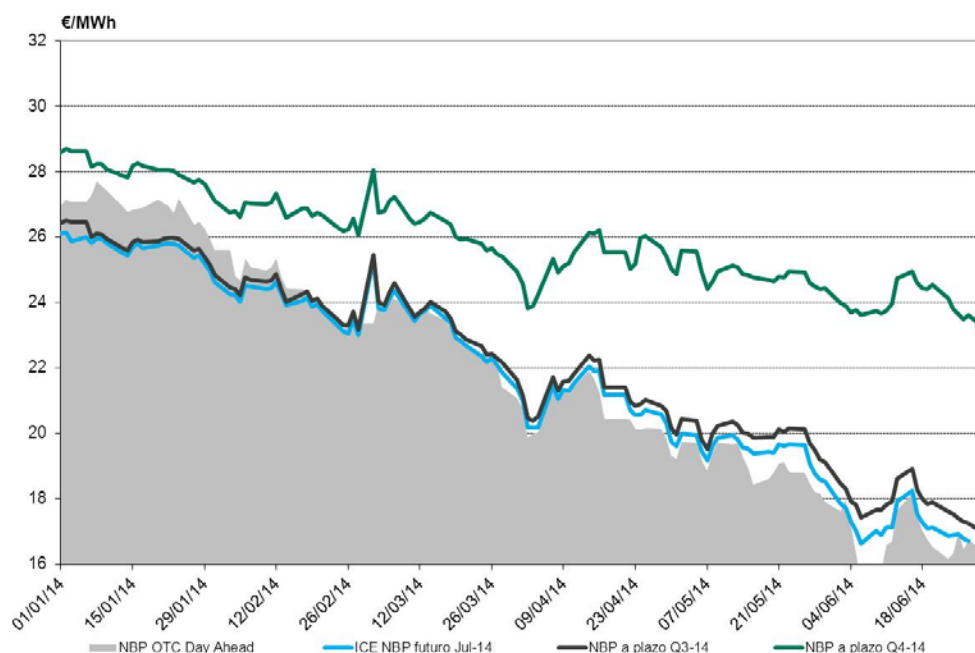
El 30 de junio, el contrato mensual (referencia NBP) con entrega en julio de 2014 registró una cotización de 16,70 €/MWh (un 9,9% inferior a la del 30 de mayo).

La cotización a plazo del contrato de gas natural en NBP con vencimiento en el tercer trimestre de 2014 (Q3-14) osciló en el rango 16,91 €/MWh – 18,92 €/MWh (mínimo registrado el 30 de junio y máximo contabilizado el 16 de junio), con un descenso del 11,6% respecto al mes de mayo.

Por su parte, el contrato con vencimiento en el cuatro trimestre de 2014 (Q4-14), presentó un valor mínimo el día 30 y un máximo el día 16, oscilando en el rango 23,21 – 24,95 €/MWh. Su cotización a cierre de mes (23,21 €/MWh) fue un 5% inferior a la registrada el mes anterior. En media, los precios del contrato Q4-14 se situaron 6,1 €/MWh por encima de los precios del contrato Q3-14 (véase Gráfico 22).

Gráfico 22. Evolución precios del gas natural en Reino Unido (NBP). Contrato spot, mensual con vencimiento en julio 2014 y trimestrales Q3-14 y Q4-14 (en €/MWh).

Periodo: 1 enero 2014 – 30 junio 2014

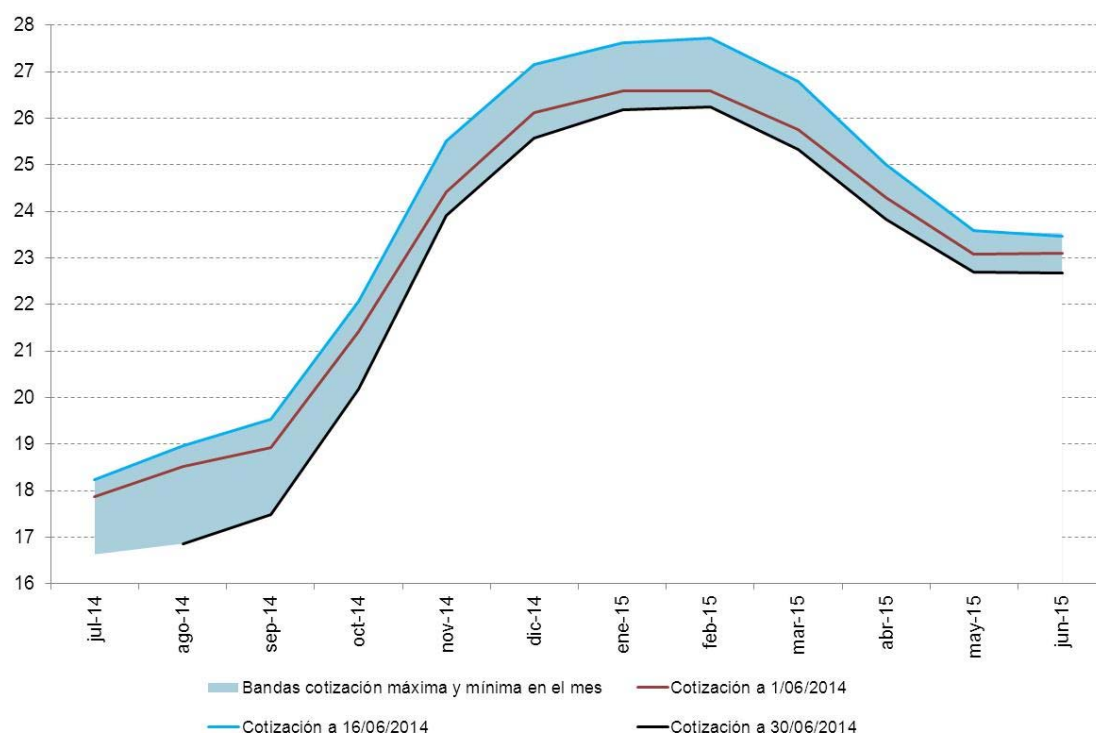


Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Platts y BCE

A 30 de junio, 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 agosto de 2014 y febrero de 2015 los precios del gas natural ascienden desde 16,86 €/MWh hasta 26,24 €/MWh. Sin embargo, a partir del mes de febrero de 2015 su evolución es descendente, hasta situarse en 22,68 €/MWh en junio de 2015.

En el periodo considerado de cotización (junio), la fluctuación media entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del gas natural fue de 1,51 €/MWh.

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

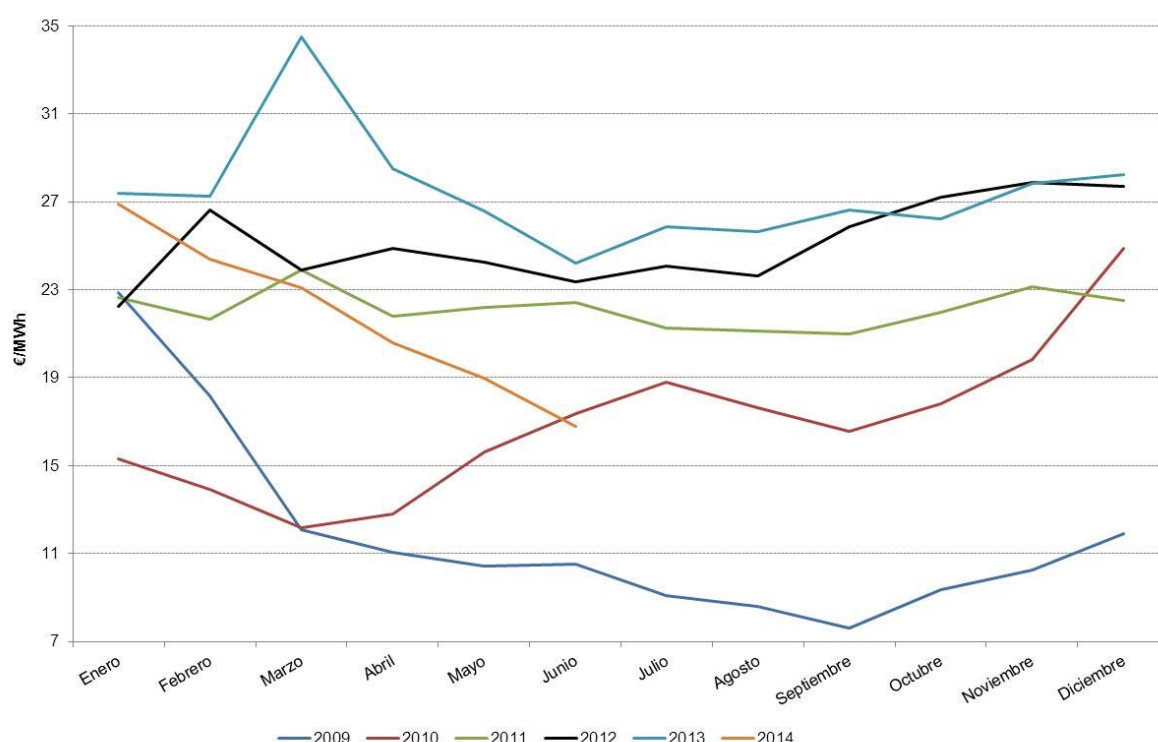


Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE y BCE

Durante el mes de junio los precios spot en Reino Unido se mantuvieron en un rango de 15,47 €/MWh – 18,15 €/MWh; registrando el valor mínimo el día 6 y el máximo el día 16. La cotización a 30 de junio (16,42 €/MWh) se situó un 8,3% por debajo de la cotización a 30 de mayo.

La cotización media del mes de junio (16,77 €/MWh) fue un 30,8% inferior a la registrada el mismo mes del año anterior (24,22 €/MWh), y un 11,7% inferior a la del mes de mayo de 2014 (18,99 €/MWh).

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



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

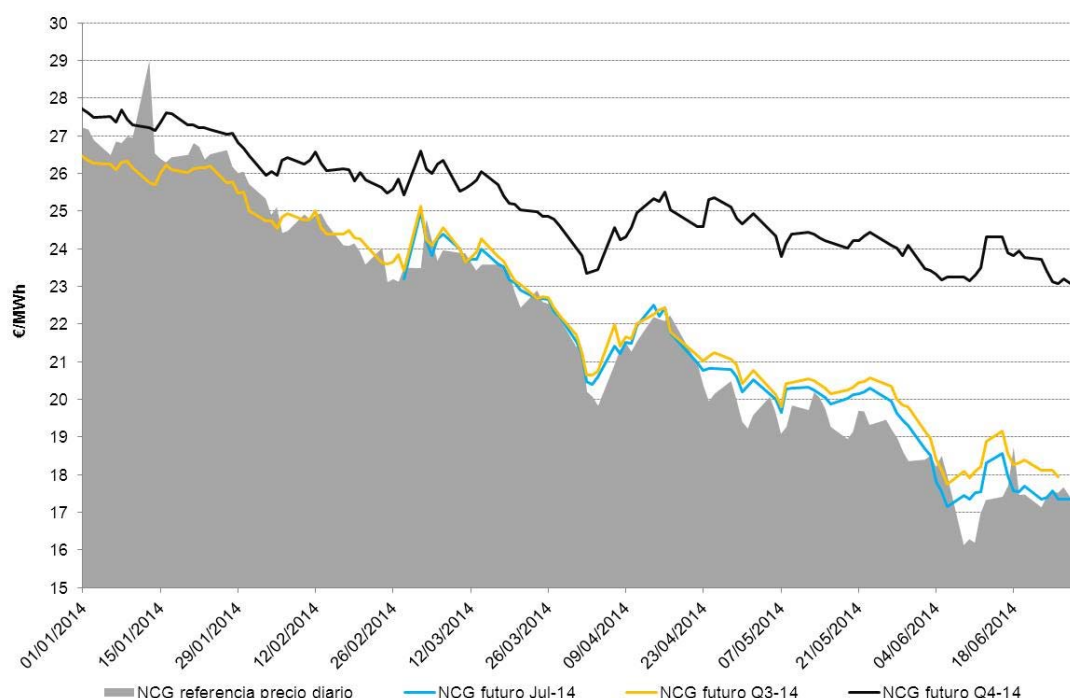
Cotizaciones de gas natural en Alemania

En el mes de junio, la cotización en EEX del contrato de futuros NCG (NetConnect Germany) con vencimiento en el tercer trimestre de 2014 (Q3-14) osciló en el rango 17,76 €/MWh – 19,17 €/MWh (mínimo y máximo registrados, respectivamente, los días 6 y 2 de junio). El 26 de junio (último día de negociación del contrato) su cotización se situó en 17,95 €/MWh, un 9,4% inferior a la registrada al cierre del mes de mayo.

Por su parte, el contrato con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 (Q4-14), registró una cotización mínima de 22,90 €/MWh, el 30 de junio, y una cotización máxima de 24,32 €/MWh el 13 de junio. En media, la cotización del contrato Q4-14 fue 5,19 €/MWh superior a la del contrato Q3-14 (véase Gráfico 25).

Informe de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España – Junio 2014

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 junio, la media de los diferenciales de precio spot del mercado francés de gas entre las zonas sur (PEG Sud) y norte (PEG Nord) disminuyó con respecto al mes anterior (4,08 €/MWh en junio frente a un diferencial de 5,11 €/MWh en mayo). Esto es debido al mayor descenso registrado en los precios de la zona sur en comparación con la disminución de los precios en la zona norte.

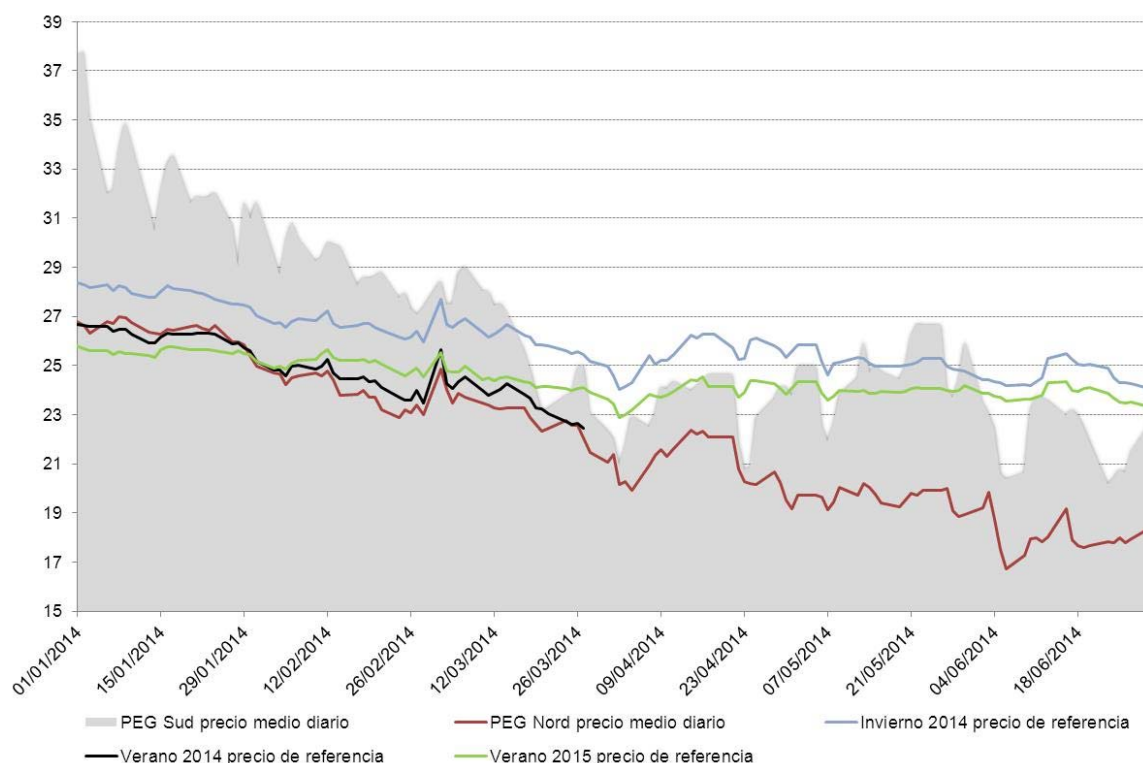
Durante todo el mes de junio el precio de la zona sur estuvo por encima del registrado en la zona norte. Así, en el mes de junio, el precio medio de la zona sur fue 22,12 €/MWh, con una disminución del 10,5% respecto al mes anterior (24,71 €/MWh). Por su parte, el precio de la zona norte se situó en junio en 18,04 €/MWh, descendiendo un 7,9% respecto al mes anterior (19,59 €/MWh).

La cotización del contrato de futuro estacional invierno 2014, que abarca el cuarto trimestre de 2014 y el primero de 2015, con subyacente el precio spot en la zona norte, presentó una tendencia descendente. En concreto, el contrato invierno 2014 cerró en 24,05 €/MWh (el 30 de junio), lo que supone un descenso del 2,9% respecto el precio de cierre del mes anterior (24,78 €/MWh el 30 de mayo).

Por su parte, la cotización del contrato verano 2015, que abarca el segundo y tercer trimestres de 2015, registró una disminución del 3,7%, cotizando en 23,30 €/MWh el 30 de junio, frente a 24,19 €/MWh el 30 de mayo.

En media, en el mes de junio, el diferencial entre el contrato invierno 2014 y el contrato verano 2015 se situó en 0,80 €/MWh. Así, para el conjunto del segundo trimestre de 2014, dicho diferencial se situó en 1,17 €/MWh, siendo inferior al registrado en el cuarto trimestre de 2013 (2,56 €/MWh) y en el primer trimestre de 2014 (1,89 €/MWh). Debe tenerse en cuenta que existe una correlación alta entre el diferencial de precio entre dichos contratos y el interés de los agentes de 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)



Nota: en la referencia de precio diaria de Powernext se muestra el valor correspondiente al día de entrega.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Powernext

Otras referencias de precios

Desde el último trimestre de 2013 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 junio 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. Así, durante el mes de junio de 2014 dichas cotizaciones descendieron un 9,7% respecto al mes anterior.

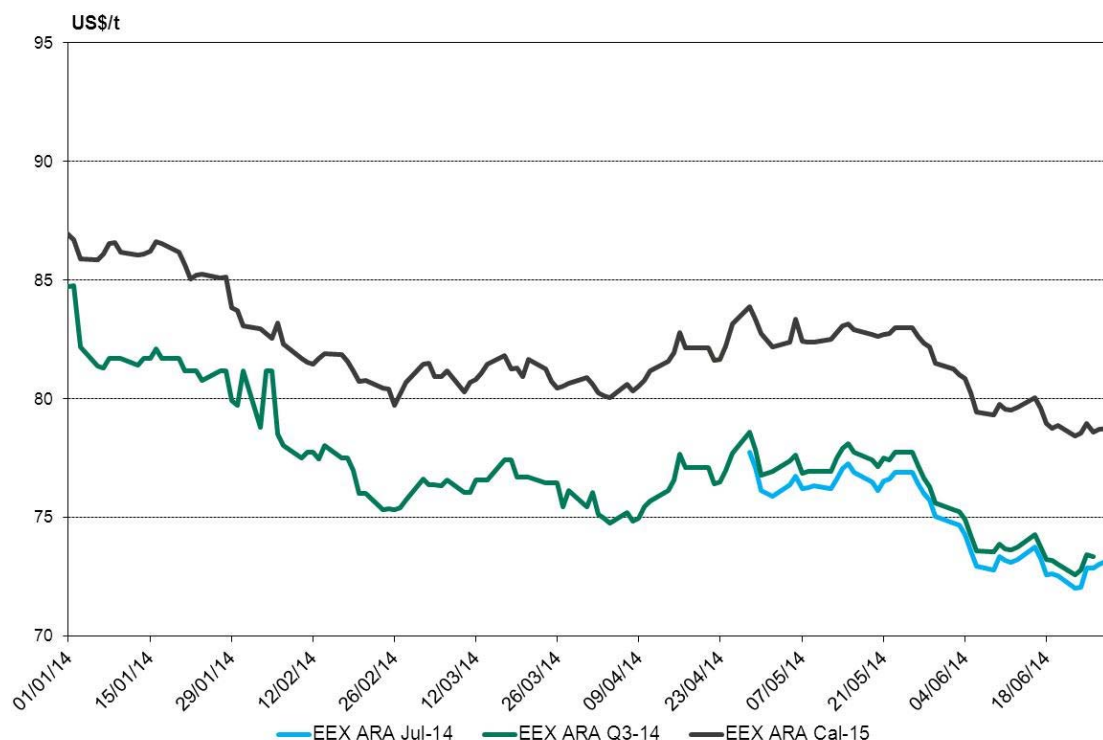
Análogamente, en el mismo periodo, los precios del GNL para el noreste de Asia (referencia NEA publicada por *Energy Intelligence*) registraron, por los mismos motivos, un descenso del 15,6%, reduciéndose de manera notable el diferencial de precio con el GNL SWE.

3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón

Durante el mes de junio, la cotización en EEX del contrato a plazo de carbón de calidad API2 con entrega en ARA (Ámsterdam-Rotterdam-Amberes) y vencimiento en el tercer trimestre de 2014 (Q3-14) mostró una tendencia descendente, desde un máximo de 75,33 \$/t, el 2 de junio, hasta un valor mínimo de 72,55 \$/t el 23 de junio. En €/t, y entre el 2 y el 23 de junio, la cotización de dicho contrato osciló en el rango 55,34 €/t - 53,36 €/t. Respecto al mes anterior, el descenso experimentado en la cotización del contrato (en \$/t) fue del 3%.

El diferencial de precios entre el contrato anual y el trimestral con vencimiento más inmediato se situó en el rango (+5,25 \$/t – +6,00 \$/t). La cotización del contrato anual Cal-15, que asimismo registró durante el mes de junio una tendencia descendente, se situó en el rango 78,40 – 81,23 \$/t.

**Gráfico 27. Evolución precios del carbón (futuros EEX ARA, \$/t).
Periodo 1 enero 2014 – 30 junio 2014**



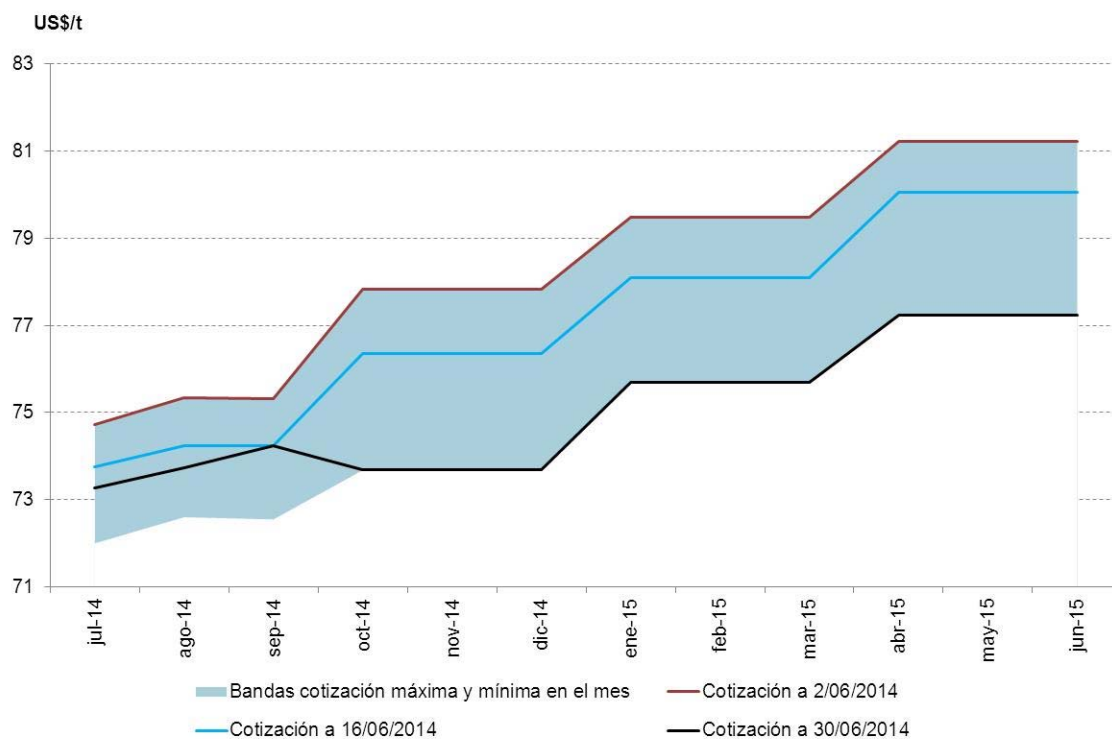
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

Entre los factores que influyeron en el descenso de los precios del carbón, se destacan: (i) el exceso de suministro, principalmente desde Colombia y Rusia; (ii) la baja utilización del carbón en las centrales térmicas; y (iii) los elevados inventarios, tanto en dichas plantas como en los puertos.

El Gráfico 28 muestra el rango de variación de la curva de los precios a plazo del carbón (EEX ARA) en el mes de junio. A 30 de junio, la estructura de dicha curva a plazo muestra un perfil ascendente con el plazo de vencimiento de los contratos (situación de contango), con un rango de variación entre 73,28 \$/t – 77,23 \$/t.

En el periodo considerado de cotización (junio), 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 2,7 – 4,1 \$/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

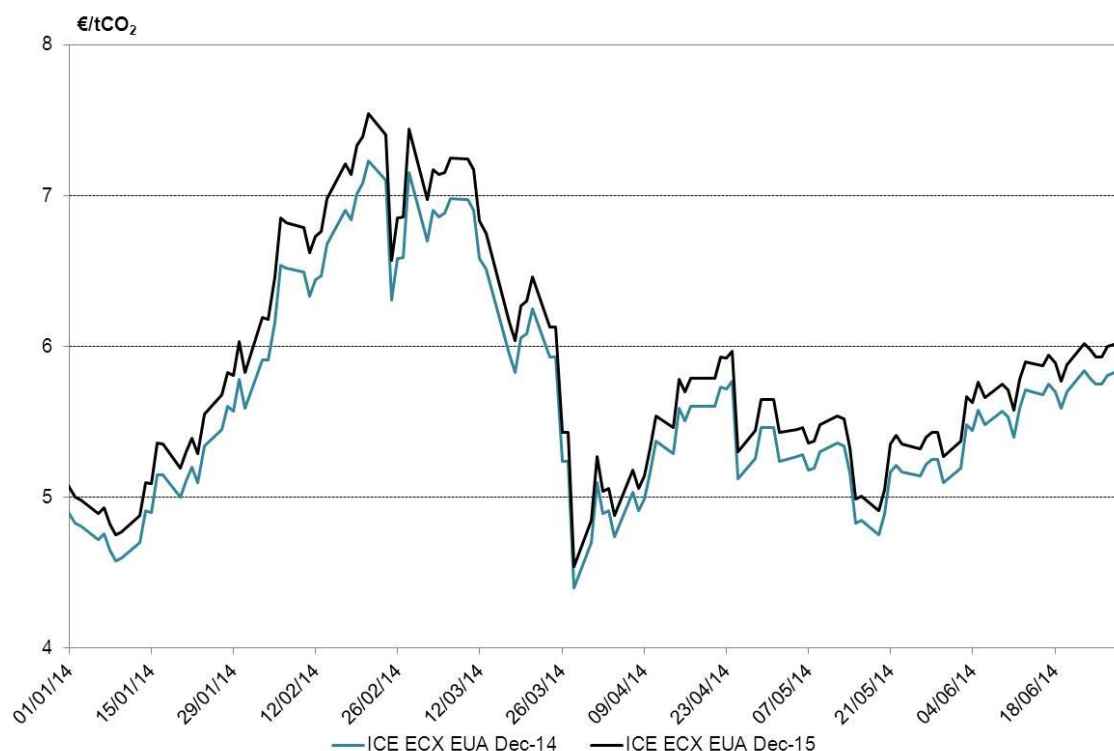
Durante el mes de junio, la cotización a plazo de los derechos de emisión EUA mostró, en general, una tendencia creciente.

La cotización del contrato EUA Dic-14 osciló en el rango 5,19 €/tCO₂ – 5,86 €/tCO₂, mientras que la del contrato EUA Dic-15 lo hizo en el rango 5,37 €/tCO₂ – 6,04 €/tCO₂. En ambos casos, las cotizaciones mínima y máxima se registraron el 2 y el 30 de junio, respectivamente.

El diferencial de precios entre los contratos EUA Dic-14 y EUA Dic-15 mostró, en general, una tendencia estable, situándose en el rango 0,15 €/tCO₂–0,19 €/tCO₂.

A cierre del mes de junio (día 30) la cotización del contrato EUA Dic-14 (5,86 €/tCO₂) contabilizó un incremento del 14,9% respecto a la registrada el 30 de mayo (5,1 €/tCO₂). Asimismo, la cotización del EUA Dic-15 (6,04 €/tCO₂ a 30 de junio) aumentó un 14,6% respecto a la registrada el 30 de mayo (5,27 €/tCO₂).

Gráfico 29. Evolución precio emisiones (EUA) Periodo: 1 enero 2014 – 30 junio 2014



Fuente: Elaboración propia a partir de datos ICE

Entre los factores que influyeron en el incremento de los precios de los derechos de emisión de CO₂, se destaca: (i) la reducción de oferta en las subastas; (iii) el apoyo de Alemania a la retirada definitiva del mercado de 900 millones de derechos de emisión de CO₂, cuya subasta fue retrasada en aplicación del mecanismo de *backloading*; y (iii) la posibilidad de consenso para adelantar la reforma del EU-ETS al año 2016-2017, que supondrá la introducción de un mecanismo de reserva que permita adecuar la oferta de derechos a las circunstancias económicas de la UE.

3.3. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-14 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 (27/06/14 vs. 30/05/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en el tercer trimestre de 2014 (Q3-14) registró un descenso del 2,8%, situándose en 54,10 €/MWh el 27 de junio.

Dicho descenso fue inferior en magnitud al registrado por 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

Informe de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España – Junio 2014

costes de transporte, peajes, O&M e impuestos), que se redujo un 7,2% entre el 30 de mayo y el 27 de junio.

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 – apenas varió (- 0,1%) entre el 30/05/14 y el 26/06/14.

Respecto al mes anterior (30/06/14. vs. 30/05/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en Cal-15 registró un descenso del 2,3% (47,75 €/MWh a 30 de junio), 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 1,7% 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 – disminuyó un 0,3% entre el 30/05/14 y el 30/06/14.

4. Comparativa precios a plazo y precios (ex post) en mercado diario

4.1. Cálculo de la diferencia entre los costes de los contratos mayoristas, establecidos en el Real Decreto 216/2014, y el precio en el mercado diario durante el segundo trimestre de 2014

La Disposición transitoria primera del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, establece un periodo transitorio de adaptación. En particular, se establece que los comercializadores de referencia dispondrán de un plazo máximo, hasta el 1 de julio de 2014, para la adaptación de sus sistemas con el fin de realizar la facturación a los consumidores en aplicación de lo dispuesto en el mismo.

En las facturaciones que se realicen por parte de cada comercializador de referencia con anterioridad a la adaptación de sus sistemas se aplicará, con carácter transitorio, el precio voluntario para el pequeño consumidor aprobado por Resolución de 31 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y los precios voluntarios para el pequeño consumidor. En particular, dicha Resolución fija el coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de base (CC_{base}) en 48,48 €/MWh y en el bloque de punta (CC_{punta}) en

56,27 €/MWh². Dicho coste coincide con el establecido en el artículo 1 del Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014.

En el mes de junio, el precio medio aritmético en el mercado diario (equivalente al carga base) se situó en 50,95 €/MWh, por lo que el coste de los contratos mayoristas establecido en la Resolución de 31 de enero de 2014 (48,48 €/MWh para el producto base) resultó ser (ex post) un 4,8% inferior al precio medio en el mercado diario en dicho mes. En el caso del producto punta, el precio medio en el mercado diario en las horas punta se situó, en junio, en 58,51 €/MWh, un 4% superior al coste de los contratos mayoristas establecido en la Resolución de 31 de enero de 2014 (56,27 €/MWh).

² Promedio aritmético de las referencias de precios públicos de OMIP correspondientes a la cotización de los contratos Q1-14 en base y en punta, desde el 1 de julio de 2013 al 24 de diciembre de 2013.

Cuadro 6. Diferencial de precios de liquidación trimestral (CESUR y RD-Ley 17/2013) para la fijación de la TUR (hasta 2013) y del PVPC (desde 2014)

	Liquidación	Producto Base			Producto Punta		
		Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Precio resultante en la subasta CESUR* (€/MWh)	Diferencial precio CESUR - precio OMIE (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Precio resultante en la subasta CESUR* (€/MWh)	Diferencial precio CESUR - precio OMIE (€/MWh)
CESUR-17	enero-12	51,06	52,99	1,93	56,41	57,95	1,54
	febrero-12	53,48	52,99	-0,49	59,83	57,95	-1,88
	marzo-12	47,57	52,99	5,42	53,21	57,95	4,74
	Q1-12	50,64	52,99	2,35	56,43	57,95	1,52
CESUR-18	abril-12	41,21	51,00	9,79	45,20	56,27	11,07
	mayo-12	43,58	51,00	7,42	47,59	56,27	8,68
	junio-12	53,50	51,00	-2,50	58,20	56,27	-1,93
	Q2-12	46,07	51,00	4,93	50,25	56,27	6,02
CESUR-19	julio-12	50,29	56,25	5,96	55,44	61,50	6,06
	agosto-12	49,34	56,25	6,91	52,99	61,50	8,51
	septiembre-12	47,59	56,25	8,66	53,72	61,50	7,78
	Q3-12	49,09	56,25	7,16	54,04	61,50	7,46
CESUR-20	octubre-12	45,65	49,25	3,60	52,56	54,25	1,69
	noviembre-12	42,07	49,25	7,18	47,90	54,25	6,35
	diciembre-12	41,73	49,25	7,52	48,93	54,25	5,32
	Q4-12	43,16	49,25	6,09	49,85	54,25	4,40
CESUR-21	enero-13	42,06	54,18	12,12	51,61	61,15	9,54
	febrero-13	31,08	54,18	23,10	38,05	61,15	23,10
	marzo-13	26,29	54,18	27,89	32,43	61,15	28,72
	Q1-13	40,34	54,18	13,84	48,17	61,15	12,98
CESUR-22	abril-13	22,30	45,41	23,11	28,25	51,95	23,70
	mayo-13	42,93	45,41	2,48	47,09	51,95	4,86
	junio-13	45,91	45,41	-0,50	48,51	51,95	3,44
	Q2-13	34,26	45,41	11,15	40,04	51,95	11,91
CESUR-23	julio-13	51,16	47,95	-3,21	57,01	55,21	-1,80
	agosto-13	48,09	47,95	-0,14	53,58	55,21	1,63
	septiembre-13	50,20	47,95	-2,25	58,26	55,21	-3,05
	Q3-13	49,81	47,95	-1,86	56,26	55,21	-1,05
CESUR-24	octubre-13	51,49	47,58	-3,91	57,70	57,00	-0,70
	noviembre-13	41,81	47,58	5,77	46,96	57,00	10,04
	diciembre-13	63,64	47,58	-16,06	69,49	57,00	-12,49
	Q4-13	52,43	47,58	-4,85	58,21	57,00	-1,21
RD-Ley 17/2013	enero-14	33,62	48,48	14,86	42,85	56,27	13,42
	febrero-14	17,12	48,48	31,36	23,32	56,27	32,95
	marzo-14	26,67	48,48	21,81	34,44	56,27	21,83
	Q1-14	26,09	48,48	22,39	33,99	56,27	22,28
Real Decreto 216/2014	abril-14	26,44	48,48	22,04	31,52	56,27	24,75
	mayo-14	42,41	48,48	6,07	45,70	56,27	10,57
	junio-14	50,95	48,48	-2,47	58,51	56,27	-2,24
	Q2-14	39,96	48,48	8,52	45,04	56,27	11,23

* Para el 1^{er} y 2^o trimestres de 2014 se consideran los precios dados por el RD-ley 17/2013 y Real Decreto 216/2014, respectivamente.

Fuente: RD-Ley 17/2013, Real Decreto 216/2014, CNMC, OMIE y Organizador de las Subastas

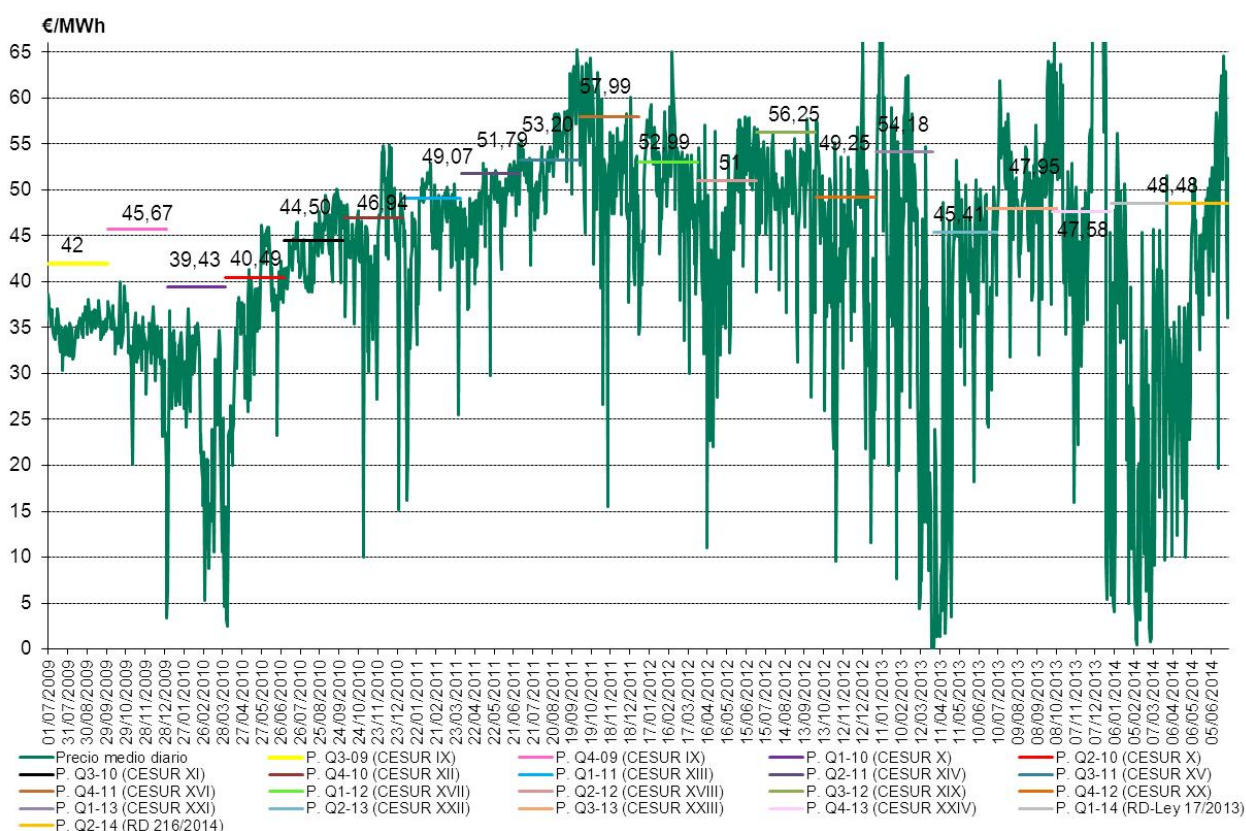
El Gráfico 30 muestra la evolución del precio medio en el mercado diario desde julio de 2009 hasta junio de 2014 y el precio de equilibrio del producto carga base en las últimas subastas CESUR (hasta diciembre de 2013), la referencia

del RD-ley 17/2013 (primer trimestre de 2014) y la referencia del Real Decreto 216/2014 (segundo trimestre de 2014).

En relación al año 2012, primer semestre de 2013 y primer semestre de 2014, se observa que los precios de equilibrio de los contratos base trimestrales de la 17ª, a la 22ª subastas CESUR, la referencia del RD-ley 17/2013 y la referencia del RD 216/2014 (Q1-12, Q2-12, Q3-12, Q4-12, Q1-13, Q2-13, Q1-14 y Q2-14) han sido en media superiores a los precios medios del mercado de contado en dichos trimestres (superiores en 2,35 €/MWh, 4,93 €/MWh, 7,16 €/MWh, 6,09 €/MWh, 13,84 €/MWh, 11,15 €/MWh, 22,39 €/MWh y 8,52 €/MWh, respectivamente).

Por el contrario, en el tercer y cuarto trimestres de 2013, se observa que el precio de equilibrio del contrato base trimestral de la 23ª y 24ª subastas CESUR (Q3-13 y Q4-13) ha sido en media inferior al precio medio del mercado de contado en dicho periodo (inferior en 1,86 €/MWh y en 4,85 €/MWh para el tercer y cuarto trimestres de 2013, respectivamente).

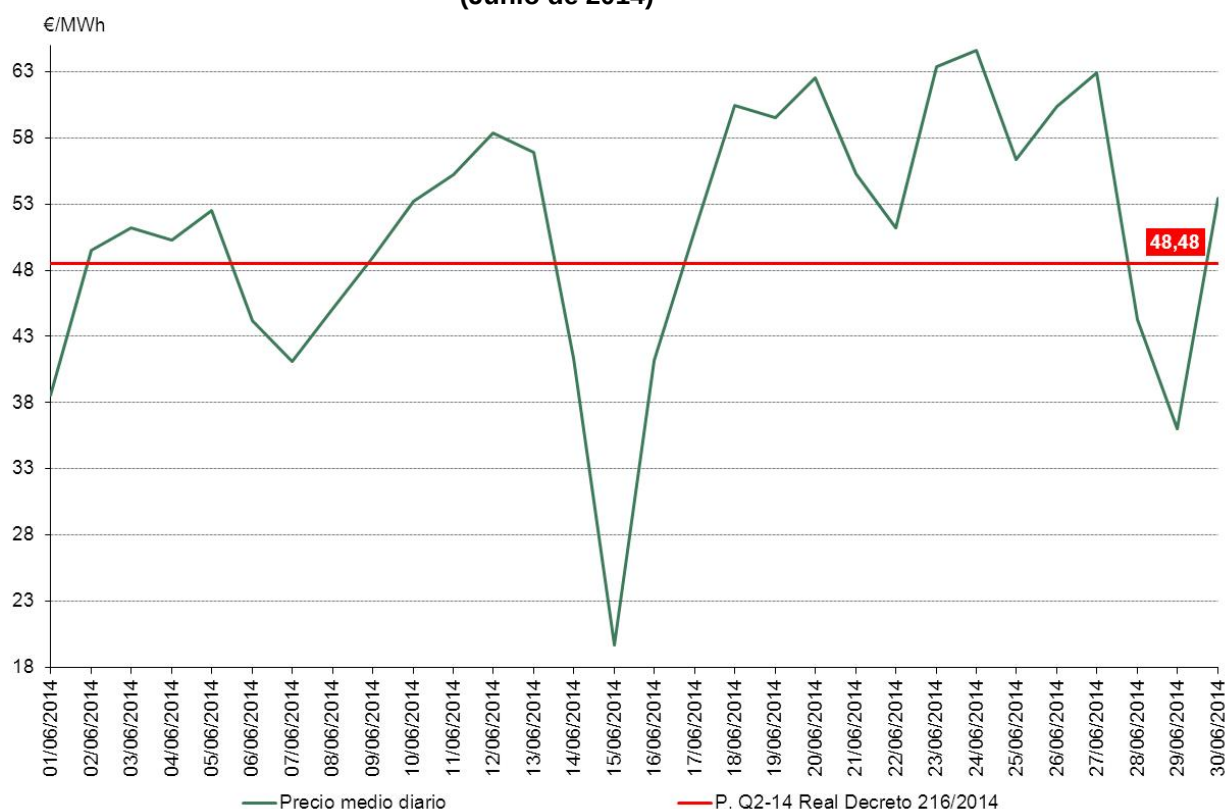
Gráfico 30. Precio medio diario en OMIE y precio de liquidación trimestral (CESUR y RD-Ley 17/2013) para la fijación de la TUR (hasta 2013) y del PVPC (a partir de 2014)



Fuente: CNMC a partir de RD-ley 17/2013 y Real Decreto 216/2014, OMIE y Organizador de las Subastas

El Gráfico 31 muestra el detalle de la evolución del precio medio en el mercado diario y el coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de base en el segundo trimestre de 2014, durante el mes de junio de 2014. Se observa que dicho coste ha sido superior al precio medio de contado en 9 de los 30 días del mes de junio de 2014.

Gráfico 31. Precio medio diario en OMIE y CC base (Real Decreto 216/2014)
(Junio de 2014)



Fuente: CNMC a partir de RD-ley 17/2013 y Real Decreto 216/2014, OMIE y Organizador de la Subasta

4.2. 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 ha tomado 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 junio 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 y abril 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 de 2012, en marzo de 2013, y en enero, febrero y marzo de 2014.

En el mes de junio de 2014, la prima de riesgo en el mercado español presentó un valor negativo de 1,59 €/MWh (-5,53 €/MWh en mayo). De este modo, en el segundo trimestre de 2014, la prima de riesgo en el mercado español fue negativa (-1,76 €/MWh).

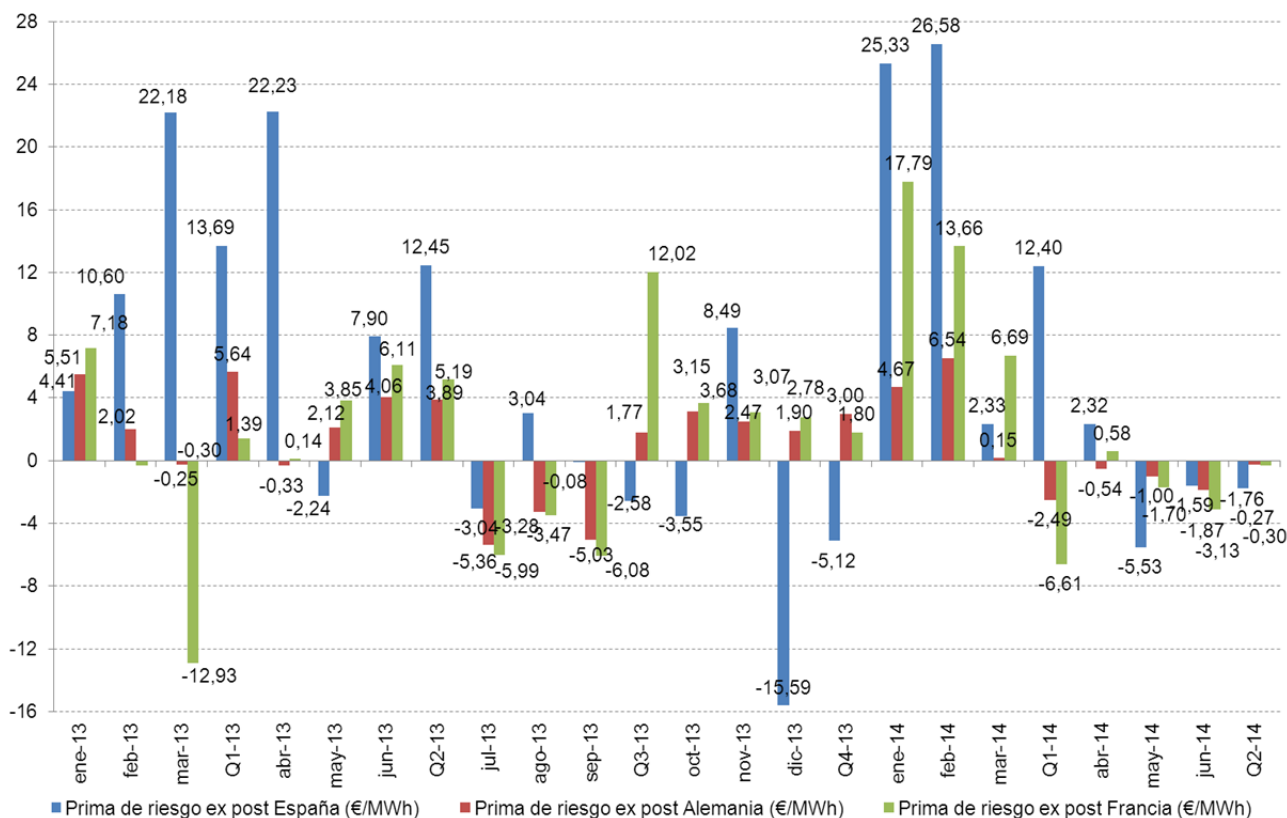
Por otro lado, la prima de riesgo en el mes de junio de 2014 en Alemania y en Francia presentó también valores negativos (-1,87 €/MWh y -3,13 €/MWh, respectivamente) (en mayo: -1 €/MWh y -1,70 €/MWh, respectivamente). La prima de riesgo en el segundo trimestre de 2014 en Alemania y en Francia presentó también valores negativos (-0,27 €/MWh y -0,30 €/MWh, respectivamente).

Cuadro 7. Cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2012, en 2013 y de enero a junio 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 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	25,80	12,40	30,98	33,47	-2,49	31,19	37,80	-6,61
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	31,50	-0,30

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

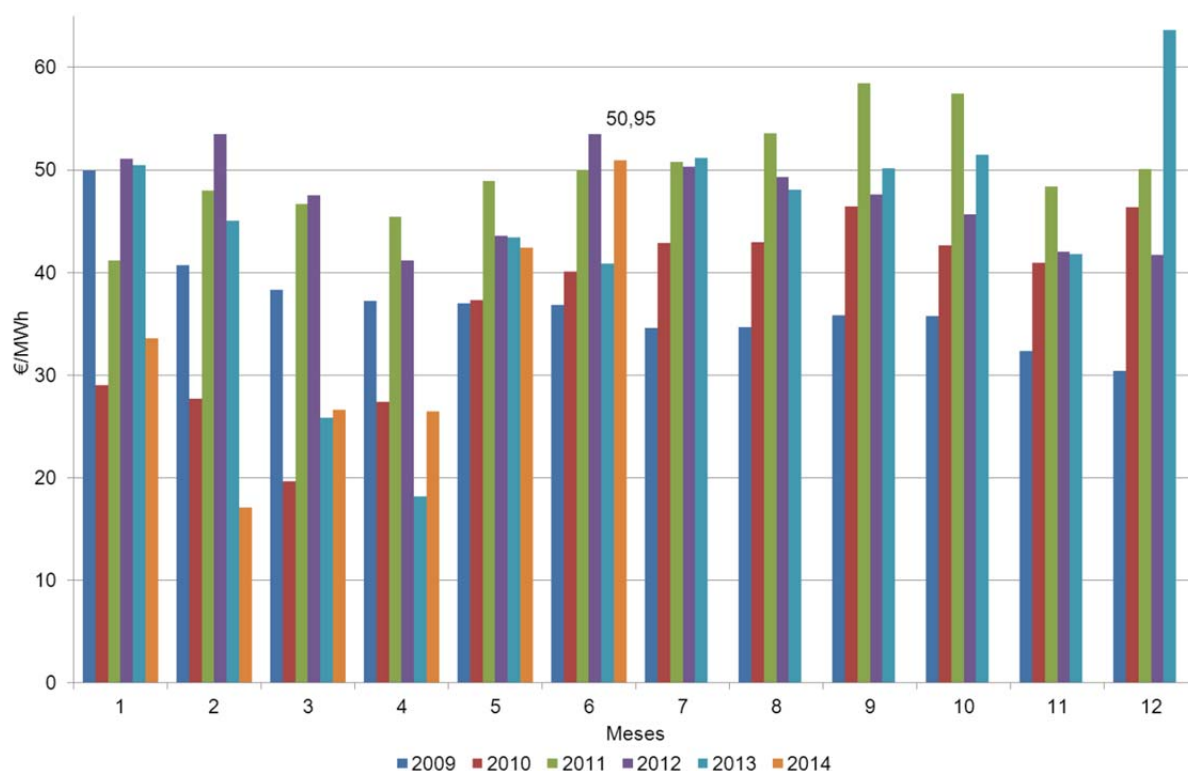
Gráfico 32. Prima de riesgo ex post: Cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2013 y de enero a junio de 2014, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia vs. precio spot



Fuente: EEX, OMIP y OMIE

En el Gráfico 33 se refleja la evolución del precio medio mensual del mercado de contado en el periodo comprendido entre enero de 2009 y junio de 2014. En el mes de junio de 2014 el precio medio mensual se situó en 50,95 €/MWh, un 20,1% superior al precio medio mensual registrado en mayo de 2014 (42,41 €/MWh) y un 24,7% más que el precio medio registrado en junio de 2013 (40,87 €/MWh).

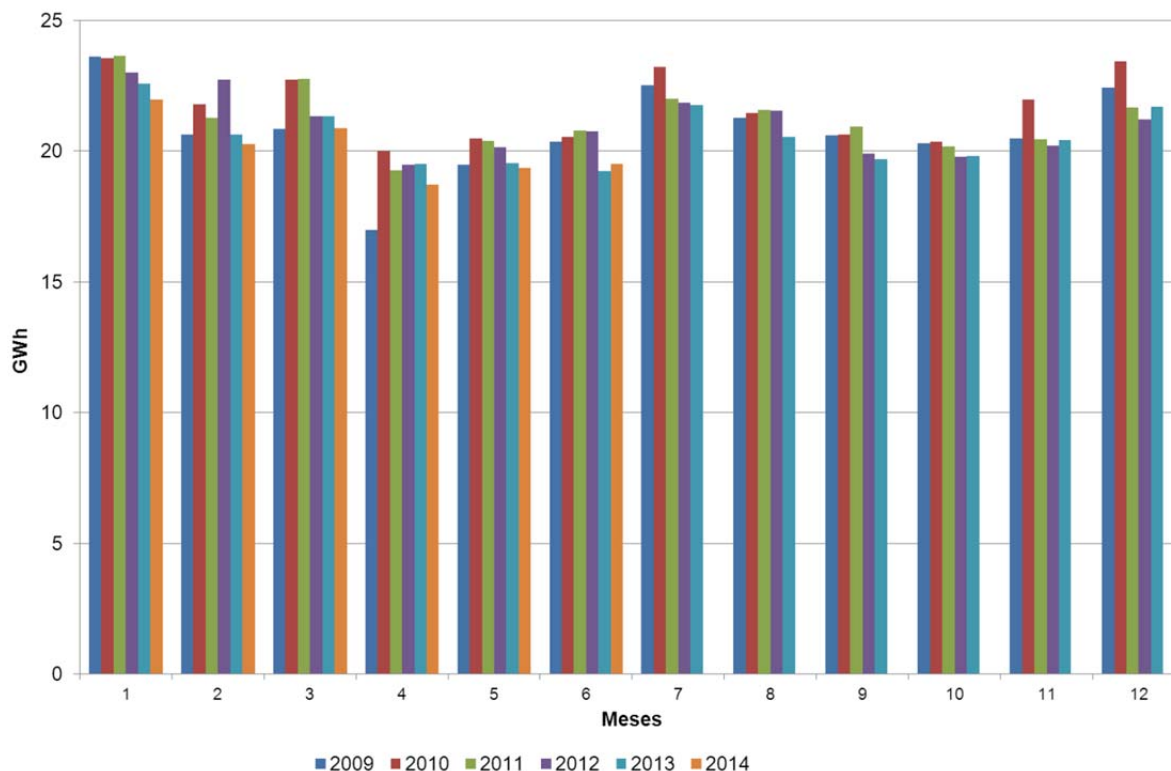
Gráfico 33. Precio medio mensual del mercado diario (de enero 2009 a junio 2014)



Fuente: OMIE

En el Gráfico 34 se representa la evolución de la demanda de transporte en barras de central (b.c.). En el mes de junio, la demanda en b.c. se cifró en 19.523 GWh, lo que supone un incremento respecto al mes anterior del 0,9% (19.344 GWh en el mes de mayo) y es, asimismo, superior (+1,5%) al valor registrado el mismo mes del año anterior (19.235 GWh en junio de 2013).

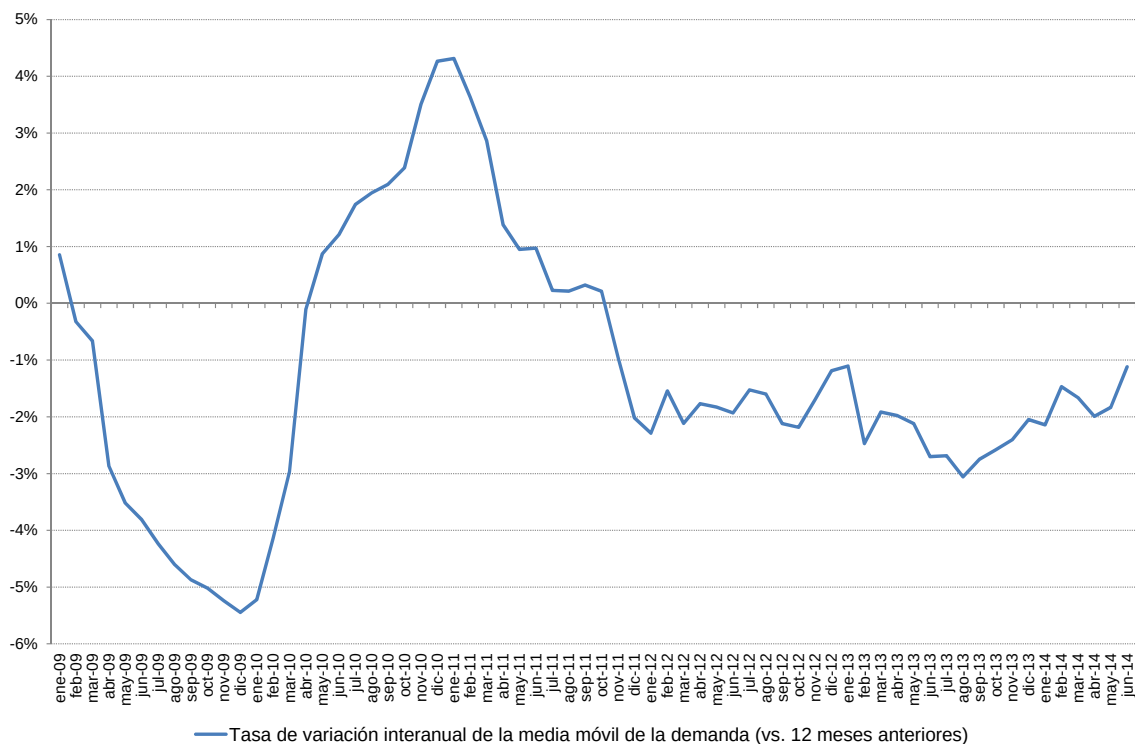
Gráfico 34. Demanda mensual de transporte (en b.c.)



Fuente: REE

En el Gráfico 35 se representa la tasa de variación interanual de la media móvil anual de la demanda. En el mes de junio, dicha tasa de variación sigue en niveles negativos, situándose en -1,1%, frente al -1,8% en el mes de mayo.

Gráfico 35. Tasa de variación interanual de la media móvil de la demanda (vs. 12 meses anteriores)



Fuente: REE

En el Cuadro 8 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte (b.c.) mensual durante los meses de junio de 2014, mayo de 2014 y junio de 2013. Por su parte, en el Gráfico 36 se refleja la evolución mensual de la producción por tecnologías, entre enero de 2010 y junio de 2014.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de junio de 2014 destacó el incremento de la producción con carbón (+60,3%) y CCGT (+26,9%). Por el contrario, redujeron su contribución a la generación bruta total la eólica (-21%), la nuclear (-20,9%), la tecnología hidráulica (-13,3%) y resto de hidráulica (-13,3%).

El incremento de la generación con tecnologías de costes elevados, junto con la reducción de la generación con tecnologías de costes bajos, presionó al alza el precio del mercado de contado en el mes de junio.

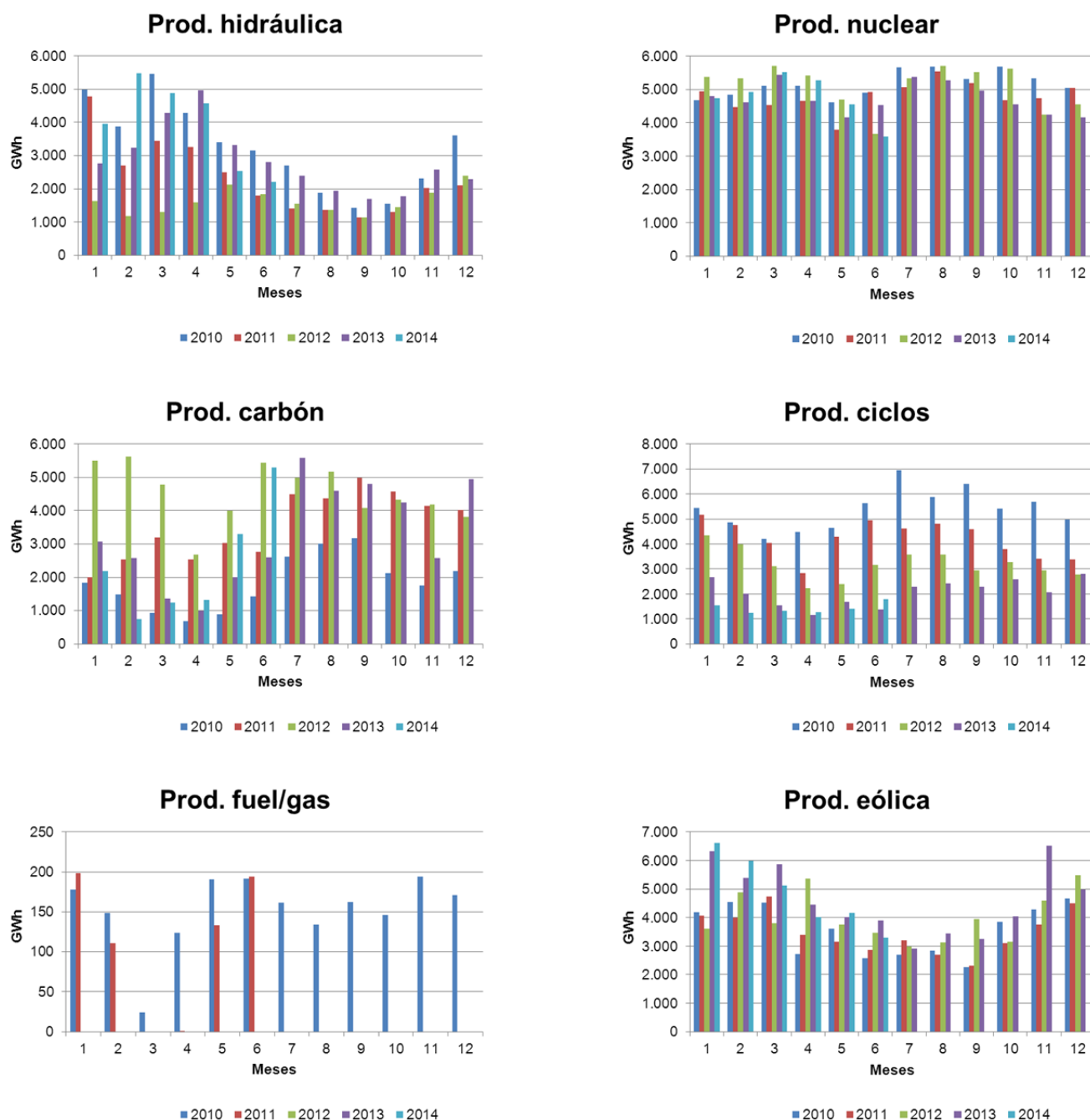
Cuadro 8. Generación bruta por tecnologías³ y demanda de transporte (b.c.) mensual

	jun-14	may-14	jun-13	% Var. jun-14 vs. may-14	% Var. jun-14 vs. jun-13
Hidráulica	2.199	2.539	2.802	-13,4%	-21,5%
Nuclear	3.596	4.545	4.534	-20,9%	-20,7%
Carbón	5.299	3.305	2.591	60,3%	104,5%
CCGT	1.795	1.414	1.381	26,9%	30,0%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	4.181	4.100	5.390	2,0%	-22,4%
Resto hidráulica	515	594	-	-13,3%	-
Eólica	3.287	4.163	3.892	-21,0%	-15,5%
Total generación bruta	20.872	20.660	20.590	1,0%	1,4%
Consumos generación	-568	-479	-456	18,6%	24,6%
Consumos en bombeo	-368	-489	-417	-24,7%	-11,8%
Saldo intercambios internacionales	-291	-262	-372	11,1%	-21,8%
Enlace Península-Baleares	-129	-86	-	50,0%	-
Total demanda transporte (b.c.)	19.523	19.344	19.235	0,9%	1,5%

Fuente: REE

³ Para el mes de junio 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 36. Producción mensual por tecnologías (enero de 2010 a junio de 2014)



Fuente: REE

