CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

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

11 de septiembre de 2014

CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

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 Q4-14 y Cal-15 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales) 37

4. Análisis de las primas de riesgo y del precio spot ____ *38*

4.1. Liquidación contrato trimestral y mensual (prima de riesgo ex post) ____ **38**

4.2. Análisis de los precios spot ____ **40**

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

Durante el mes de julio de 2014, en un contexto descendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, las cotizaciones de los contratos mensuales con liquidación en agosto y septiembre de 2014 disminuyeron un 7,4% y un 6,0%, respectivamente, situándose a cierre de mes (día 31) en 48,00 €/MWh y 49,35 €/MWh, respectivamente.

Por el contrario, la cotización del contrato trimestral Q4-14 aumentó un 1,6% respecto a la registrada a finales del mes de junio (47,35 €/MWh el día 30), situándose en 48,13 €/MWh a cierre del mes de julio (31 de julio) y habiendo registrado una cotización máxima de 48,30 €/MWh los días 28 y 29 de julio.

La cotización del contrato anual con liquidación en 2015 experimentó un leve incremento del 0,2% respecto a la registrada el mes anterior, situándose en 47,85 €/MWh el 31 de julio.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

	MES DE JULIO DE 2014				MES DE JUNIO DE 2014				
Contratos	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	% Variación últ. cotización jul-14 vs. jun-14
ago-14	48,00	51,85	48,00	49,17	51,85	55,00	51,85	53,67	-7,4%
sep-14	49,35	52,80	49,35	50,34	52,48	56,80	52,48	55,40	-6,0%
oct-14	48,43	48,84	47,13	48,22	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Q4-14	48,13	48,30	46,90	47,85	47,35	49,65	47,35	49,08	1,6%
Q1-15	47,23	47,53	46,40	47,18	46,42	48,50	46,42	47,90	1,7%
Q2-15	43,49	43,93	43,00	43,52	43,25	44,56	43,25	43,93	0,6%
Q3-15	53,43	54,40	53,30	53,77	54,10	54,82	53,56	54,12	-1,2%
Año 2015	47,85	48,23	47,75	47,98	47,75	49,20	47,75	48,85	0,2%
Año 2016	48,20	48,48	48,00	48,23	48,00	49,20	48,00	48,94	0,4%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de junio a 30/06/14. Cotizaciones de julio a 31/07/14.

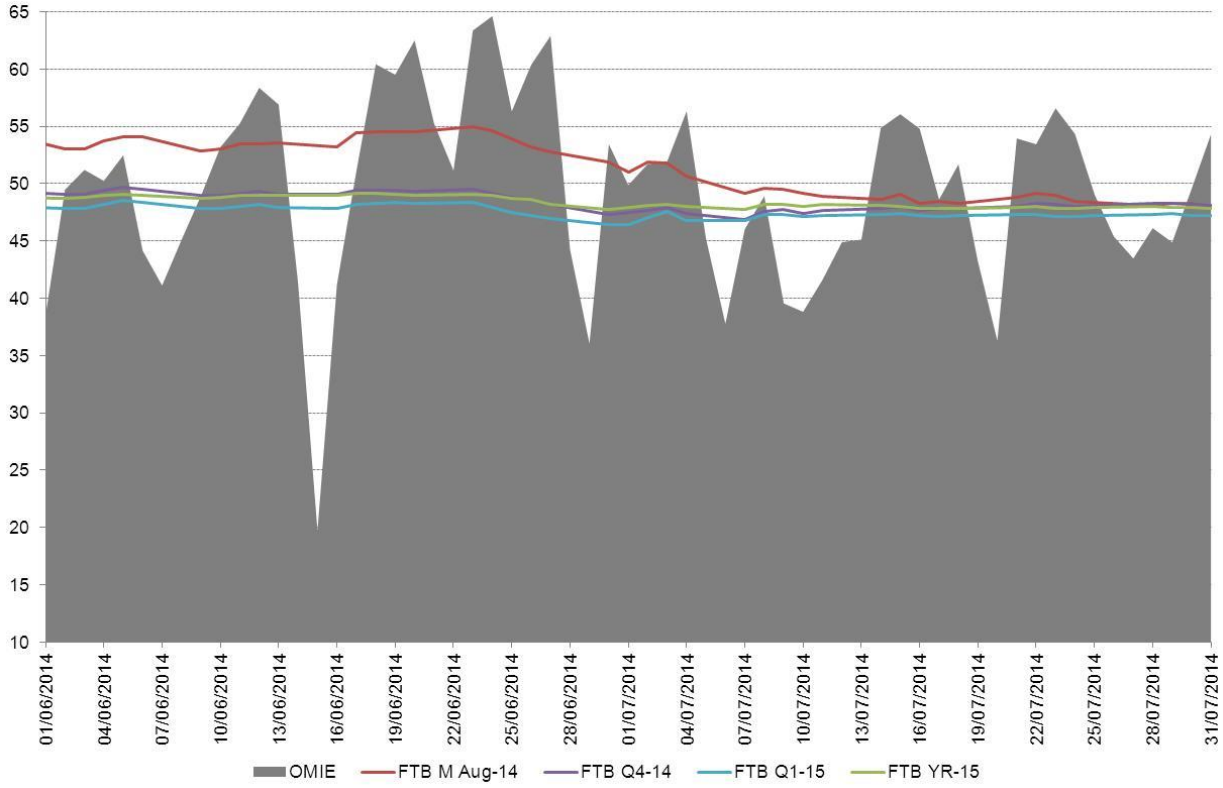
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de julio el precio medio del mercado diario (48,21 €/MWh) disminuyó un 5,4% respecto al registrado en el mes de junio (50,95 €/MWh).

Cabe señalar que la última cotización disponible del contrato a plazo con vencimiento en julio (30 de junio de 2014), anticipaba un precio medio del mercado diario de 53,75 €/MWh para dicho mes, un 11,5% superior al precio spot finalmente registrado en julio (48,21 €/MWh).

Para el mes de agosto, la última cotización disponible del contrato con vencimiento en dicho mes (31 de julio), anticipa un precio medio del mercado diario de 48 €/MWh.

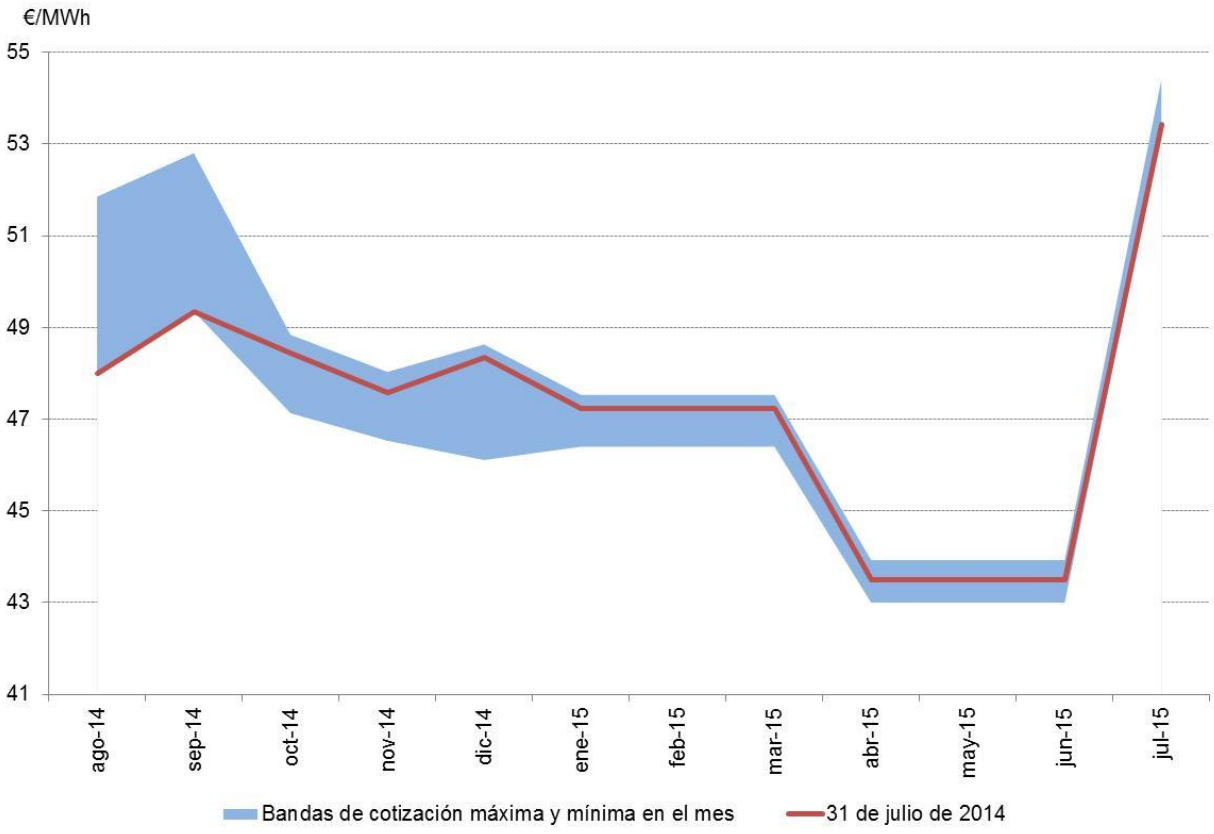
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en España. Periodo: 1 junio de 2014- 31 de julio de 2014



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 julio. Hasta el mes de junio de 2015, se observa una situación de *backwardation* en la curva forward de electricidad (cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con mayor vencimiento), incrementándose posteriormente para julio de 2015. Concretamente, la cotización de los contratos mensuales con vencimiento en el Q3-14 oscilaron en el rango 48,00-52,80 €/MWh. La cotización de los contratos mensuales con vencimiento en el Q4-14 osciló en el rango 46,11-48,84 €/MWh, la de los contratos con vencimiento en el Q1-15 en el rango 46,40-47,53 €/MWh y la de los contratos con vencimiento en el Q2-15 en el rango 43,00-43,93 €/MWh. Para julio de 2015, los precios se sitúan en torno a 54 €/MWh (cotizaciones basadas en el contrato trimestral Q3-15).

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

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

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

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

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

En el mes de julio de 2014 el volumen de negociación en el mercado OTC se situó en torno a 20,7 TWh, un 1,1% superior al volumen registrado en el mes anterior (20,5 TWh, en junio de 2014), y un 37,5% inferior al volumen OTC negociado durante el mismo mes del año anterior (33,1 TWh en julio de 2013). El volumen acumulado, negociado en el OTC, hasta el mes de julio de 2014 (191,6 TWh), es un 10% superior al negociado en el mismo periodo de 2013 (174,2 TWh) y supone un 58,3% 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 siete primeros meses de 2014, representa el 135% de la demanda eléctrica peninsular (en b.c.) acumulada hasta el 31 de julio (142 TWh).

Por su parte, en el mercado de futuros de OMIP el volumen de negociación en continuo en el mes de julio de 2014 se situó en 2,4 TWh, un 37,3% inferior al volumen negociado el mes anterior (3,8 TWh, en junio de 2014) y un 20,3% inferior al mismo periodo del año anterior (3 TWh, en julio de 2013). El volumen total negociado en OMIP hasta el mes de julio de 2014 (22,1 TWh) supone un

[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.

54% del volumen total negociado en el año 2013 (40,9 TWh) y es un 2,3% superior al acumulado negociado en los siete primeros meses de 2013 (21,6 TWh).

Finalmente, en el mes de julio, el volumen negociado en el mercado OTC registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) de OMIClear (mercado de futuros de OMIP) y BME Clearing se situó, respectivamente, en 2,8 TWh (-29,8% respecto al mes anterior) y 2,1 TWh (-13,1% 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 julio 2014	Mes anterior junio 2014	% Variación	Acumulado año 2014 (hasta jul.)	Acumulado año 2013 (hasta jul.)	% Variación 2014 / 2013	Total 2013	% Acum. 2014 / Total 2013
OMIP	2.385,1	3.804,7	-37,3%	22.089,3	21.596,5	2,3%	40.881,6	54,0%
OTC registrado en OMIClear	2.775,1	3.955,3	-29,8%	30.722,2	21.203,9	44,9%	38.359,1	80,1%
OTC compensado en BME Clearing	2.064,0	2.376,2	-13,1%	22.666,9	16.650,4	36,1%	33.476,6	67,7%
OTC	20.680,0	20.447,4	1,1%	191.564,9	174.155,7	10,0%	328.498,7	58,3%

* 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 julio 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.

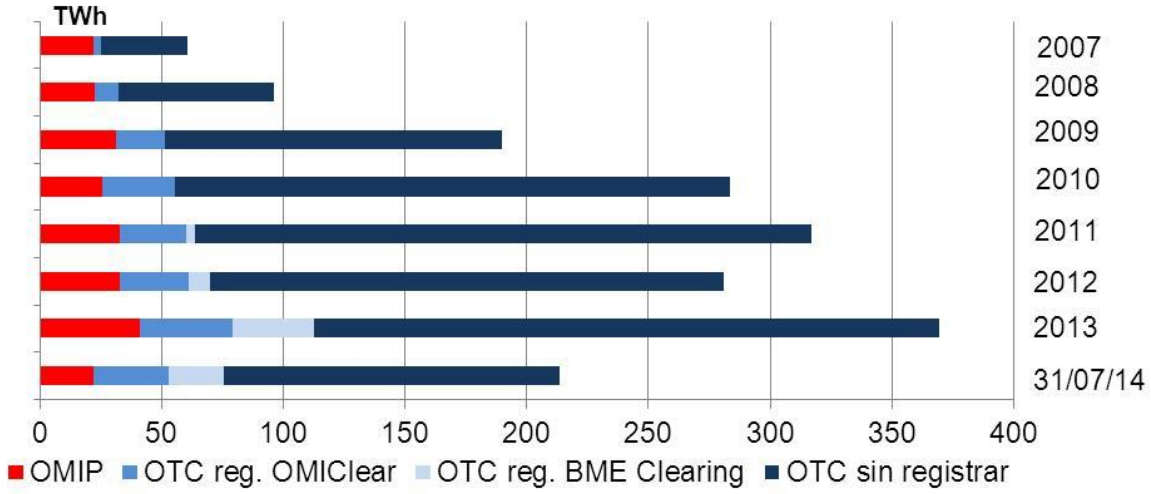
Durante los siete primeros meses de 2014 el volumen negociado en OMIP representó el 11,5% del volumen total negociado en el mercado OTC. En el mismo periodo del año 2013 dicho porcentaje fue superior (12,4%), situándose para el conjunto de 2013 en un 12,4%.

Por otro lado, entre enero y julio 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%).

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

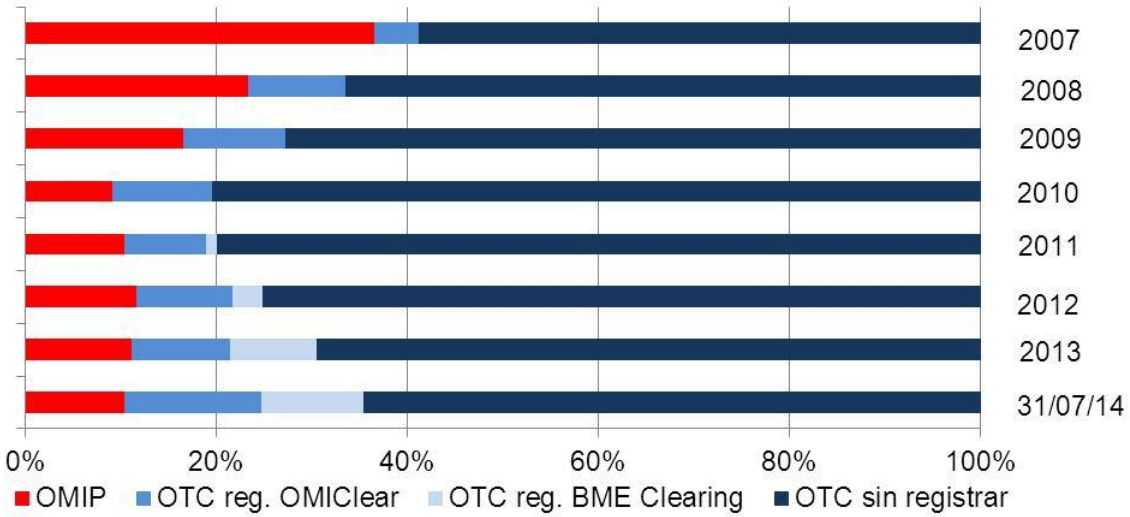
2007 hasta alcanzar un 27,9% en los siete primeros meses de 2014 (en el mismo periodo de 2013 supuso el 21,7% del total del volumen negociado OTC).

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



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

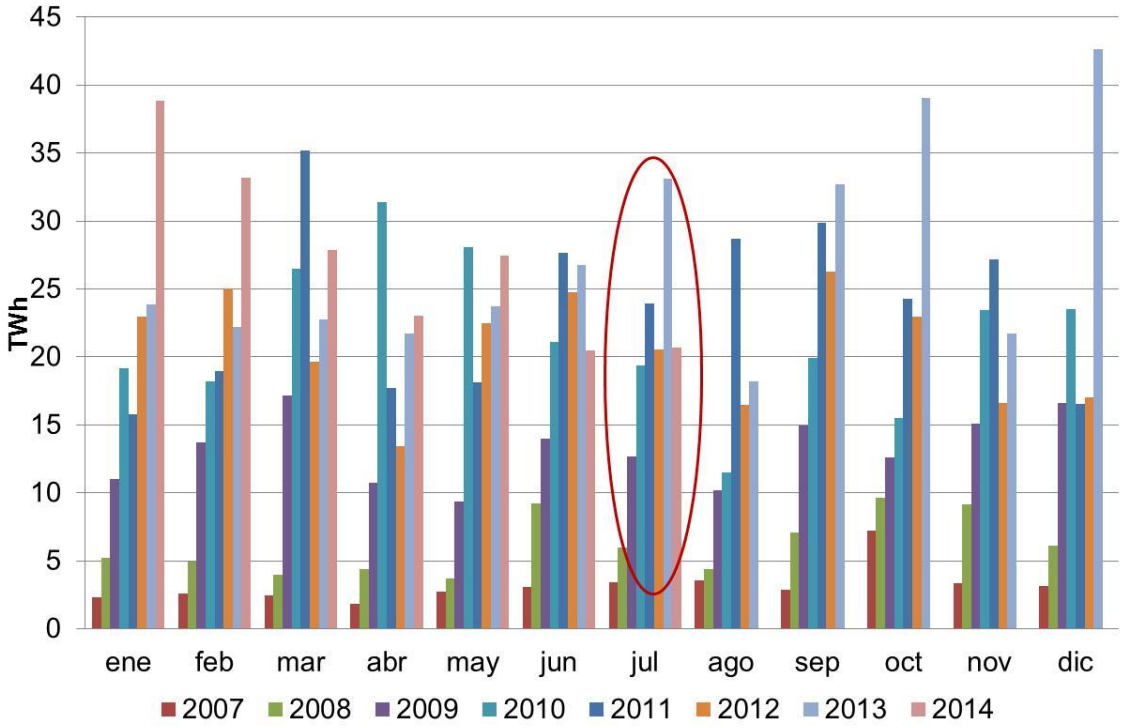
Gráfico 4. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a julio 2014) (en %)



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 julio de 2014, el volumen negociado en dicho mercado (20,7 TWh) se redujo un 37,5% respecto al volumen negociado el mismo mes del año anterior (33,1 TWh, en julio de 2013).

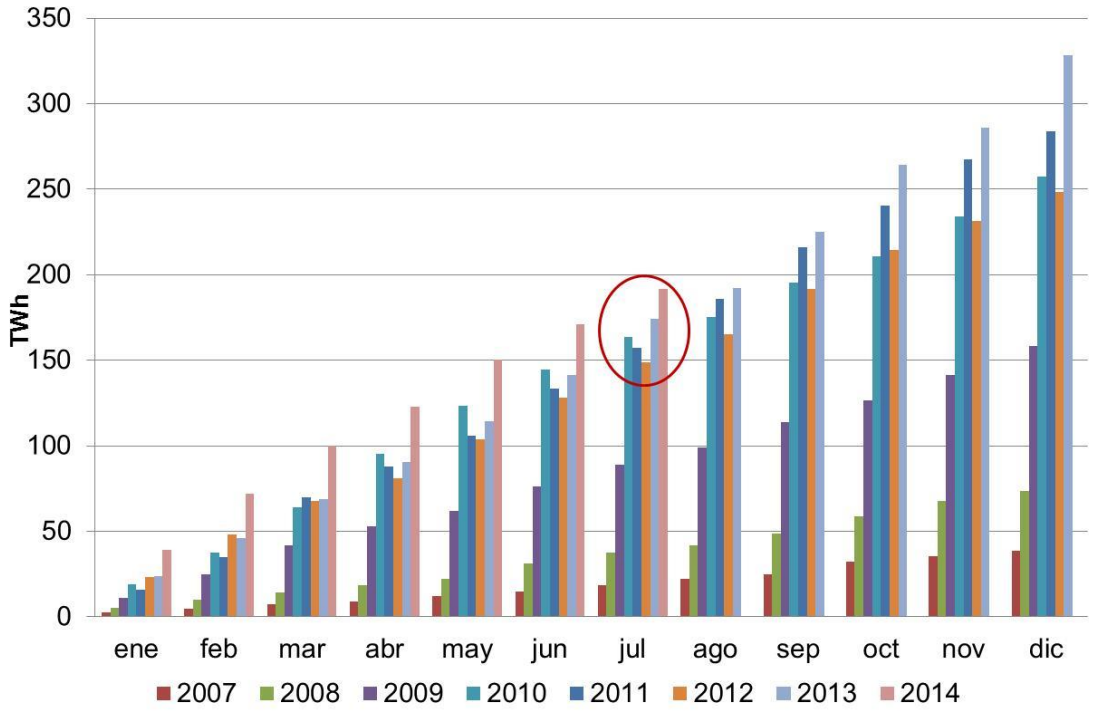
Gráfico 5. Volumen mensual negociado en el mercado OTC (2007 a julio 2014)



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. El volumen acumulado negociado en el mercado OTC en los siete primeros meses de 2014 asciende a 191,6 TWh, un 10% superior al negociado en el mismo periodo de 2013 (174,2 TWh).

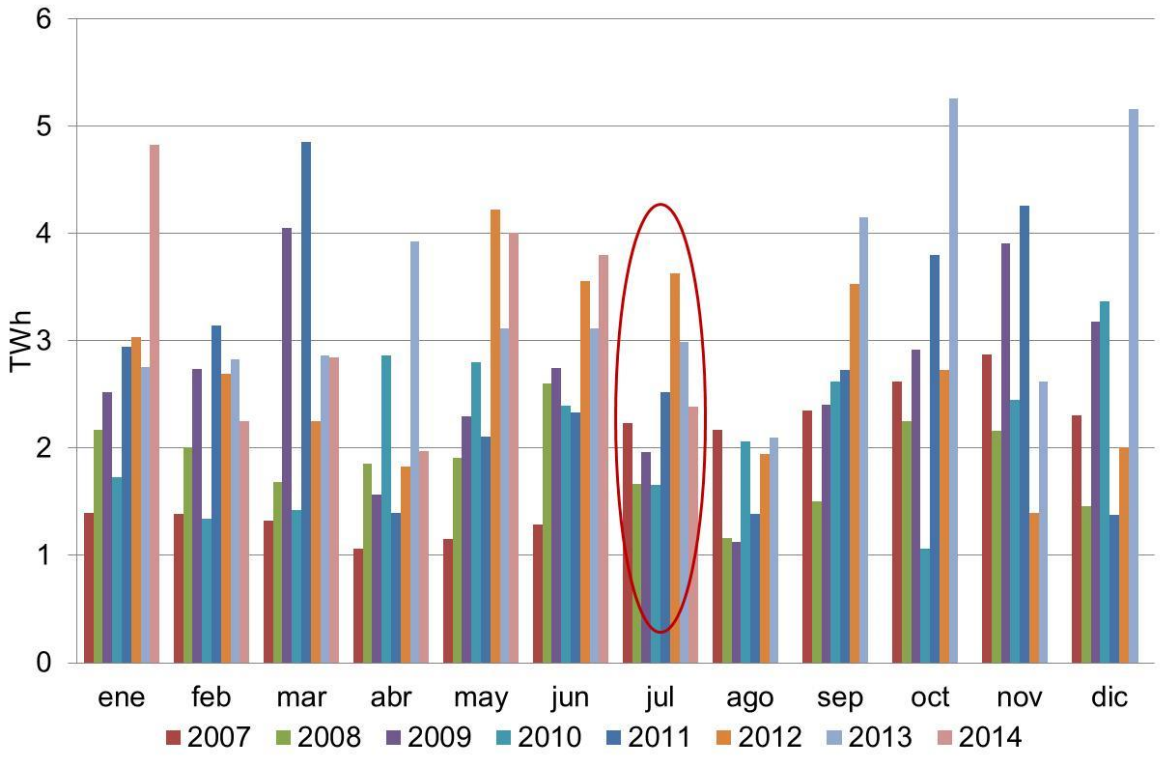
Gráfico 6. Volumen anual acumulado negociado en el mercado OTC (2007 a julio 2014)



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 julio de 2014, el volumen negociado en OMIP (2,4 TWh) fue un 20,3% inferior al negociado en el mismo mes del año anterior (3 TWh en julio de 2013).

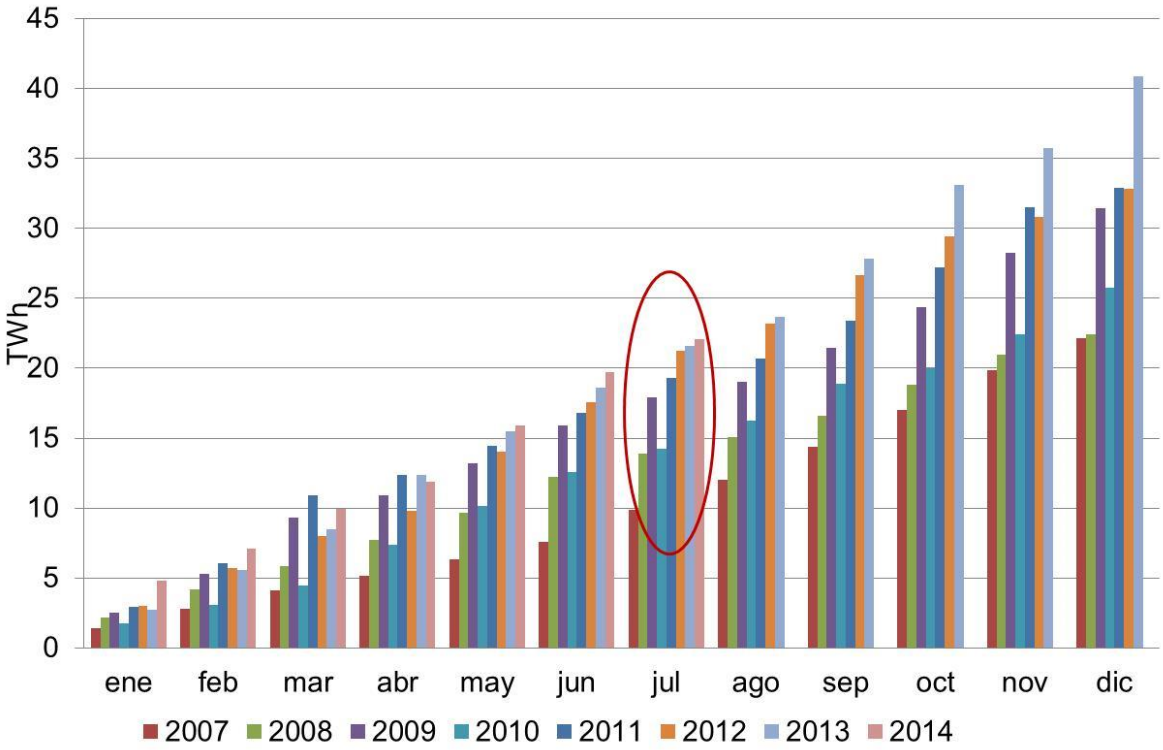
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a julio 2014)



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. El volumen acumulado negociado en OMIP en los siete primeros meses de 2014 asciende a 22,1 TWh, un 2,3% superior al negociado en el mismo periodo de 2013 (21,6 TWh).

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



Fuente: OMIP-OMIClear

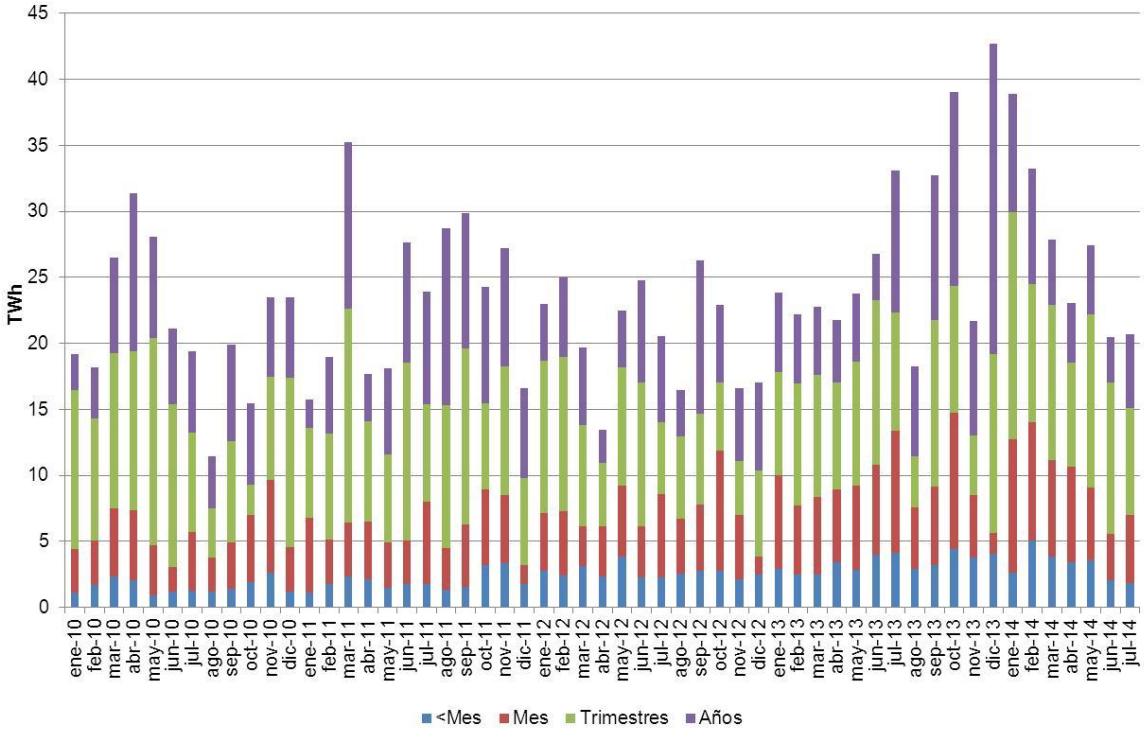
2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato

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

Durante el mes de julio de 2014 los contratos más negociados en el mercado OTC, en términos de energía, fueron los contratos con periodo de liquidación trimestral y anual con el 66,1% (13,7 TWh) del total negociado (20,7 TWh). En el mes de junio de 2014 el porcentaje de negociación de dichos contratos, sobre el total negociado en el OTC, fue del 72,8% (14,9 TWh).

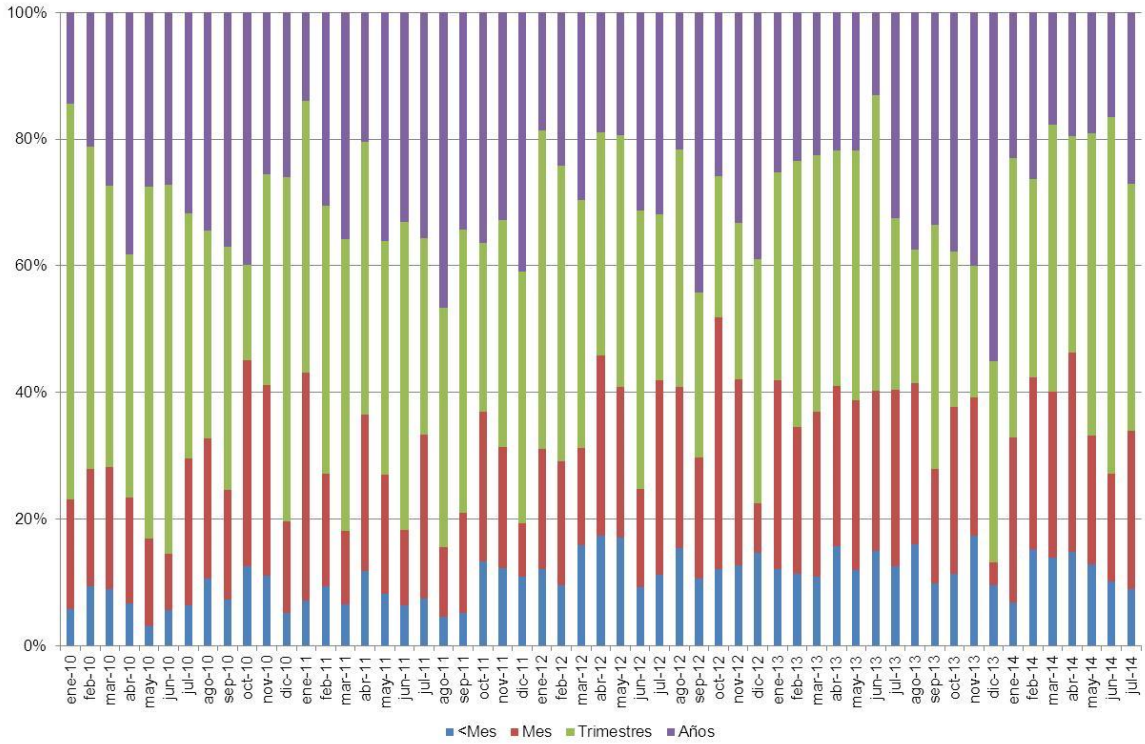
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (TWh)



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



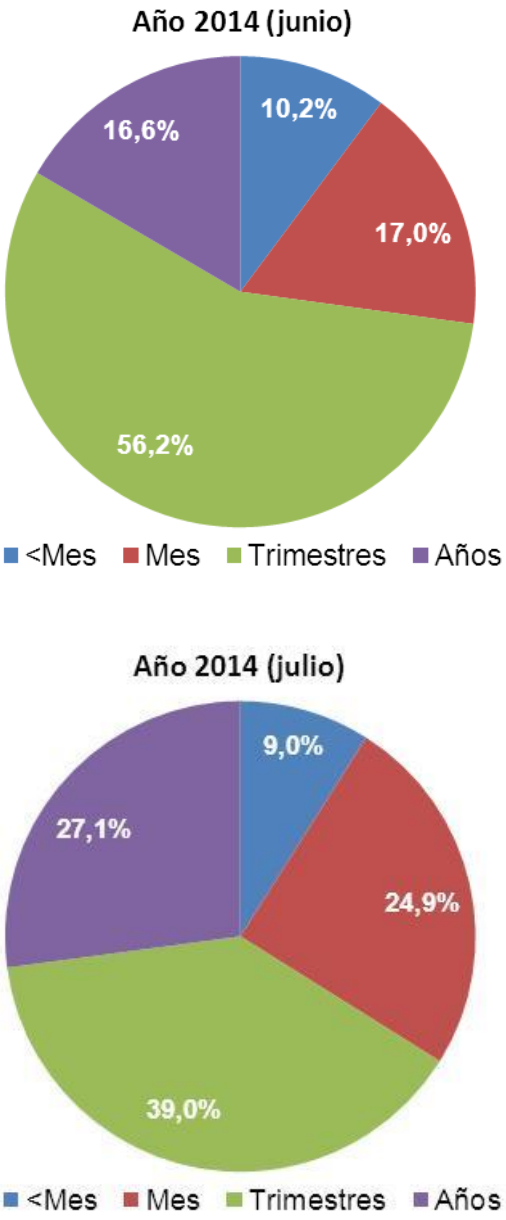
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

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

Durante los siete primeros meses de 2014, el 20,7% de la energía negociada en el mercado OTC correspondió al contrato con vencimiento en el año siguiente Cal+1 (0,6%, en dicho periodo para el contrato con vencimiento a dos años vista Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes ascendieron a 20,2% y 3,1%, respectivamente.

El Gráfico 11 muestra el peso relativo del volumen negociado por tipo de contrato, en términos de energía, en los meses de junio y julio de 2014. En el mes de julio destaca el descenso registrado en el volumen negociado de los contratos con vencimiento trimestral sobre el total de la negociación (de un 56,2% en junio a un 39% en julio). Por el contrario, en dicho mes aumentó el volumen de negociación de los contratos con liquidación anual sobre el total negociado (de un 16,6% en junio a un 27,1% en julio), así como de los contratos con liquidación mensual (de un 17% en junio a un 24,9% en julio).

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

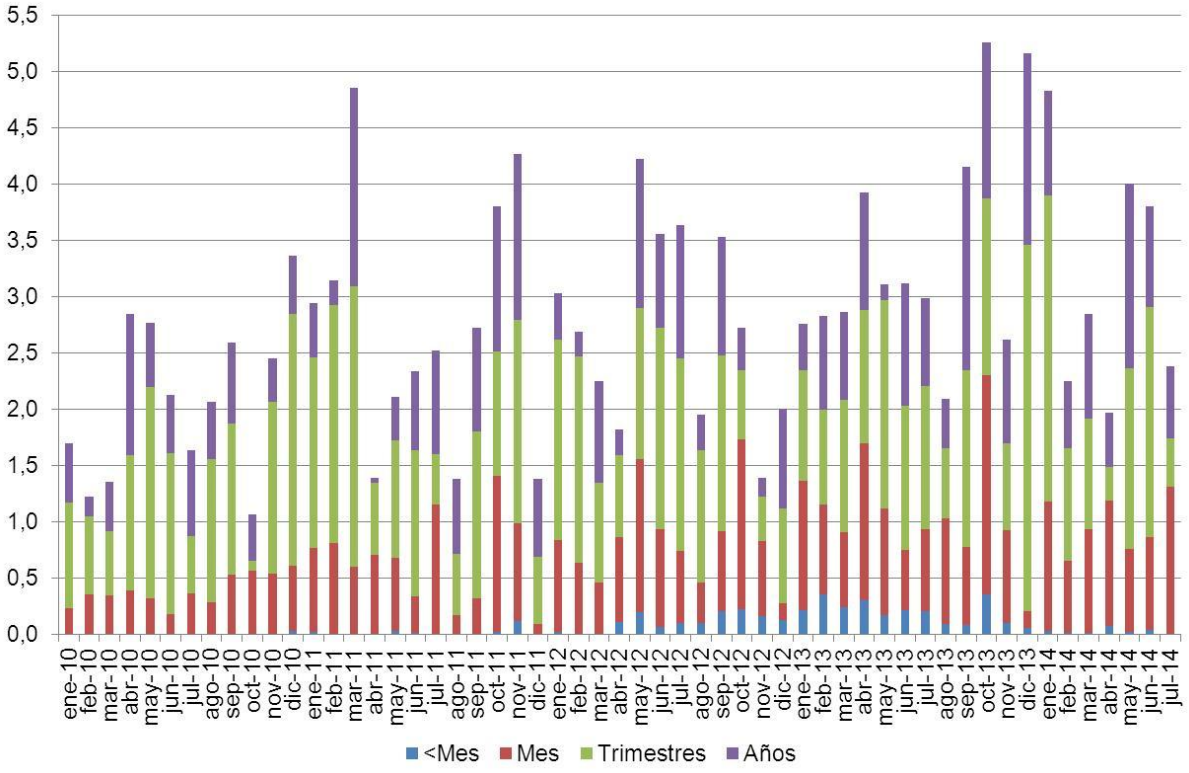
2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato

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

En el mes de julio de 2014, los contratos con mayor volumen de negociación, en términos de energía, en el mercado de futuros de OMIP fueron los mensuales y los anuales con un 54,6% y un 26,8%, respectivamente (con un volumen total negociado de 1,9 TWh en dichos contratos). Por su parte, la negociación de los contratos con liquidación trimestral representó el 18,2% del volumen total negociado (0,4 TWh).

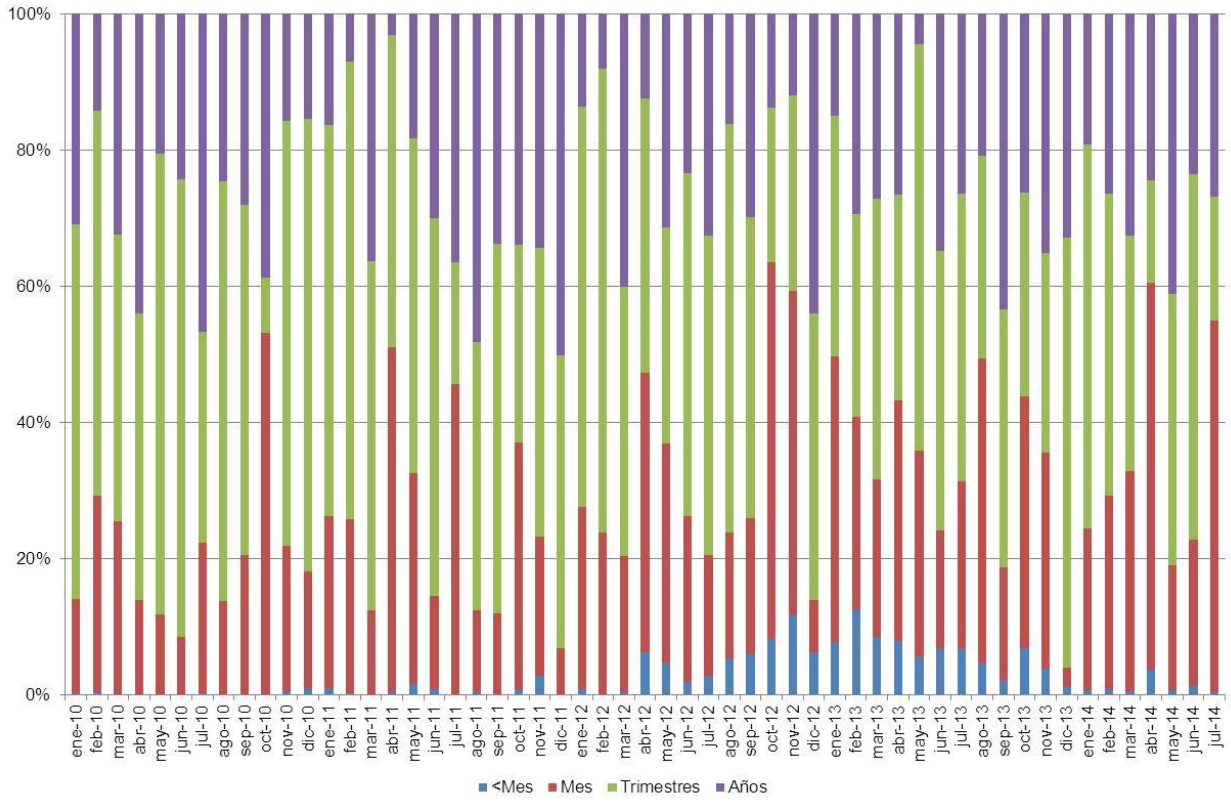
Gráfico 12. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (TWh)



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 %)



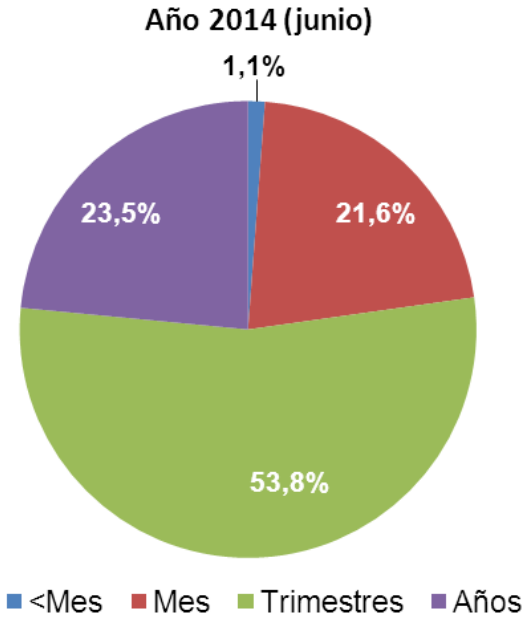
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

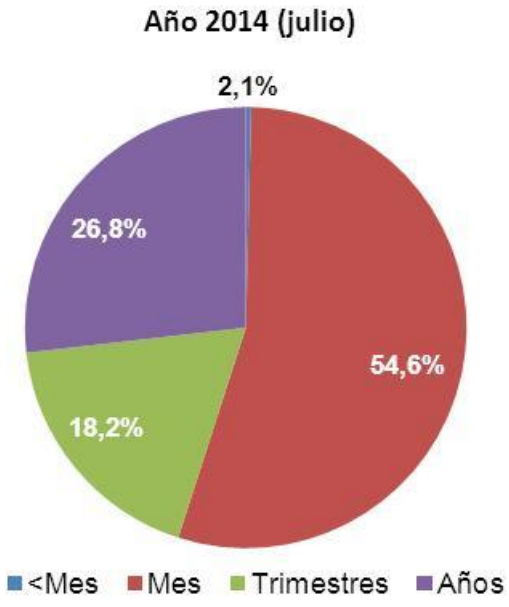
Fuente: OMIP-OMIClear

En los siete 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 18,9% para el Cal+1 y 4,6% 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 junio y julio de 2014. En el mes de julio destaca el ascenso registrado en la negociación de los contratos con liquidación mensual, que pasan de representar el 21,6% en el mes de junio al 54,6% en el mes de julio. Por el contrario, los contratos con liquidación trimestral pasaron de representar el 53,8% del total negociado en junio de 2014 al 18,2% en el mes de julio de 2014.

Gráfico 14. Volumen de negociación por tipo de contrato (junio y julio de 2014)





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

Fuente: OMIP-OMIClear

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

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

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

El Cuadro 3 muestra las cotizaciones a plazo en España, Francia y Alemania. Se observa que las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se sitúan, en general, en niveles superiores a las registradas en Francia y Alemania (excepto para los contratos trimestrales con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 y en el primer trimestre de 2015, cuyas cotizaciones fueron más elevadas en el mercado francés).

En el mercado alemán, en el mes de julio, mientras que las cotizaciones de los contratos a plazo mensuales de energía eléctrica con vencimiento en agosto y septiembre de 2014 descendieron respecto a las registradas en el mes anterior (un 1,7% y un 1,0%, respectivamente), la cotización de los contratos trimestrales con vencimiento en Q4-14, Q1-15 y Q2-15, así como la del contrato anual con vencimiento en 2015, aumentaron respecto a las del mes anterior.

Igualmente, en el mercado francés, los contratos mensuales con vencimiento más cercano presentaron un descenso notable (del 20% en el contrato con liquidación en agosto de 2014 y del 4,8% el contrato con liquidación en septiembre de 2014). Por el contrario, la cotización de los contratos trimestrales con vencimiento en Q4-14, Q1-15 y Q2-15 y la del contrato anual con vencimiento en 2015 registraron incrementos respecto al mes anterior.

Por su parte, en el mercado español durante el mes de julio, de manera análoga a los mercados alemán y francés, la cotización de los contratos mensuales con vencimiento en los meses de agosto y septiembre descendió respecto a la registrada el mes anterior (un 7,4% y un 6%, respectivamente), mientras que la cotización del resto de contratos considerados (trimestrales y anual con vencimiento en 2015) aumentó respecto a la del mes de junio. El mayor incremento de cotización (1,7%) se registró en el contrato trimestral con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15), que se situó en 47,23 €/MWh el 31 de julio, frente a una cotización de 46,42 €/MWh al cierre del mes de junio.

A finales de julio, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2015 se situó en el mercado español (47,85 €/MWh; +0,2%) por encima de la

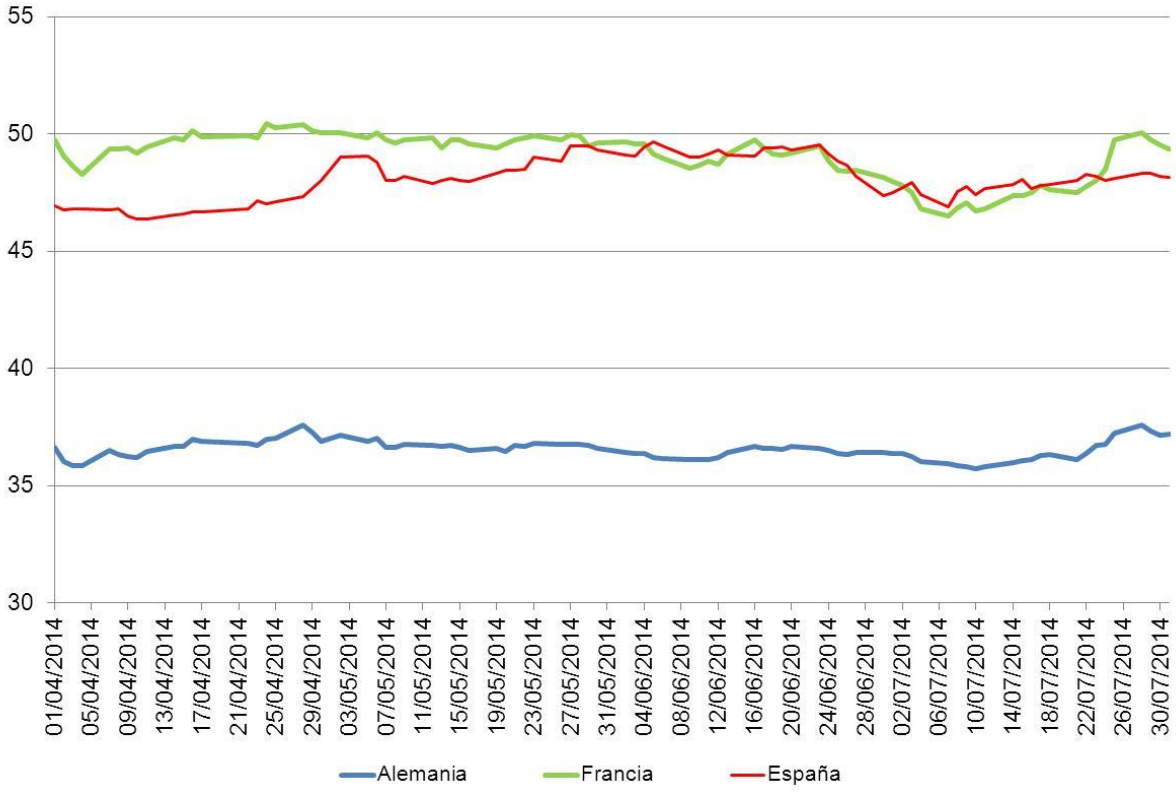
cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (35,34 €/MWh; +2,4%) y en Francia (42,27 €/MWh; +1,5%).

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)		
	julio-14	junio-14	% Variación jul. vs. jun.	julio-14	junio-14	% Variación jul. vs. jun.	julio-14	junio-14	% Variación jul. vs. jun.
ago-14	48,00	51,85	-7,4%	30,89	31,44	-1,7%	22,37	27,95	-20,0%
sep-14	49,35	52,48	-6,0%	34,17	34,50	-1,0%	35,00	36,78	-4,8%
Q4-14	48,13	47,35	1,6%	37,21	36,40	2,2%	49,35	48,15	2,5%
Q1-15	47,23	46,42	1,7%	38,25	37,54	1,9%	52,25	51,04	2,4%
Q2-15	43,49	43,25	0,6%	32,03	30,89	3,7%	33,00	32,21	2,5%
Año 2015	47,85	47,75	0,2%	35,34	34,52	2,4%	42,27	41,63	1,5%

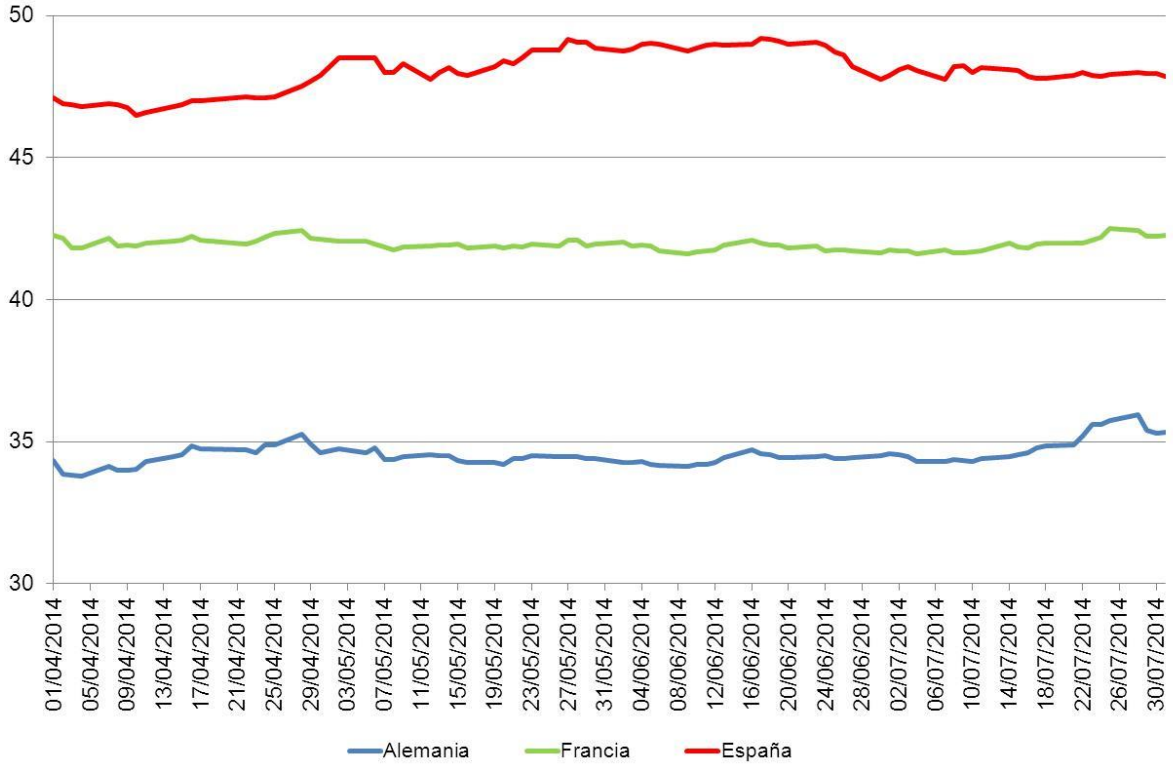
Nota: Cotizaciones de julio a 31/07/14. Cotizaciones de junio a 30/06/14.
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 15. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-14 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 abril de 2014 – 31 julio de 2014



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 16. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-15 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 abril de 2014 – 31 julio de 2014



Fuente: EEX y OMIP

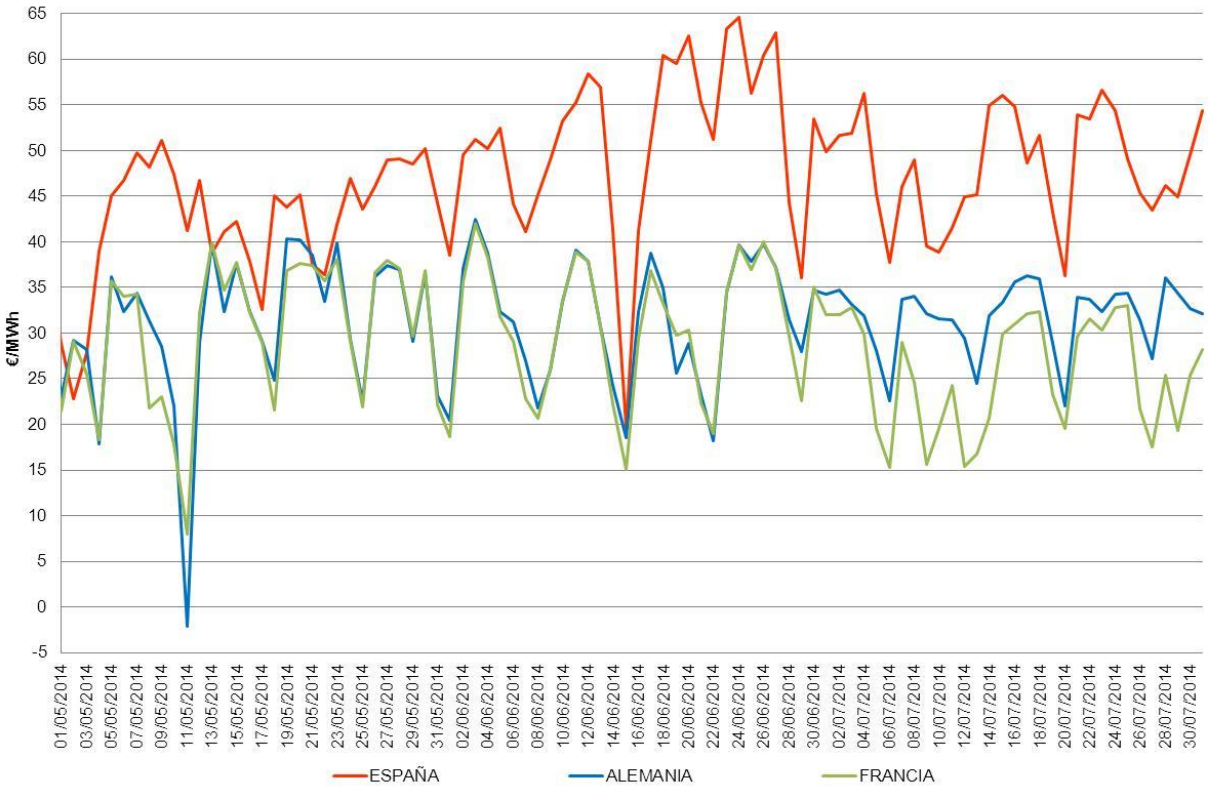
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 4 y Gráfico 17), en el mes de julio el precio medio del mercado diario en España, 48,21 €/MWh, descendió un 5,4% respecto al registrado en el mes anterior (50,95 €/MWh), situándose por encima de los precios medios del mercado alemán (31,88 €/MWh) y del mercado francés (25,49 €/MWh).

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

Precios medios	julio-14 (€/MWh)	junio-14 (€/MWh)	% Variación
España	48,21	50,95	-5,4%
Alemania	31,88	31,52	1,1%
Francia	25,49	30,65	-16,8%

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 – 31 de julio de 2014

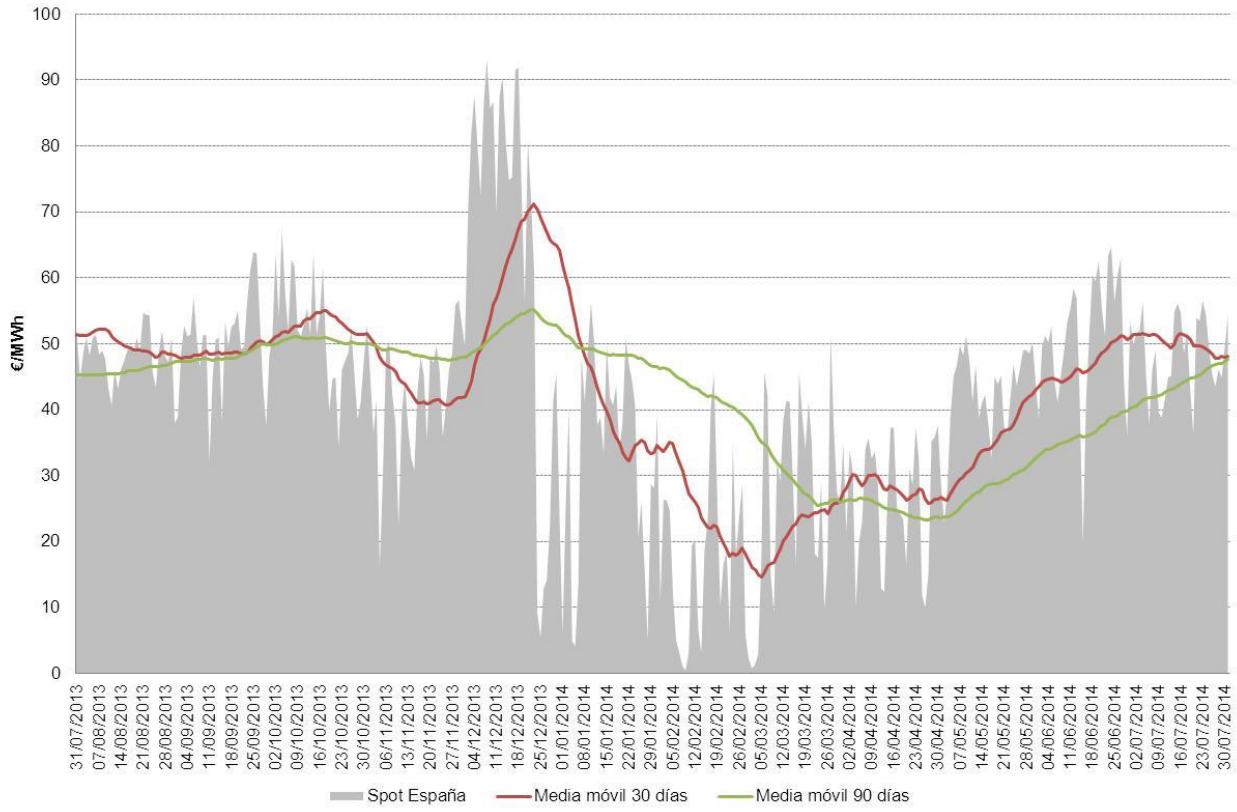


Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

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 julio, en 48,15 €/MWh frente a 50,95 €/MWh a 30 de junio. La media móvil de los últimos 90 días se situó, a 31 de julio, en 47,62 €/MWh, mientras que a 30 de junio dicha media fue 40,17 €/MWh.

Gráfico 18. Evolución del precio del mercado diario en España, medias móviles últimos 30 y 90 días. Periodo: 31 de julio 2013 – 31 de julio 2014 (último año móvil)



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

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

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

Comentario general

A lo largo del mes julio las cotizaciones de los contratos a plazo del Brent registraron una tendencia descendente, mientras que las de los contratos a plazo del gas natural, de los derechos de emisión de CO_2 y del carbón (en este último caso, para los contratos con vencimiento en agosto y en el cuarto trimestre de 2014) mostraron un comportamiento ascendente.

Las cotizaciones del Brent para los contratos de futuros con vencimiento a 1 y 3 meses registraron, en el mes de julio, un descenso del 5,6% y 4,4%, respectivamente, situándose, el 31 de julio, en 106,02 $/Bbl y 106,80 $/Bbl, respectivamente. La mayor variación al alza de las cotizaciones entre dos sesiones se produjo el 17 de julio (incremento del 1,9% para el futuro a 1 mes) y el 25 de julio (aumento del 1,1% para el futuro a 3 meses). Por su parte, la mayor variación a la baja de las cotizaciones entre dos sesiones se registró el 11 de julio (descenso del 1,8% para el futuro a un mes y del 1,3% para el futuro a tres meses).

Por el contrario, la cotización de los contratos a plazo de gas natural en Reino Unido (NBP) mostró, durante el mes de julio, un comportamiento ascendente respecto al mes anterior. El mayor incremento se registró en la cotización del contrato con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014, un 3,0%, situándose en 23,89 €/MWh el 31 de julio. Respecto al mes de junio, la cotización del contrato mensual con entrega en agosto de 2014 aumentó un 1,5% (17,11 €/MWh el 30 de julio), y la del contrato con entrega en el primer trimestre de 2015 contabilizó un incremento del 2,3% (26,52 €/MWh el 31 de julio).

Por otra parte, los precios de los contratos de futuros de carbón EEX ARA con vencimiento en el mes de agosto y en el cuarto trimestre de 2014 se incrementaron respecto a los registrados en el mes de junio. La cotización del contrato con entrega en agosto de 2014 registró un incremento del 3,5% respecto al mes anterior, cerrando julio en 76,33 $/t. El precio del contrato con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 aumentó un 0,5%, situándose en 76,11 $/t el 31 de julio. Por el contrario, la cotización del contrato anual Cal-15 registró un descenso del 0,6% respecto al mes anterior, cotizando el 31 de julio en 78,35 $/t.

Los contratos de futuros sobre derechos de emisión EUA Dic-14 y EUA Dic-15 contabilizaron, en el mes de julio, un incremento medio del 6,1%. La cotización máxima mensual de dichos contrato se registró el 31 de julio: 6,23 €/tCO_2 en el contrato EUA Dic-14 y 6,39 €/tCO_2 en el contrato EUA Dic-15.

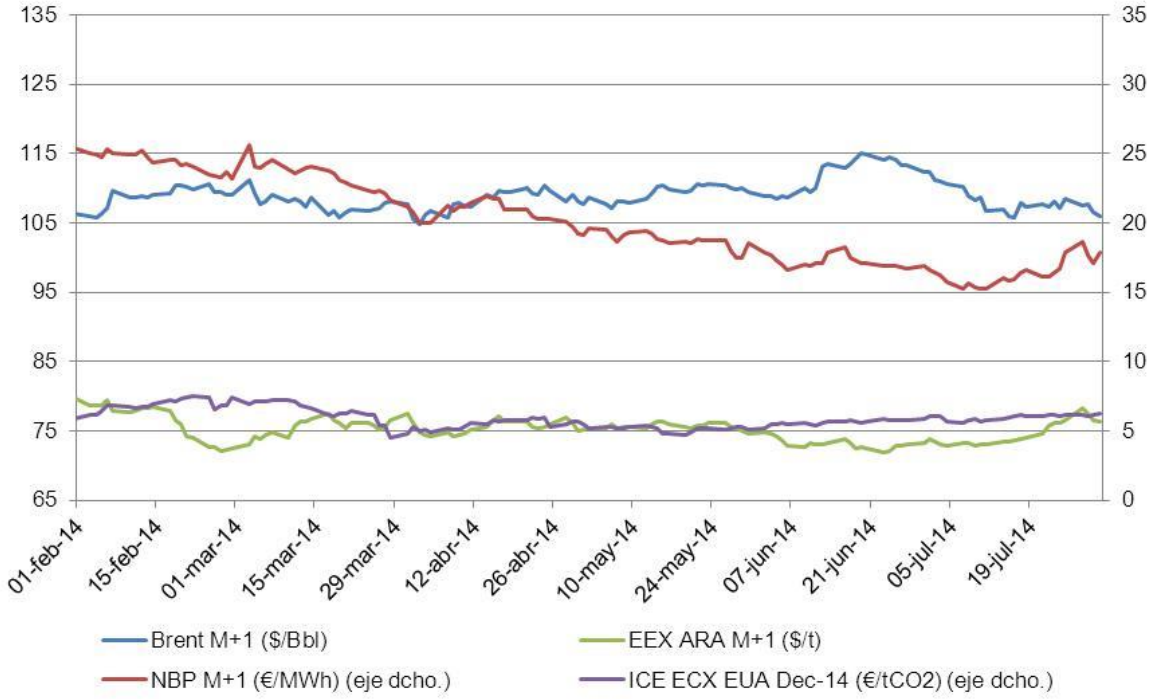
Cuadro 5. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO_2

	Cotizaciones en julio de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en junio de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent $/Bbl	**31-jul-14**	**Mín.**	**Máx.**	**30-jun-14**	**Mín.**	**Máx.**	**jul. vs jun.**
Brent **Spot**	104,43	103,11	110,46	111,02	108,34	115,32	-5,9%
Brent entrega a **un mes**	106,02	105,85	112,29	112,36	108,40	115,06	-5,6%
Brent entrega a **tres meses**	106,80	106,80	111,80	111,68	107,04	113,71	-4,4%
Gas natural Europa €/MWh	**31-jul-14**	**Mín.**	**Máx.**	**30-jun-14**	**Mín.**	**Máx.**	**jul. vs jun.**
Gas NBP **Spot**	16,90	14,87	17,92	16,42	15,47	18,15	2,9%
Gas NBP entrega **Ago-14**	17,11	15,22	18,63	16,86	16,86	18,97	1,5%
Gas NBP entrega **Q4-14**	23,89	22,11	25,30	23,21	23,21	24,95	3,0%
Gas NBP entrega **Q1-15**	26,52	25,03	27,87	25,91	25,91	27,46	2,3%
Carbón EEX ARA API2 $/t	**31-jul-14**	**Mín.**	**Máx.**	**30-jun-14**	**Mín.**	**Máx.**	**jul. vs jun.**
Carbón entrega **Ago-14**	76,33	72,85	78,20	73,73	72,60	75,35	3,5%
Carbón entrega **Q4-14**	76,11	74,60	78,23	75,70	74,75	77,83	0,5%
Carbón entrega **2015**	78,35	77,45	80,23	78,80	78,40	81,23	-0,6%
CO_2 ICE EUA €/t_{CO2}	**31-jul-14**	**Mín.**	**Máx.**	**30-jun-14**	**Mín.**	**Máx.**	**jul. vs jun.**
Dchos. emisión EUA **Dic-2014**	6,23	5,58	6,23	5,86	5,19	5,86	6,3%
Dchos. emisión EUA **Dic-2015**	6,39	5,73	6,39	6,04	5,37	6,04	5,8%

- 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 Ago-14 fue a 30/07/14.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX).
- Precios de los derechos de emisión de CO_2 en ICE (EUA).

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

Gráfico 19. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO_2. Periodo: 1 febrero 2014 – 31 julio 2014



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

3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent

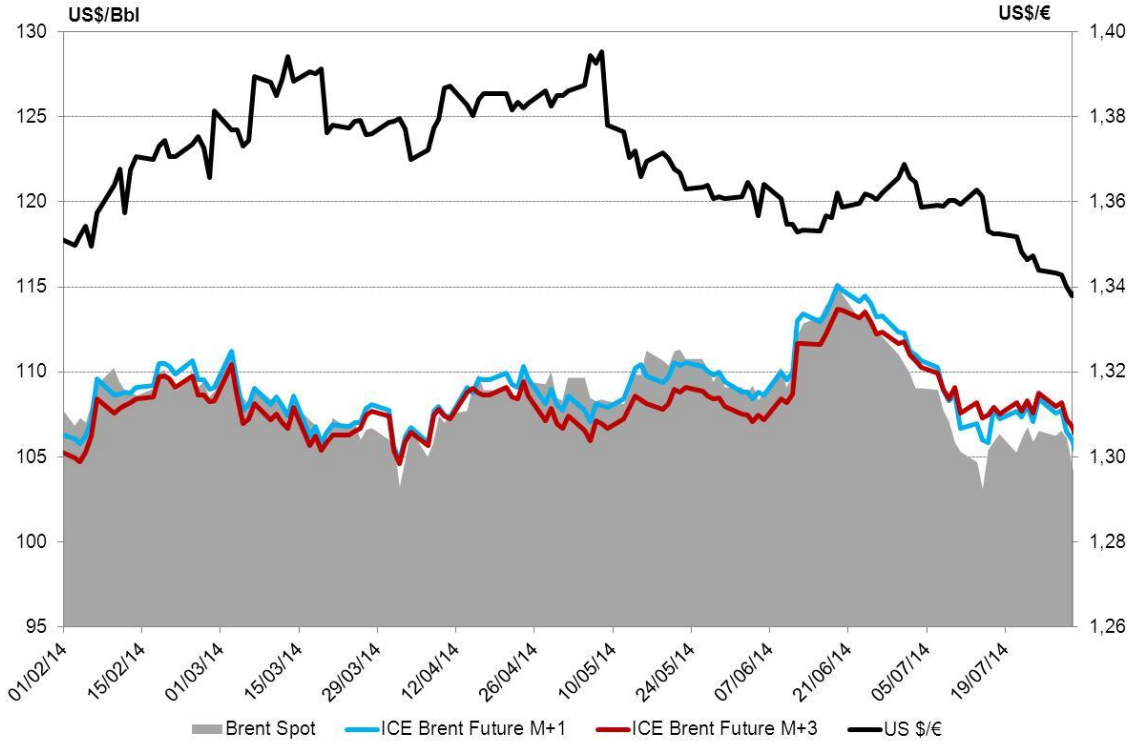
En el mes de julio la cotización (spot) del Brent, con un comportamiento descendente, fluctuó en el rango 103 – 110 $/Bbl, habiéndose registrado la cotización mínima el 15 de julio y la máxima el 1 de julio.

Por su parte, los precios del barril de crudo Brent de referencia en Europa, a 1 y 3 meses, oscilaron en el rango 105,9 – 112,3 $/Bbl. El precio mínimo se registró el 16 de julio, mientras que el máximo correspondió a la cotización del 1 de julio.

La evolución del tipo de cambio $/€ registró una tendencia descendente (apreciación del dólar) desde 1,37 $/€, el 1 de julio, hasta 1,34 $/€, el 31 de julio.

En €/Bbl, los precios de los contratos del crudo Brent a 1 y 3 meses oscilaron, en el mes de julio, en el rango 77,88 – 82,04 €/Bbl, contabilizándose el mínimo mensual el 15 de julio y el máximo el 1 de julio.

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



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

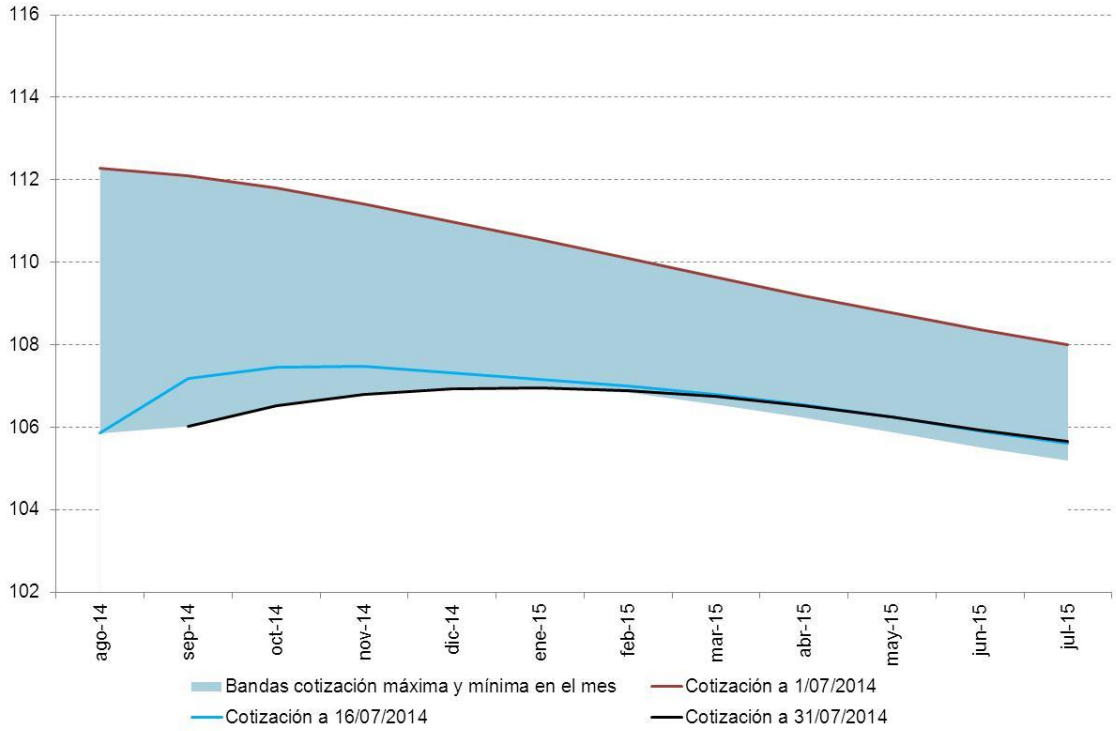
Entre los factores que contribuyeron a la disminución de los precios del petróleo cabe destacar la disponibilidad del crudo iraquí y un posible aumento en las exportaciones de crudo de Libia e Irán.

El Gráfico 21 muestra el rango de variación de la curva de precios a plazo del Brent en el mes de julio. A 31 de julio, la estructura de la curva a plazo muestra un perfil creciente con el plazo de vencimiento de los contratos (en contango) hasta diciembre de 2014 y posteriormente decreciente (*backwardation*), con un rango de variación entre 105,66 $/Bbl y 106,95 $/Bbl.

La cotización del contrato Brent M+12 (julio de 2015) fluctuó en el rango 105,19 – 108,00 $/Bbl, cerrando en 105,66 $/Bbl el 31 de julio.

En el periodo considerado de cotización (julio), 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 2,8 – 6,4 $/Bbl.

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



Nota: el último día de cotización del contrato ago-14 es el 16 de julio, por lo que la curva a plazo a 31/07/2014 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 julio los precios europeos del gas natural mostraron una tendencia ascendente, debido al aumento de la tensión entre la Unión Europea y Rusia, derivada del conflicto Ucraniano.

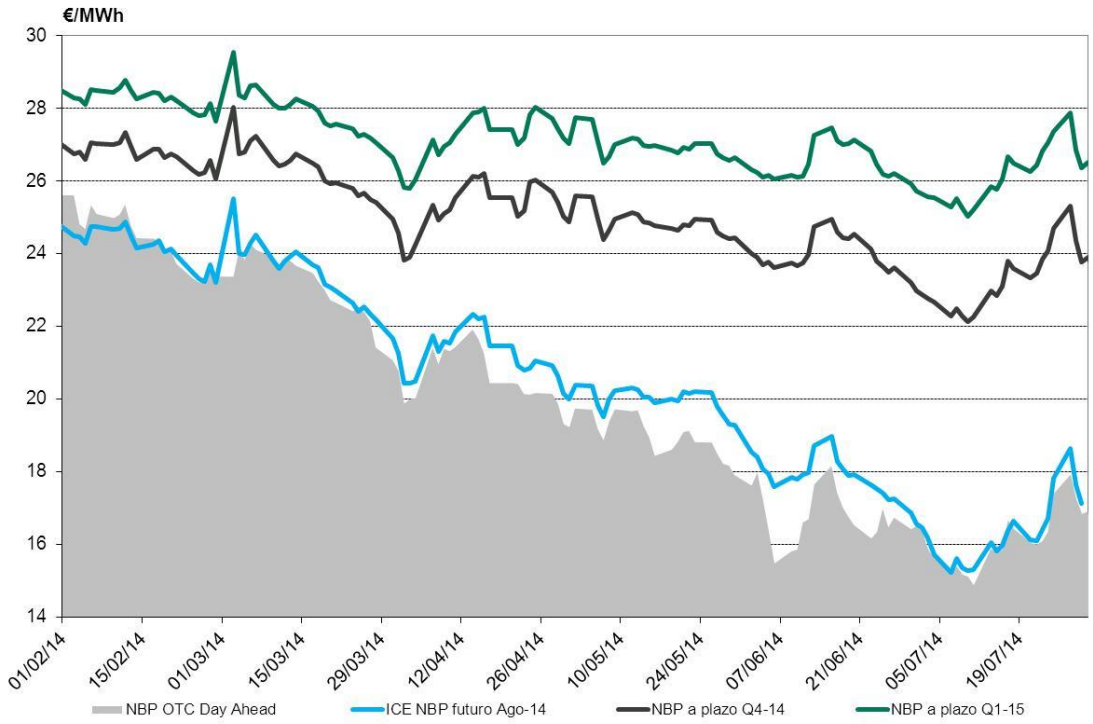
El 31 de julio, el contrato mensual (referencia NBP) con entrega en agosto de 2014 registró una cotización de 17,11 €/MWh (un 1,5% superior a la del 30 de junio).

La cotización a plazo del contrato de gas natural en NBP con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 (Q4-14) osciló en el rango 22,11 – 25,30 €/MWh (mínimo registrado el 10 de julio y máximo contabilizado el 28 de julio), con un incremento del 3,0% respecto al mes de junio.

El contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15), presentó análogamente un valor mínimo el día 10 y un máximo el día 28, oscilando en el rango 25,03 – 27,87 €/MWh. Su cotización a cierre de mes (26,52 €/MWh) fue un 2,3% superior a la registrada el mes anterior. En media, los precios del contrato Q1-15 se situaron 2,8 €/MWh por encima de los precios del contrato Q4-14 (véase Gráfico 22).

Gráfico 22. Evolución precios del gas natural en Reino Unido (NBP). Contrato spot, mensual con vencimiento en agosto 2014 y trimestrales Q4-14 y Q1-15 (en €/MWh).

Periodo: 1 febrero 2014 – 31 julio 2014

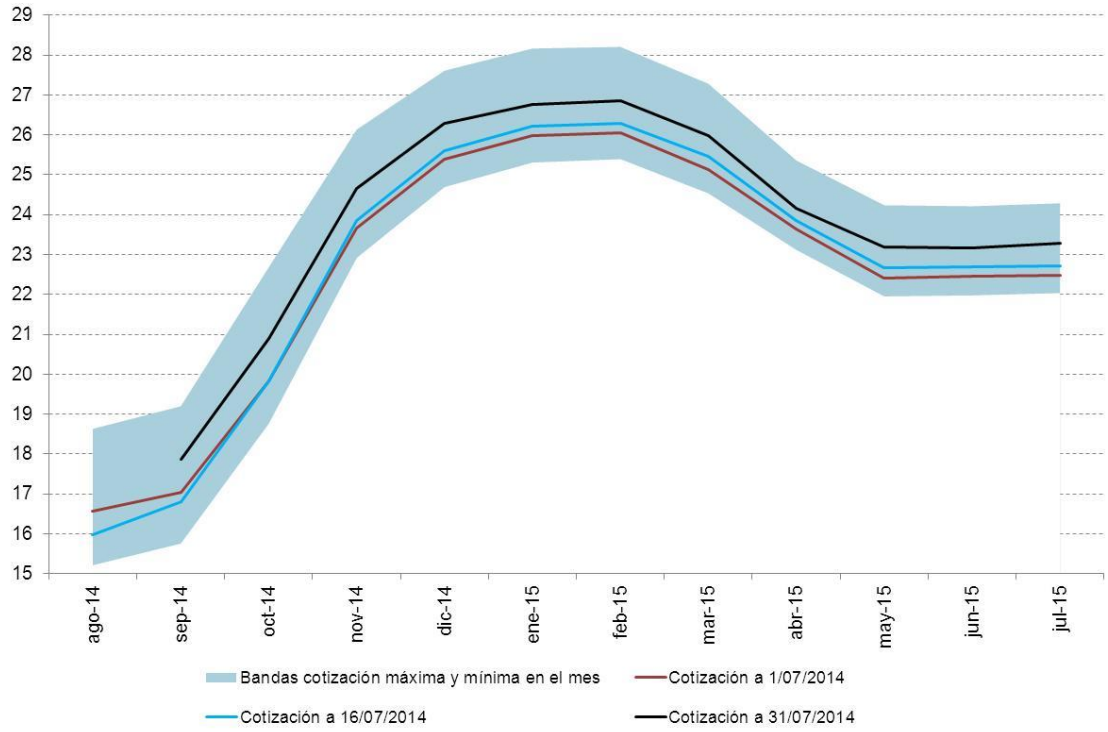


Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Platts y BCE

A 31 de julio, 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 septiembre de 2014 y febrero de 2015 los precios del gas natural ascienden desde 17,87 €/MWh hasta 26,85 €/MWh. Sin embargo, a partir del mes de febrero de 2015 su evolución es descendente hasta mayo de 2015, situándose en torno a 23 €/MWh en el periodo mayo-julio de 2015.

En el periodo considerado de cotización (julio), la fluctuación media entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del gas natural fue de 2,86 €/MWh.

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



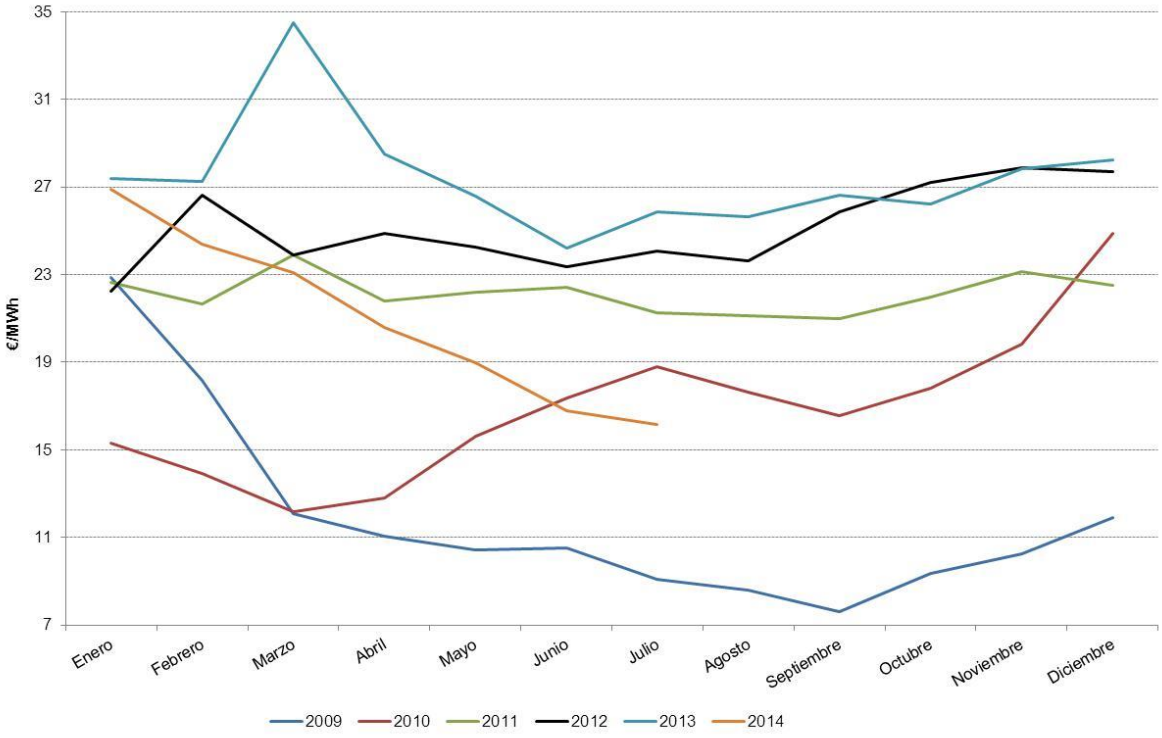
Nota: el último día de cotización del contrato ago-14 es el 30 de julio, por lo que la curva a plazo a 31/07/2014 no muestra dicho valor

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

Durante el mes de julio los precios spot del gas natural en el Reino Unido se mantuvieron en un rango de 14,87 – 17,92 €/MWh (valor mínimo registrado el día 11 y valor máximo contabilizado el día 28). La cotización a 31 de julio (16,90 €/MWh) se situó un 2,9% por encima de la cotización a 30 de junio.

La cotización media del mes de julio (16,15 €/MWh) fue un 37,5% inferior a la registrada el mismo mes del año anterior (25,85 €/MWh), y un 3,7% inferior a la cotización media del mes de junio de 2014 (16,77 €/MWh).

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



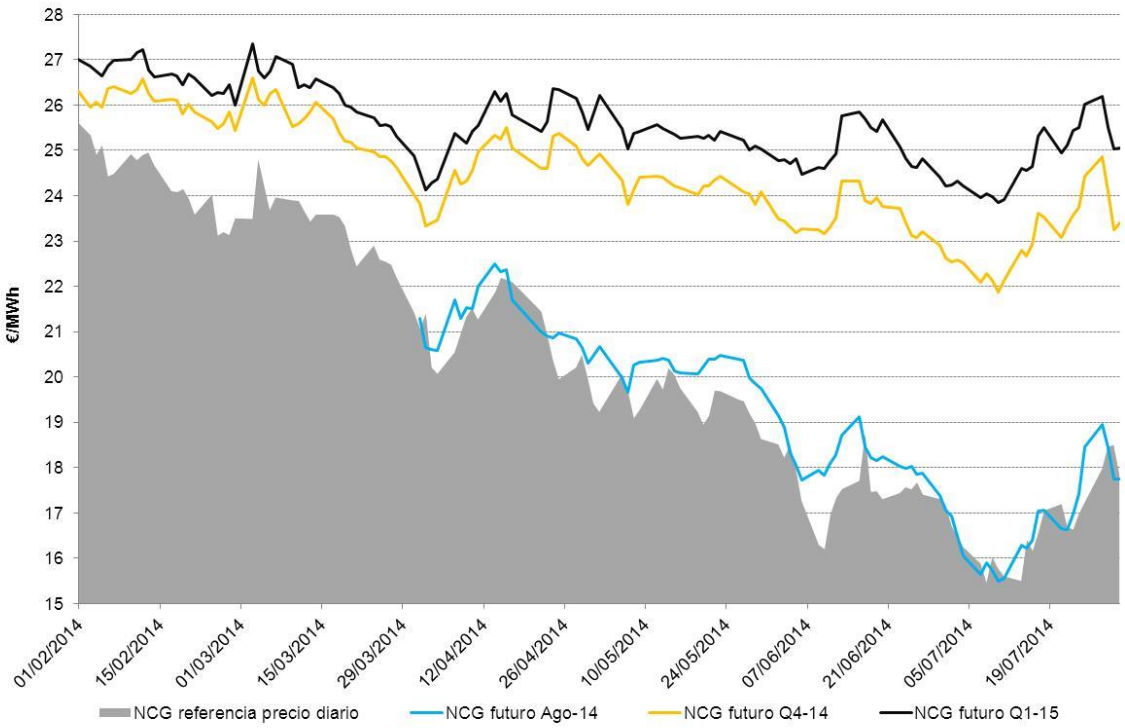
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Platts y BCE

Cotizaciones de gas natural en Alemania

En el mes de julio, la cotización en EEX del contrato de futuros NCG (NetConnect Germany) con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 (Q4-14) osciló en el rango 21,88 – 24,87 €/MWh (mínimo y máximo registrados, respectivamente, los días 10 y 28 de julio). El 31 de julio su cotización se situó en 23,41 €/MWh, un 2,2% superior a la registrada al cierre del mes de junio.

Por su parte, el contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15), registró una cotización mínima de 23,86 €/MWh, el 10 de julio, y una cotización máxima de 26,19 €/MWh el 28 de julio. En media, la cotización del contrato Q1-15 fue 1,74 €/MWh superior a la del contrato Q4-14 (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 julio, la media de los diferenciales de precio spot del mercado francés de gas entre las zonas sur (PEG Sud) y norte (PEG Nord) aumentó con respecto al mes anterior (4,52 €/MWh en julio frente a un diferencial de 4,08 €/MWh en junio). Esto es debido al menor descenso promedio mensual registrado en los precios de la zona sur en comparación con la disminución media en el mes de los precios en la zona norte.

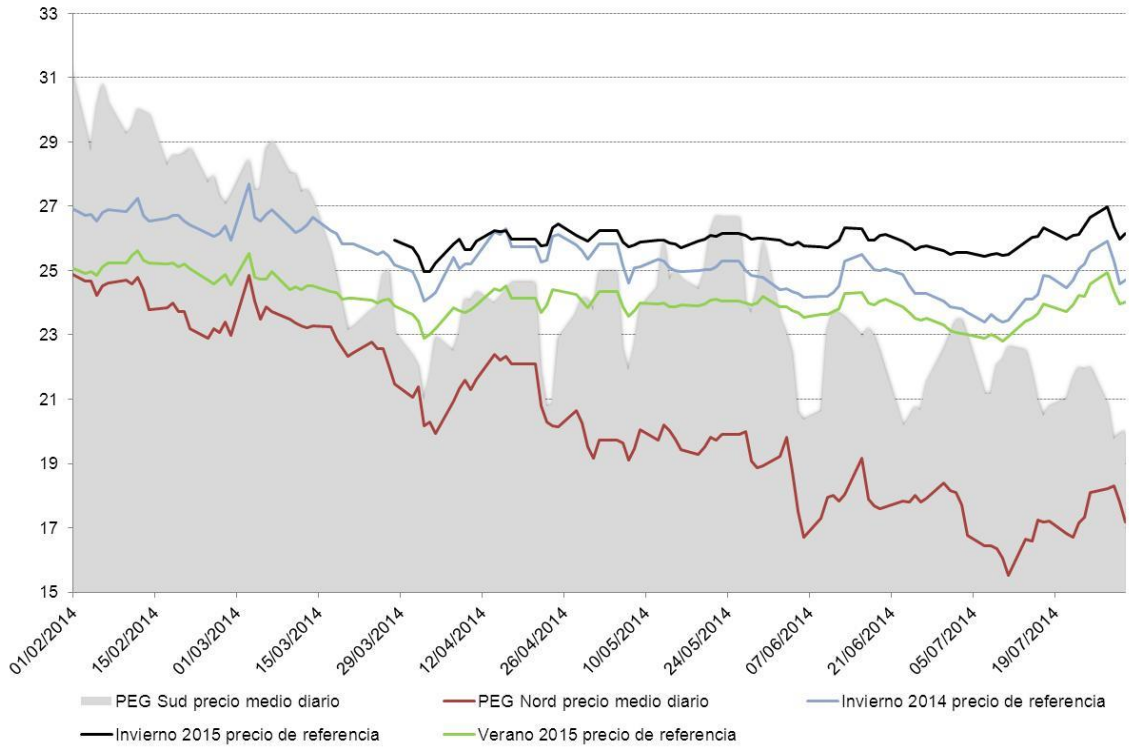
Durante todo el mes de julio el precio de la zona sur estuvo por encima del registrado en la zona norte. Así, el precio medio de la zona sur fue 21,66 €/MWh, con un descenso del 2,1% respecto al mes anterior (22,12 €/MWh). Por su parte, el precio de la zona norte se situó en 17,13 €/MWh, reduciéndose un 5,0% respecto al mes anterior (18,04 €/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 ascendente. En concreto, el contrato invierno 2014 cerró en 24,69 €/MWh (el 31 de julio), lo que supone un incremento del 2,9% respecto el precio de cierre del mes anterior (24,05 €/MWh el 30 de junio).

Por su parte, la cotización del contrato verano 2015, que abarca el segundo y tercer trimestres de 2015, registró un incremento del 3,1%, cotizando en 24,03 €/MWh el 31 de julio, frente a 23,30 €/MWh el 30 de junio.

En media, en el mes de julio, el diferencial entre el contrato invierno 2014 y el contrato verano 2015 se situó en 0,74 €/MWh, manteniéndose la tendencia descendente en la evolución de dicho diferencial de precios. En concreto, en el 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 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

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 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. Así, durante el mes de julio de 2014 dichas cotizaciones descendieron un 5,2% respecto al mes anterior.

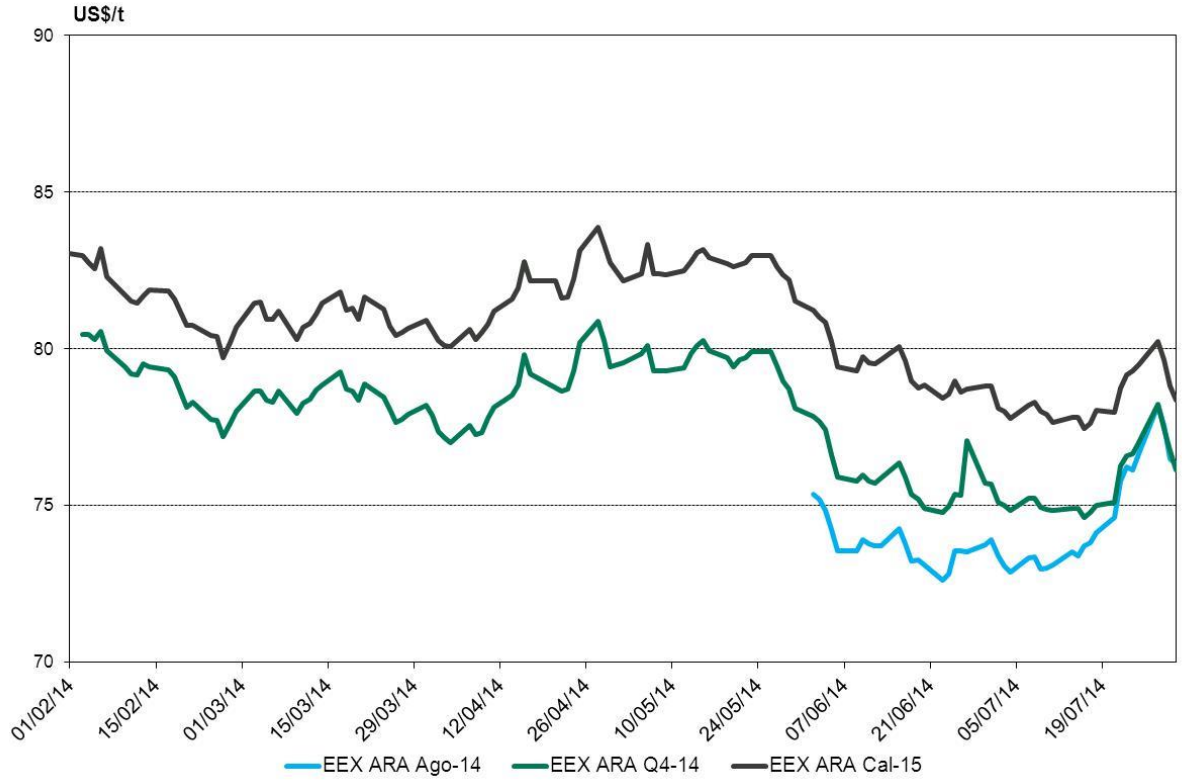
En el mismo periodo, los precios del GNL para el noreste de Asia (referencia NEA publicada por *Energy Intelligence*) registraron, por los mismos motivos, un descenso del 2,8%.

3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón

Durante el mes de julio, la cotización en EEX del contrato a plazo de carbón de calidad API2 con entrega en ARA (Ámsterdam-Rotterdam-Amberes) y vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 (Q4-14) mostró una tendencia descendente hasta el 16 de julio (74,60 $/t), incrementándose posteriormente hasta el 28 de julio (78,23 $/t), cerrando el mes en 76,11 $/t (31 de julio). Respecto al mes anterior, el incremento experimentado en la cotización del contrato (en $/t) fue del 0,5%.

El diferencial de precio entre el contrato anual, con vencimiento en 2015, y el contrato trimestral, con vencimiento en el Q4-14, se situó en el rango 2,00 – 3,11 $/t. La cotización del contrato anual Cal-15 a 31 de julio (78,35 $/t) se situó un 0,6% por debajo de la cotización al cierre del mes anterior (78,80 $/t a 30 de junio), oscilando durante el mes de julio en el rango 77,45 – 80,23 $/t.

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



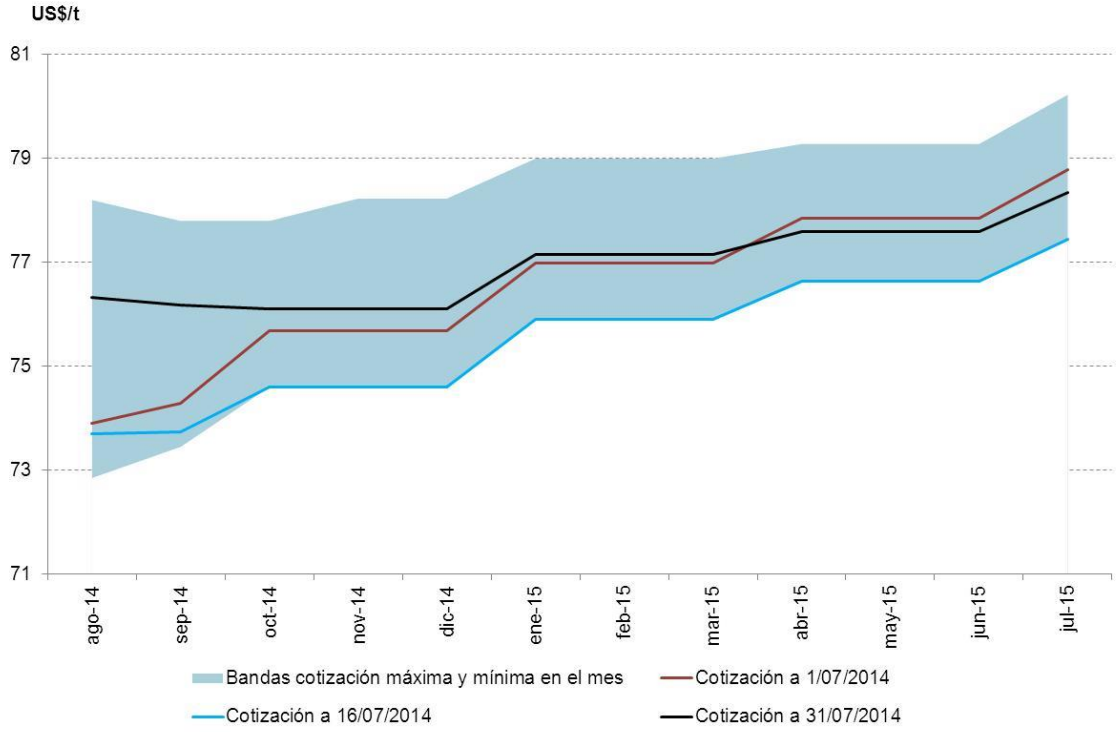
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

Entre los factores que influyeron en el repunte de los precios del carbón durante el mes de julio destaca el aumento de la tensión entre Rusia y la Unión Europea, debida al conflicto Ucraniano, que motivó una mayor actividad compradora.

El Gráfico 28 muestra el rango de variación de la curva de los precios a plazo del carbón (EEX ARA) en el mes de julio. A 31 de julio, la estructura de dicha curva a plazo muestra una estabilización de precios hasta finales de año y un incremento de los mismos a partir de enero de 2015 (situación de contango), con un rango de variación entre 76,10 $/t y 78,35 $/t.

En el periodo considerado de cotización (julio), 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 5,4 – 2,7 $/t.

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



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO_2

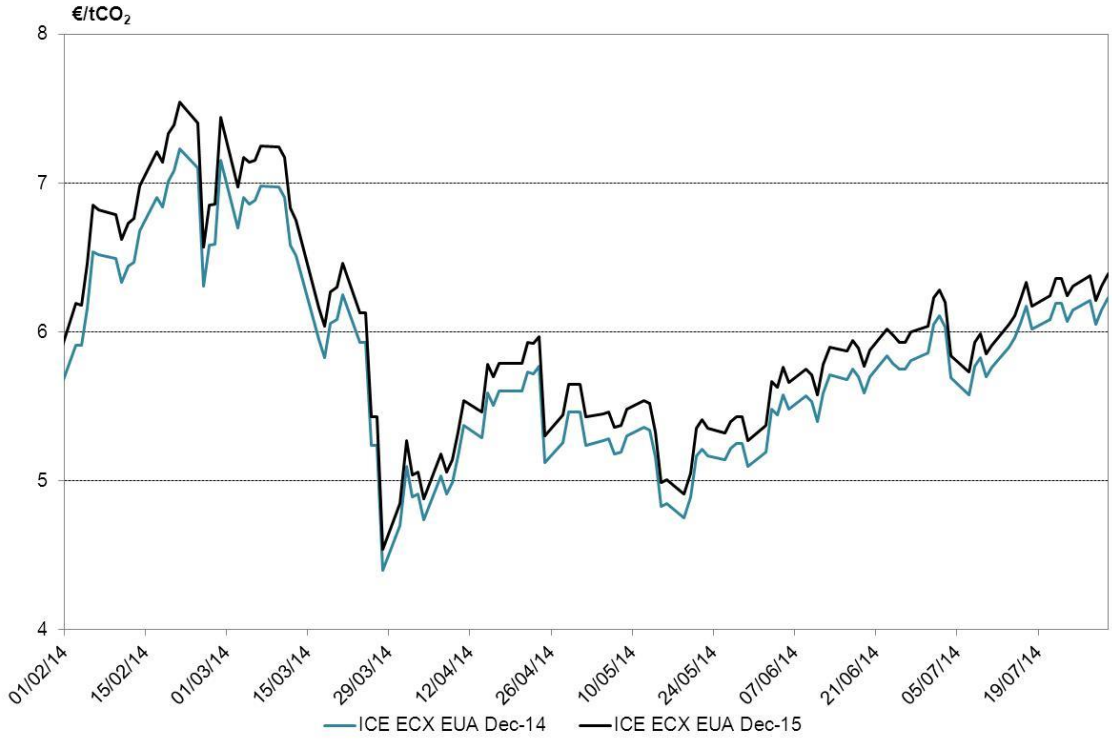
Durante el mes de julio, la cotización a plazo de los derechos de emisión EUA mostró una tendencia ascendente.

La cotización del contrato EUA Dic-14 osciló en el rango 5,58 – 6,23 €/tCO_2, mientras que la del contrato EUA Dic-15 lo hizo en el rango 5,73 – 6,39 €/tCO_2. En ambos casos, las cotizaciones mínima y máxima se registraron el 7 y el 31 de julio, 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 – 0,18 €/tCO_2.

A cierre del mes de julio (día 31) la cotización del contrato EUA Dic-14 (6,23 €/tCO_2) contabilizó un incremento del 6,3% respecto a la registrada el 30 de junio (5,86 €/tCO_2). Asimismo, la cotización del EUA Dic-15 (6,39 €/tCO_2 a 31 de julio) aumentó un 5,8% respecto a la registrada el 30 de junio (6,04 €/tCO_2).

Gráfico 29. Evolución precio emisiones (EUA) Periodo: 1 febrero 2014 – 31 julio 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 CO_2, se destaca la evolución al alza de los precios a plazo en los los mercados energéticos (en especial, los contratos con vencimientos a partir del cuarto trimestre de 2014, en los mercados a plazo eléctricos y gasistas) y la reducción de derechos a subastar durante el mes de agosto de 2014.

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

Respecto al mes anterior (31/07/14 vs. 30/06/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 (Q4-14) registró un incremento del 1,6%, situándose en 48,13 €/MWh el 31 de julio.

Dicho incremento 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 CO_2, así como los costes de transporte, peajes, O&M e impuestos), que aumentó un 2,7% entre el 30 de junio y el 31 de julio.

Por su parte, el indicador de coste variable a plazo estimado de una central de carbón – que considera los costes de transporte, peajes, O&M e impuestos – se incrementó un 2,1% entre el 30/06/14 y el 31/07/14.

Respecto al mes anterior (31/07/14. vs. 30/06/14), la cotización del contrato anual a plazo de electricidad con vencimiento en el año 2015 (Cal-15) registró un incremento del 0,2% (47,85 €/MWh a 31 de julio), frente a un indicador de coste variable estimado a plazo estimado de un CCGT (tiene en cuenta la evolución de los precios a plazo del gas TTF y de los derechos de emisión de CO_2) que se incrementó un 2,1% en el mismo periodo.

Por otro lado, el indicador de coste variable a plazo estimado de una central de carbón - incluyendo costes de transporte, peajes, O&M e impuestos – aumentó un 1,5% entre el 30/06/14 y el 31/07/14.

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

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

Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la media de los últimos 20 días de negociación de los contratos mensuales con liquidación en los meses de enero a diciembre de 2012 y 2013, y de enero a julio 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, marzo y julio de 2014.

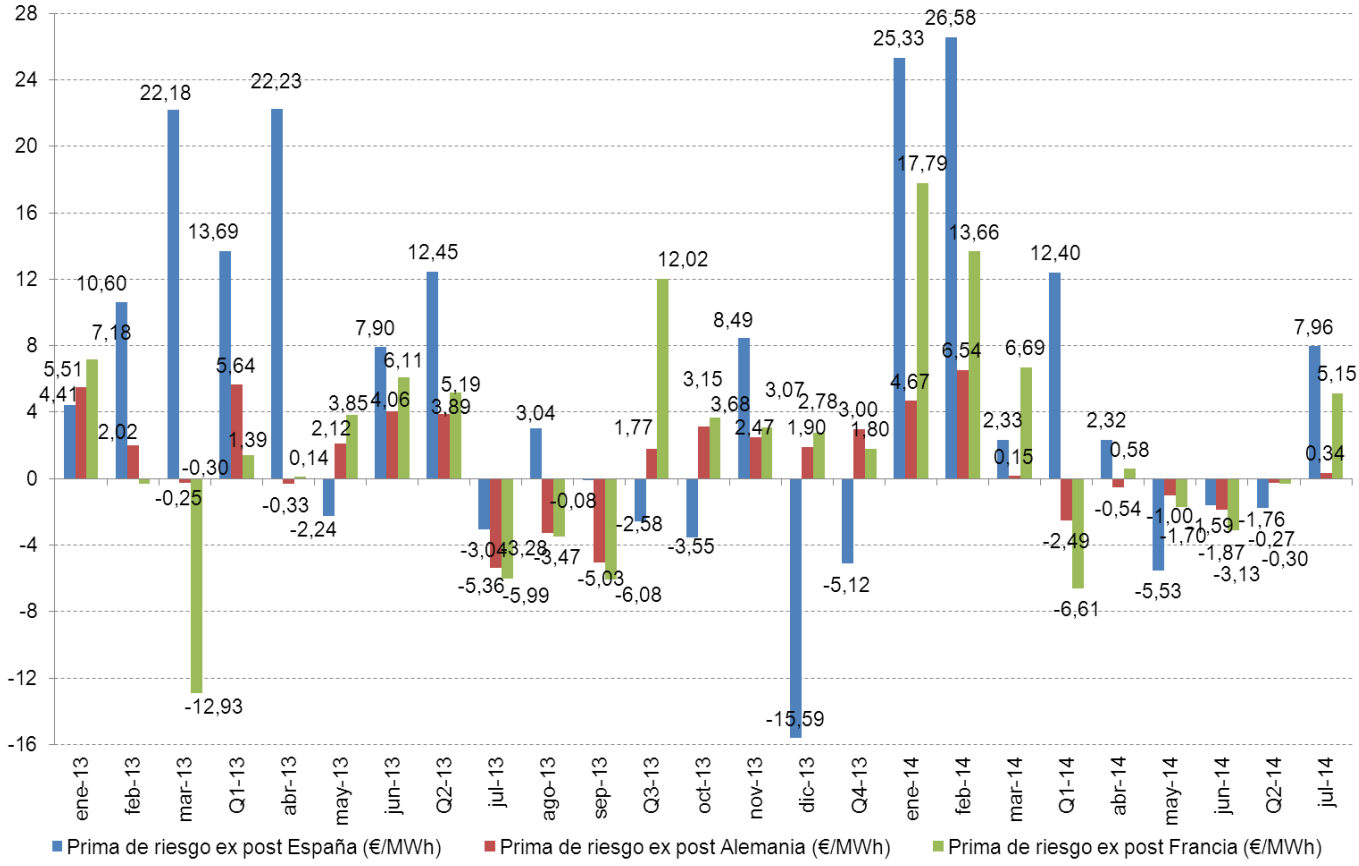
En el mes de julio de 2014, tras dos meses consecutivos con primas de riesgo ex post negativas (-5,53 €/MWh en mayo y -1,59 €/MWh en junio), la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor positivo de 7,96 €/MWh. Asimismo, en los mercados alemán y francés la prima de riesgo ex post del mes de julio se situó en valores positivos (0,34 €/MWh y 5,15 €/MWh, respectivamente; en junio: -1,87 €/MWh y -3,13 €/MWh, respectivamente).

Cuadro 6. Cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2012, en 2013 y de enero a julio de 2014, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot español (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)
ene-12	53,08	51,06	2,02	52,33	39,89	12,44	53,44	41,89	11,56
feb-12	51,67	53,48	-1,81	49,21	54,92	-5,71	51,01	82,45	-31,44
mar-12	51,07	47,57	3,50	47,15	41,13	6,02	49,96	44,63	5,33
Q1-12	53,31	50,64	2,67	52,98	45,10	7,88	53,48	55,75	-2,27
abr-12	47,96	41,21	6,74	42,83	43,57	-0,74	44,44	44,92	-0,48
may-12	50,42	43,58	6,84	40,45	38,85	1,60	38,98	38,96	0,02
jun-12	53,42	53,50	-0,08	39,80	38,81	0,99	39,62	40,34	-0,72
Q2-12	51,40	46,07	5,33	43,32	40,39	2,93	42,38	41,38	1,00
jul-12	55,67	50,29	5,38	40,16	41,02	-0,86	40,55	41,75	-1,20
ago-12	53,11	49,34	3,77	38,84	44,90	-6,05	37,03	45,26	-8,24
sep-12	52,02	47,59	4,43	46,03	44,67	1,35	47,66	46,32	1,34
Q3-12	55,27	49,09	6,18	40,28	43,52	-3,24	38,84	44,42	-5,58
oct-12	50,01	45,68	4,33	48,05	43,93	4,12	52,73	49,23	3,50
nov-12	47,14	42,07	5,07	48,77	44,79	3,98	54,72	47,51	7,21
dic-12	45,84	41,73	4,11	46,23	35,51	10,72	54,49	41,98	12,51
Q4-12	50,53	43,16	7,37	50,03	41,37	8,65	56,01	46,23	9,78
ene-13	54,91	50,50	4,41	48,82	43,31	5,51	57,82	50,64	7,18
feb-13	55,64	45,04	10,60	46,64	44,62	2,02	54,16	54,46	-0,30
mar-13	48,10	25,92	22,18	38,85	39,10	-0,25	44,81	57,75	-12,93
Q1-13	54,02	40,33	13,69	47,91	42,27	5,64	55,67	54,28	1,39
abr-13	40,39	18,17	22,23	37,59	37,92	-0,33	46,08	45,94	0,14
may-13	41,21	43,45	-2,24	34,18	32,06	2,12	35,03	31,18	3,85
jun-13	48,77	40,87	7,90	31,88	27,82	4,06	29,50	23,39	6,11
Q2-13	46,71	34,26	12,45	36,48	32,60	3,89	38,66	33,47	5,19
jul-13	48,12	51,16	-3,04	31,06	36,42	-5,36	28,36	34,36	-5,99
ago-13	51,13	48,09	3,04	34,95	38,23	-3,28	31,72	35,18	-3,47
sep-13	50,12	50,20	-0,08	36,68	41,71	-5,03	37,23	43,30	-6,08
Q3-13	47,23	49,81	-2,58	40,53	38,76	1,77	49,57	37,55	12,02
oct-13	47,94	51,49	-3,55	40,83	37,68	3,15	48,22	44,54	3,68
nov-13	50,30	41,81	8,49	41,69	39,22	2,47	52,18	49,11	3,07
dic-13	48,05	63,64	-15,59	37,65	35,75	1,90	52,49	49,71	2,78
Q4-13	47,31	52,43	-5,12	40,53	37,53	3,00	49,57	47,77	1,80
ene-14	58,95	33,62	25,33	40,55	35,87	4,67	56,93	39,14	17,79
feb-14	43,69	17,12	26,58	40,13	33,59	6,54	52,35	38,69	13,66
mar-14	29,00	26,67	2,33	31,10	30,95	0,15	42,26	35,56	6,69
Q1-14	38,20	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
jul-14	56,17	48,21	7,96	32,22	31,88	0,34	30,64	25,49	5,15

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

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



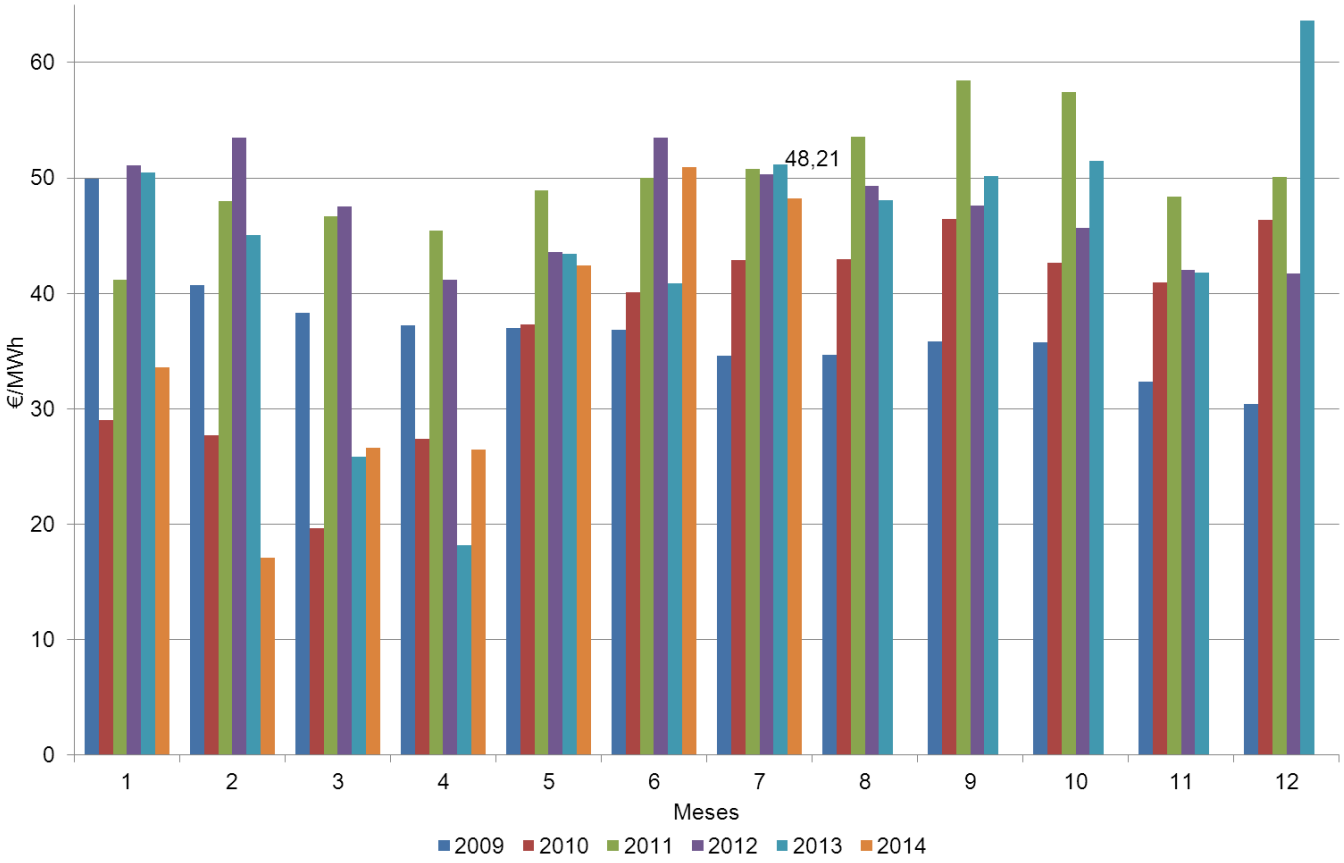
Fuente: EEX, OMIP y OMIE

4.2. Análisis de los precios spot

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

En el mes de julio de 2014 el precio spot medio mensual se situó en 48,21 €/MWh, un 5,4% inferior al precio spot medio mensual registrado en junio de 2014 (50,95 €/MWh) y un 5,8% inferior al precio spot medio registrado en julio de 2013 (51,16 €/MWh).

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

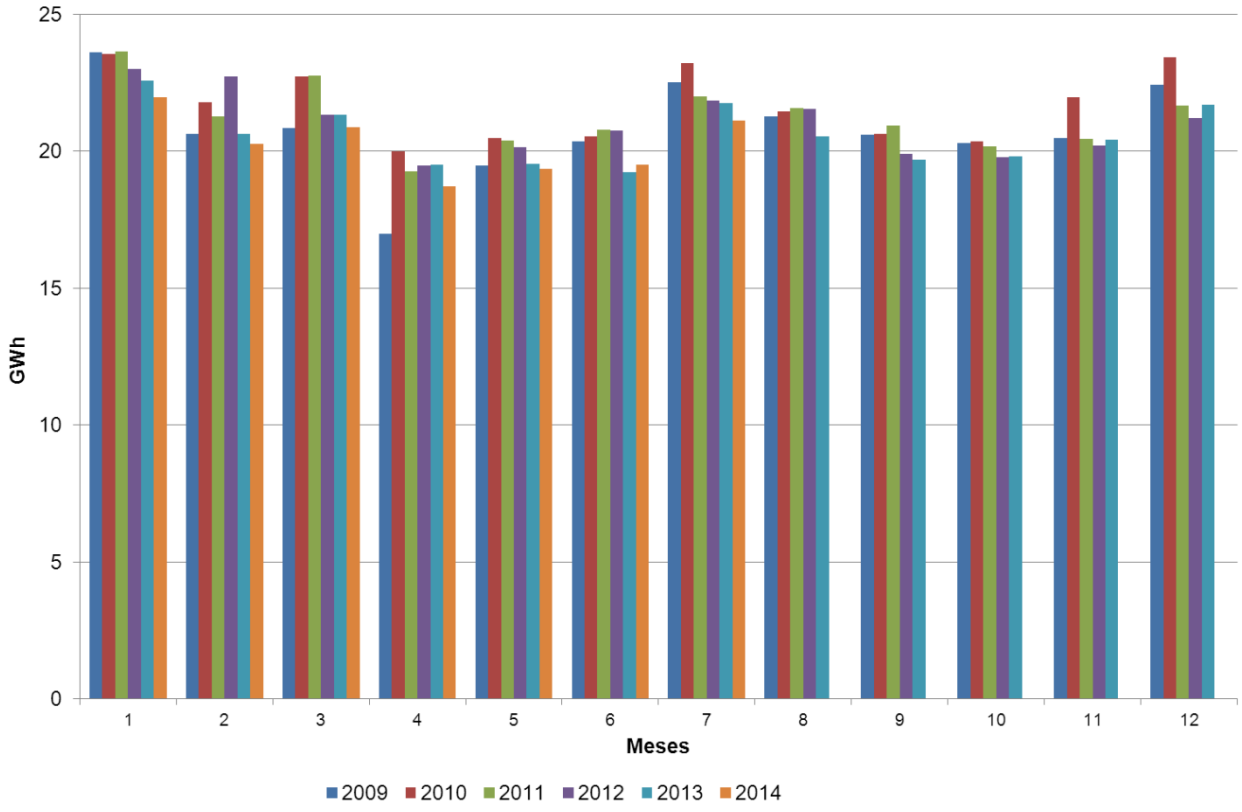


Fuente: OMIE

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

En el mes de julio, la demanda en b.c. se cifró en 21.125 GWh, lo que supone un 8,2% más que el valor registrado en el mes de junio (19.523 GWh) y un 2,9% menos que la demanda en b.c. del mismo mes del año anterior (21.766 GWh en julio de 2013).

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

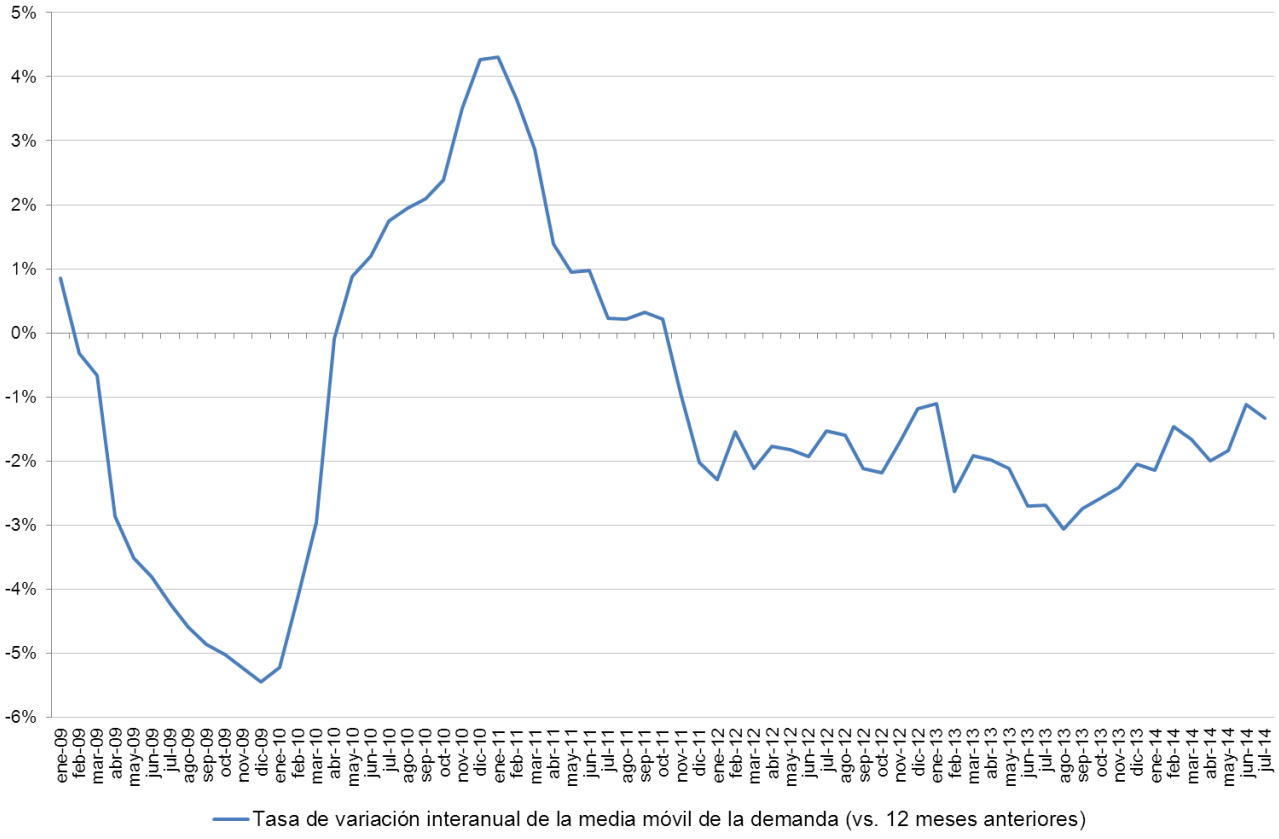


Fuente: REE

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

En el mes de julio, dicha tasa de variación se mantuvo en niveles negativos, situándose en -1,3%, frente al -1,1% del mes de junio.

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

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de julio de 2014 destacó el incremento de la producción nuclear (+24,4%) y eólica (+11,2%).

El incremento de la generación con tecnologías de costes marginales bajos (nuclear y eólica), presionó a la baja el precio del mercado spot en el mes de julio respecto al mes anterior, aun cuando la demanda con respecto al mes de junio fue mayor.

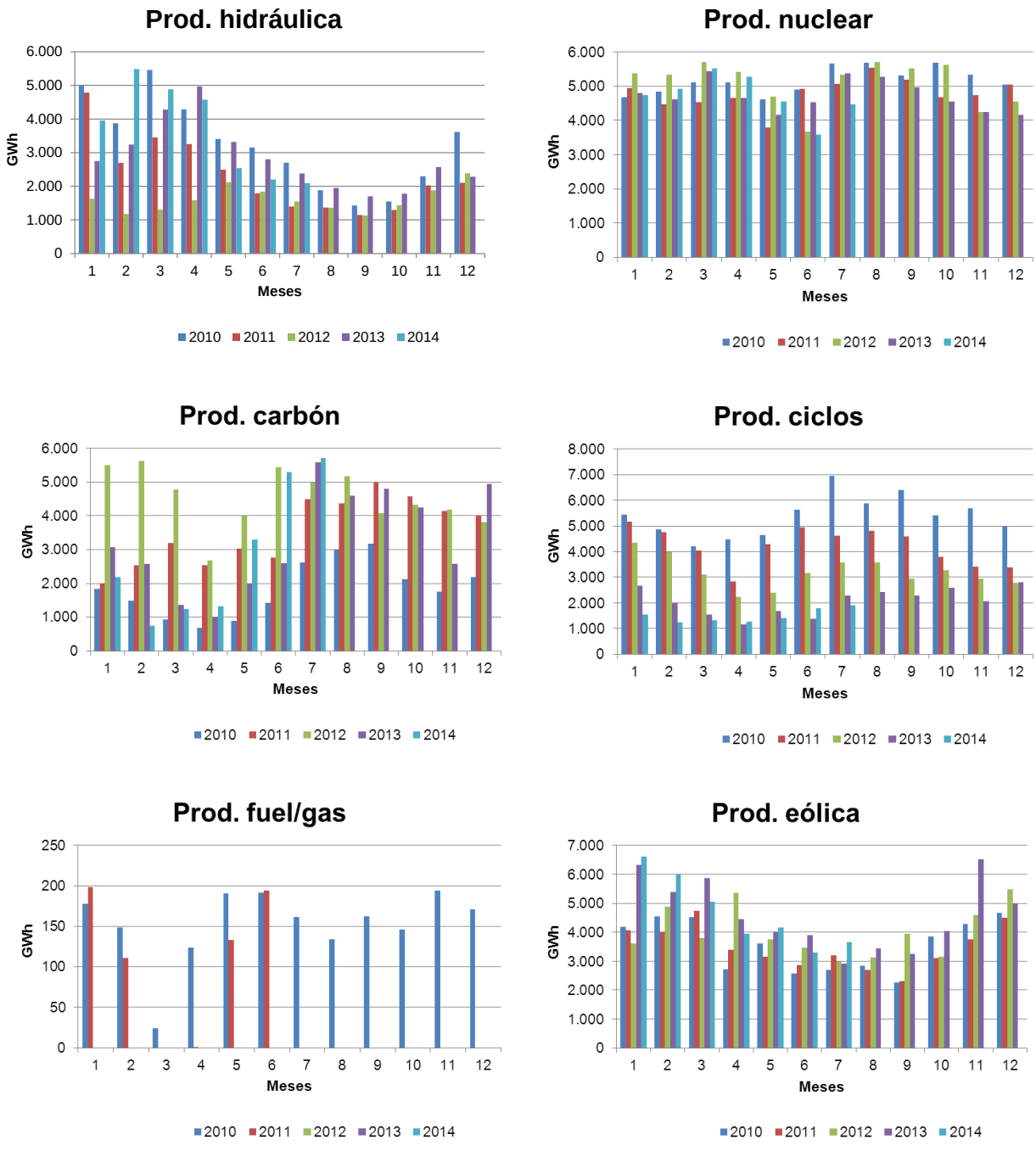
Cuadro 7. Generación bruta por tecnologías[2] y demanda de transporte (b.c.) mensual

	jul-14	jun-14	jul-13	% Var. jul-14 vs. jun-14	% Var. jul-14 vs. jul-13
Hidráulica	2.092	2.199	2.382	-4,9%	-12,2%
Nuclear	4.472	3.596	5.384	24,4%	-16,9%
Carbón	5.701	5.299	5.584	7,6%	2,1%
CCGT	1.891	1.795	2.277	5,3%	-17,0%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	4.418	4.181	5.365	5,7%	-17,7%
Resto hidráulica	444	515	-	-13,8%	-
Eólica	3.654	3.287	2.915	11,2%	25,4%
Total generación bruta	**22.672**	**20.872**	**23.907**	**8,6%**	**-5,2%**
Consumos generación	-633	-568	-679	11,4%	-6,8%
Consumos en bombeo	-276	-368	-259	-25,0%	6,6%
Saldo intercambios internacionales	-493	-291	-1.061	69,4%	-53,5%
Enlace Península-Baleares	-155	-129	-	20,2%	-
Total demanda transporte (b.c.)	**21.125**	**19.523**	**21.766**	**8,2%**	**-2,9%**

Fuente: REE

[2] Para el mes de julio 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 julio de 2014)



Fuente: REE

CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

www.cnmc.es