



INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (*JUNIO 2018*)

20 de septiembre de 2018

IS/DE/003/18

Índice

1.	Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	3
1.1.	Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes	3
1.2.	Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos day-ahead)	6
2.	Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	8
2.1.	Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	8
2.2.	Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	13
2.3.	Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento	17
2.4.	Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	18
3.	Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	25
3.1.	Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	25
3.2.	Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	26
4.	Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	29
4.1.	Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	30
4.2.	Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	37
4.3.	Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	38
4.4.	Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-18 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	44
4.5.	Análisis de los precios spot en España	44

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

A continuación se describe la evolución de las cotizaciones a plazo de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española en el mercado organizado –OMIP¹– y la diferencia entre dichas cotizaciones y los precios spot realizados. En la sección 1.1 se analizan los contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes y en la sección 1.2 se analizan los contratos con horizonte de liquidación inferior al mes (en particular, los contratos con vencimiento el día siguiente -contratos *day-ahead*-).

1.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes

Al cierre del mes de junio de 2018 (viernes 29 de junio para los contratos a plazo), con un precio medio del mercado de contado (58,46 €/MWh) superior al registrado el mes anterior (+6,5%), todas las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica analizados, mostraron un comportamiento descendente.

Las cotizaciones que registraron los mayores descensos, respecto al cierre del mes de mayo (31 de mayo), correspondieron al contrato mensual con liquidación en julio de 2018 (-4,6%), y al contrato anual con entrega en el año 2020 (-4,1%).

Por su parte, el menor descenso de precios en el mes de junio se contabilizó en los contratos mensuales con vencimiento en el mes de agosto y septiembre de 2018 (-0,6% y 0,4% respectivamente).

En particular, la cotización a plazo de los contratos mensuales con liquidación en julio, agosto y septiembre de 2018 se situaron a cierre de mes² en 62,40 €/MWh, 62,30 €/MWh y 65,20 €/MWh, respectivamente. Las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el tercer y cuarto trimestres de 2018 junto con el primer y segundo trimestres de 2019 también descendieron, concretamente un -1,5%, un -1%, un -3,2% y un -1,4%, respectivamente, situándose a cierre de mes en 63,53 €/MWh para el Q3-18, en 64,25 €/MWh para el Q4-18, en 59,00 €/MWh para el Q1-19 y en 47,89 €/MWh para el Q2-19.

Las cotizaciones del contrato anual con liquidación en el año 2019 y en el año 2020 se situaron el último día de cotización (29 de junio) en 53,70 €/MWh y en 48,30 €/MWh, respectivamente.

¹ No existen ganancias de arbitraje entre el mercado organizado (OMIP) y no organizado (OTC), ya que no se registran diferencias significativas entre las cotizaciones de los contratos equivalentes negociados en ambos mercados. En este sentido, las cotizaciones públicas de OMIP son representativas de los precios en los mercados a plazo de energía eléctrica en España.

² Variación entre las últimas cotizaciones disponibles a finales de mes: de mayo 2018 a día 31 y de junio de 2018 a día 29.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

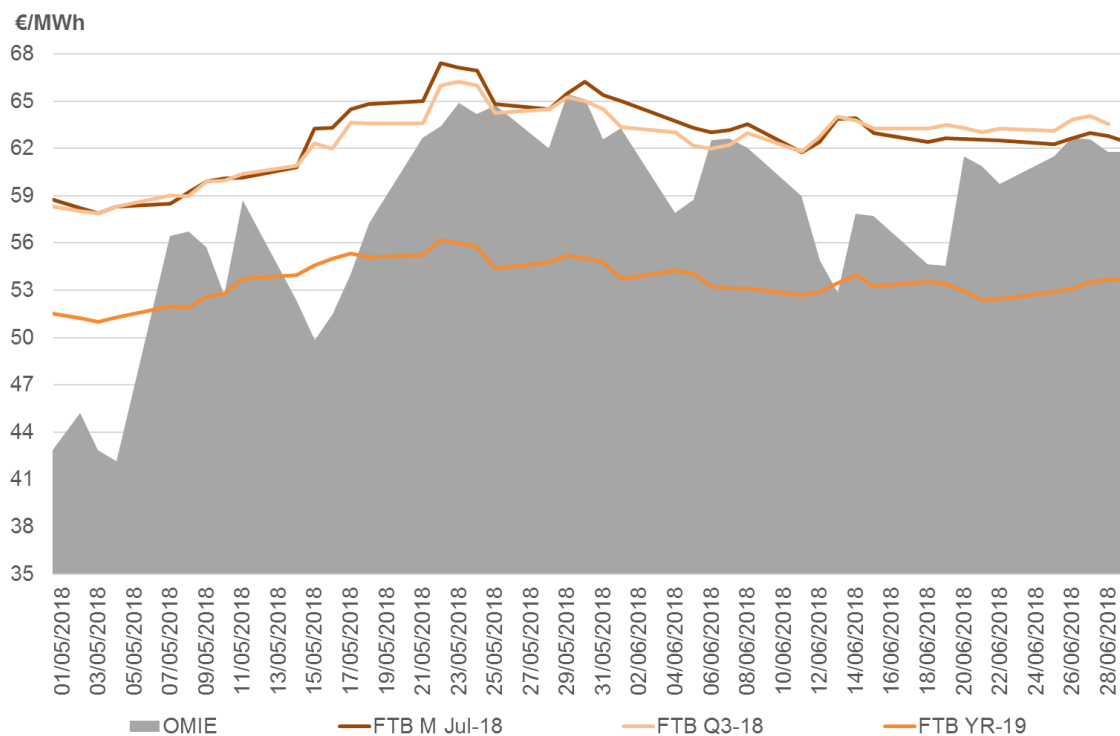
Contratos	MES DE JUNIO DE 2018				MES DE MAYO DE 2018				% Δ Últ. Cotiz. jun-18 vs. may-18
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Jul-18	62,40	65,00	61,75	62,98	65,40	67,40	57,90	62,35	-4,6%
FTB M Aug-18	62,30	63,00	59,80	61,42	62,68	65,69	57,59	61,42	-0,6%
FTB M Sep-18	65,20	67,22	62,52	65,03	65,45	65,83	58,22	61,82	-0,4%
FTB Q3-18	63,53	64,05	61,80	63,11	64,50	66,22	57,90	61,87	-1,5%
FTB Q4-18	64,25	64,50	61,60	63,75	64,90	66,13	57,80	62,04	-1,0%
FTB Q1-19	59,00	60,45	58,30	59,21	60,98	61,50	53,87	57,29	-3,2%
FTB Q2-19	47,89	48,14	46,33	47,34	48,57	50,58	44,89	48,10	-1,4%
FTB YR-19	53,70	54,27	52,37	53,31	54,75	56,20	51,00	53,84	-1,9%
FTB YR-20	48,30	49,72	47,66	48,44	50,35	50,50	46,75	49,02	-4,1%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de mayo a 31/05/2018 y cotizaciones de junio a 29/06/2018, exceptuando el contrato trimestral Q3-18, cuyo último día de cotización es el 28/06/2018.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

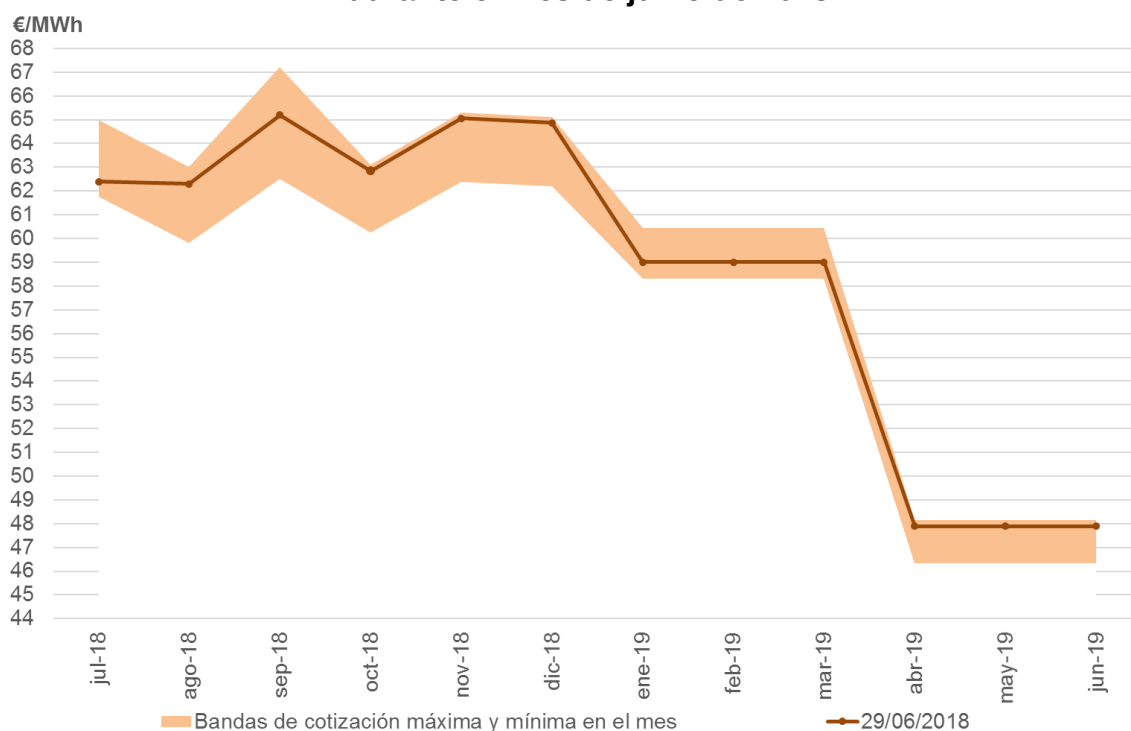
Periodo: 1 de mayo de 2018 – 29 de junio de 2018



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

El Gráfico 2 (a continuación) muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de junio de 2018. Se observa que (a 29 de junio), para el periodo comprendido entre julio y diciembre de 2018, la curva oscila entre un máximo de 65,20 €/MWh en septiembre y un mínimo de 62,30 €/MWh en agosto. Por su parte, para 2019 la curva de precios a plazo muestra una tendencia descendente hasta alcanzar un valor de 47,89 €/MWh en el segundo trimestre de 2019 (curva en “backwardation”³).

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de junio de 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de junio, el precio medio del mercado diario (58,46 €/MWh) se incrementó un 6,5% respecto al registrado en el mes anterior (54,92 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en junio de 2018 (31 de mayo) anticipaba un precio medio del mercado diario de 63,00 €/MWh para dicho mes, un 7,8% superior al precio spot finalmente registrado (58,46 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP⁴, se alcanzaron respectivamente el 23 de mayo 2018 (máxima de 65,25 €/MWh) y el 26 de febrero de 2018 (mínima de 49,35 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial

³ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

⁴ Del 1 de diciembre de 2017 al 31 de mayo de 2018.

máximo de cotización del contrato de 15,90 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post⁵ del contrato mensual de junio de 2018 fueron negativas hasta el día 14 de mayo de 2018, por lo que, las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) hasta esa fecha, es decir, durante la mayor parte del periodo de negociación.

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en junio de 2018 en OMIP vs. precio spot de junio de 2018.
Periodo del 1 de diciembre de 2017 a 31 de mayo de 2018



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

Para el mes de julio de 2018, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a 29 de junio), anticipa un precio medio del mercado diario de 62,40 €/MWh.

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

En junio de 2018 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). En particular, el precio medio diario del mercado de contado en junio de 2018 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en

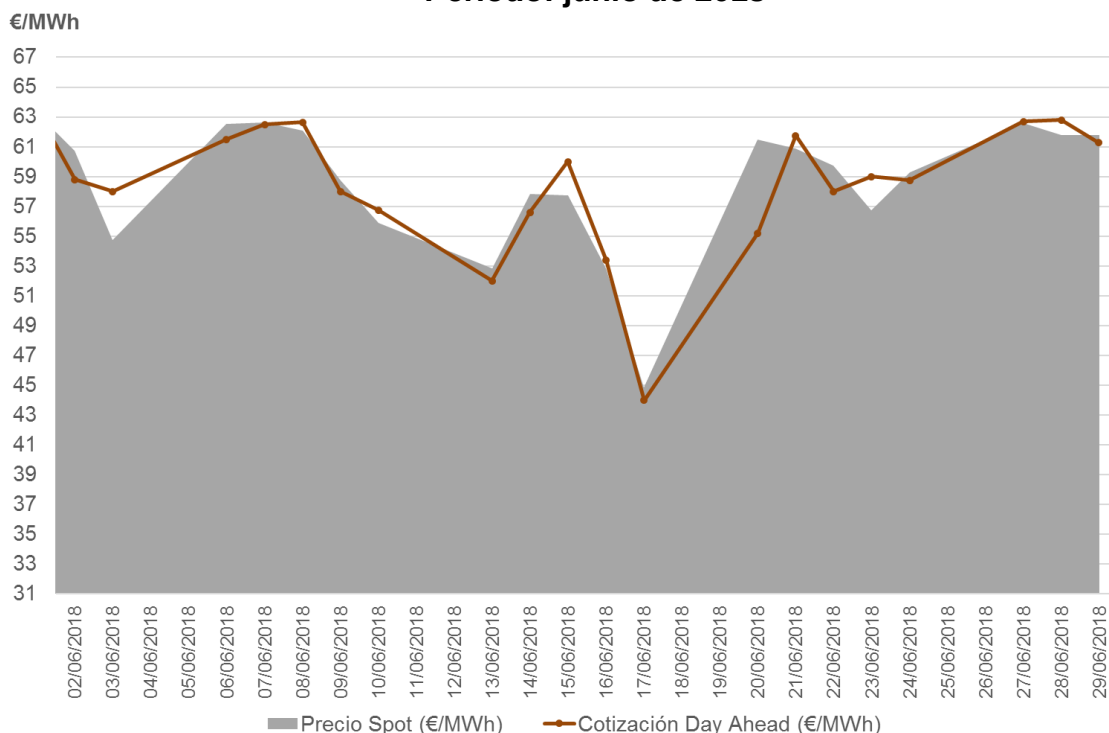
⁵ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en junio de 2018 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en junio de 2018.

los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁶) se situó en 58,62 €/MWh, ligeramente inferior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en junio de 2018 (58,43 €/MWh).

Por tanto, la prima de riesgo de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day-ahead* en OMIP del día anterior a su liquidación y el precio del subyacente) en junio de 2018 fue negativa (-0,19 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (ganancias).

En el mes de junio de 2018, la máxima prima de riesgo ex post⁷ de los contratos *day-ahead* se registró el día 20 (-6,30 €/MWh).

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: junio de 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

⁶ Las sesiones de negociación del mercado organizado de OMIP son de 9:00-17:00 h de lunes a viernes. En este sentido cabe señalar que si bien existen cotizaciones en OMIP de contratos a plazo *day-ahead* con liquidación en lunes y en martes, el lapso de tiempo entre su cotización y liquidación es superior a un día, por tanto, no se consideran en este análisis.

⁷ Máximo en valor absoluto.

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

A continuación se describe la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX⁸– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española. En la sección 2.2 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación en dichos mercados por tipo de contrato (en función del vencimiento) y en la sección 2.3 se analiza la evolución del volumen negociado en función del número de días desde que dicho volumen se negocia hasta que empieza a liquidarse. La sección 2.4 muestra cuánto del volumen negociado en los mercados a plazo se liquida cada mes.

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

En esta sección se presentan los volúmenes de negociación en los mercados de futuros de OMIP y de EEX, así como en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de mayo y junio de 2018⁹.

Destacar que desde el mes de mayo de 2018 se están negociando en el mercado OTC contratos con vencimiento hasta seis años vista (Cal+6)¹⁰. La primera transacción de estos contratos se ejecutó el 19 de mayo.

En el mes de junio de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 13,7 TWh, un 3,6% inferior al volumen registrado

⁸ Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

⁹ La CNMC dispone de información completa de las transacciones que se realizan en el mercado de futuros de OMIP, así como de las transacciones que se negocian en el mercado OTC que se registran voluntariamente por las partes en OMIClear (Cámara de Contrapartida Central del mercado de futuros de OMIP). Dicha información es remitida diariamente por la CMVM al resto de miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL al cierre de cada sesión de negociación.

La información de las transacciones con subyacente español que se negocian o se registran en el mercado de futuros de EEX (European Energy Exchange) está disponible en su página web (<https://www.eex.com>). Dicha información no incluye la identidad de las contrapartes.

Por último, en relación a la información negociada en el mercado OTC, la CNMC recibe diariamente (o mensualmente) un correo de las principales agencias de intermediación que operan en el mercado OTC de energía eléctrica con subyacente el precio spot español, que estas remiten voluntariamente, con las transacciones intermediadas por cada una de las agencias, así como con los precios de cierre (mejor precio de compra, “bid”, y mejor precio de venta, “ask”). En dicha información no se incluye la identidad de las contrapartes.

¹⁰ En el mercado organizado de OMIP, hasta el mes de agosto de 2018, solo estaban listados para negociación contratos con vencimiento hasta cuatro años vista (Cal+4). Desde el mes de septiembre de 2018 se pueden negociar en OMIP contratos con vencimiento hasta 5 años vista (Cal+5).

el mes anterior (14,3 TWh), y un 10,4% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (15,3 TWh).

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) representó, en junio de 2018, el 8,3% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), similar al 8,4% de mayo de 2018. En el conjunto de 2017, el volumen negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) se situó en 13,7 TWh, representando el 9,5% del volumen total negociado en los mercados a plazo.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en junio de 2018 (13,7 TWh) representó el 67,8% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,3 TWh), superior al porcentaje (57,1%) que representó la negociación en dichos mercados en el año 2017 (143,8 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (252 TWh)¹¹.

En el mes de junio de 2018, el volumen negociado en el mercado OTC registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) de OMIClear (mercado de derivados de OMIP), BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercados de derivados de EEX¹²) se situó en 11 TWh (2% inferior al volumen registrado el mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en junio de 2018 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 87,1%, superior al porcentaje del mes anterior (85,8%). El porcentaje de volumen OTC registrado en 2017 para su compensación y liquidación en dichas CCPs fue 72,5%¹³.

¹¹ En junio de 2017, el volumen total negociado en los mercados a plazo (15,3 TWh) representó el 70,6% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes.

¹² EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot francés y precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX y desde el 13 de julio de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

¹³ En junio de 2017, el 91,5% del volumen total negociado en el OTC en dicho mes fue registrado para su compensación y liquidación en las mencionadas CCPs.

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual julio 2018	Mes anterior junio 2018	% Variación	Acumulado 2018	Total 2017	2018 (%)	2017 (%)
OMIP	533	518	2,7%	2.800	7.657	3,2%	5,3%
EEX	601	679	-11,4%	3.650	6.000	4,2%	4,2%
OTC	12.597	13.049	-3,5%	79.710	130.172	92,5%	90,5%
OTC registrado y compensado**:	10.968	11.191	-2,0%	65.413	94.359	75,9%	65,6%
OMIClear	975	1.148	-15,1%	6.728	15.463	7,8%	10,8%
BME Clearing	1.244	1.023	21,6%	6.485	17.951	7,5%	12,5%
European Commodity Clearing (ECC)	8.748	9.020	-3,0%	52.201	60.945	60,6%	42,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	13.730	14.247	-3,6%	86.160	143.829	100,0%	100,0%

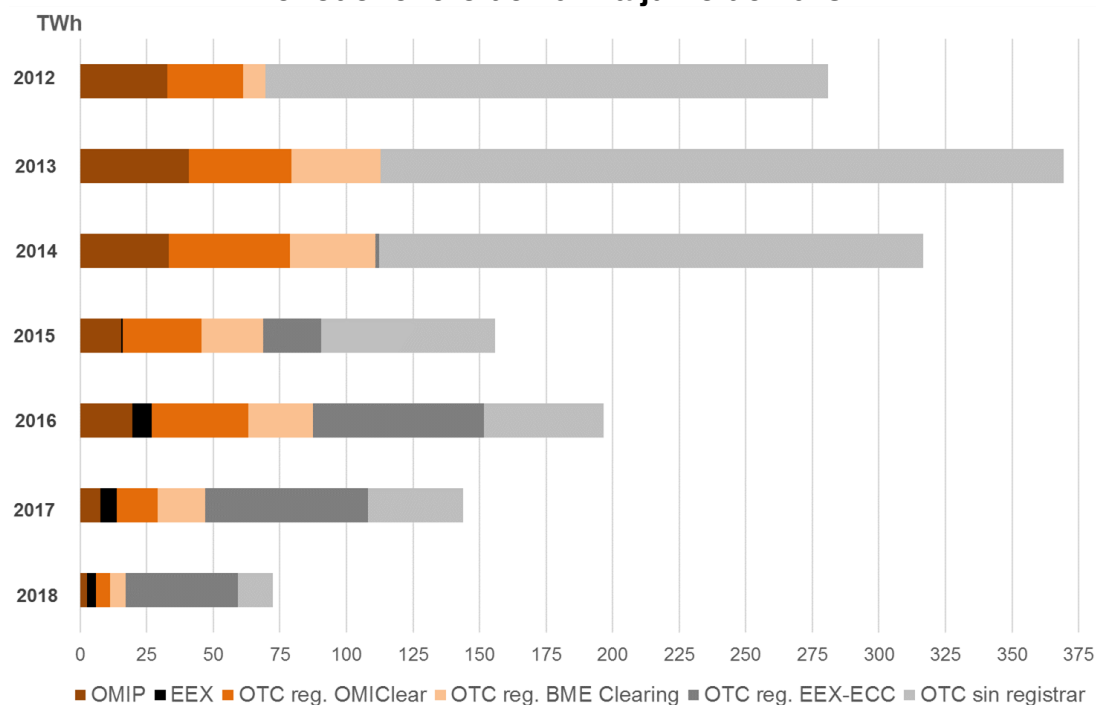
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo quieren.

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

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2012 hasta el 30 de junio de 2018, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en los mercados organizados de OMIP y de EEX.

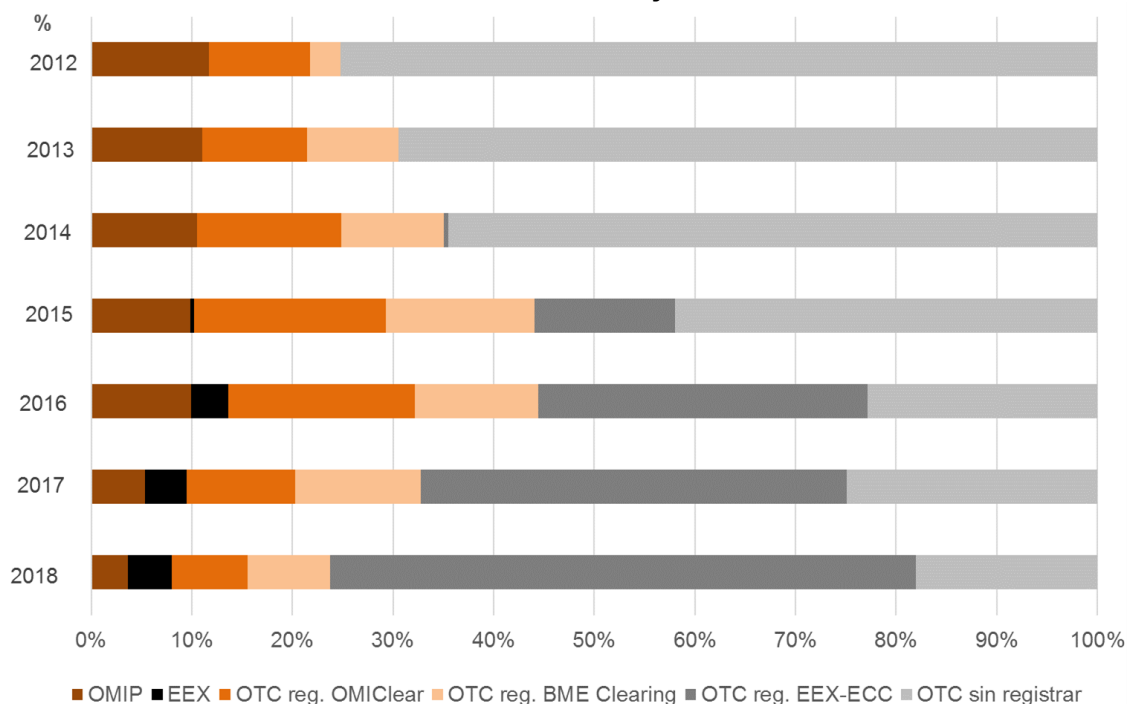
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2012 a junio de 2018



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

El Gráfico 6 muestra la misma información que en gráfico anterior, expresada en términos porcentuales. El volumen OTC registrado en junio de 2018 para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 11 TWh, lo que representa el 87,1% del volumen total negociado en el mercado OTC (12,6 TWh).

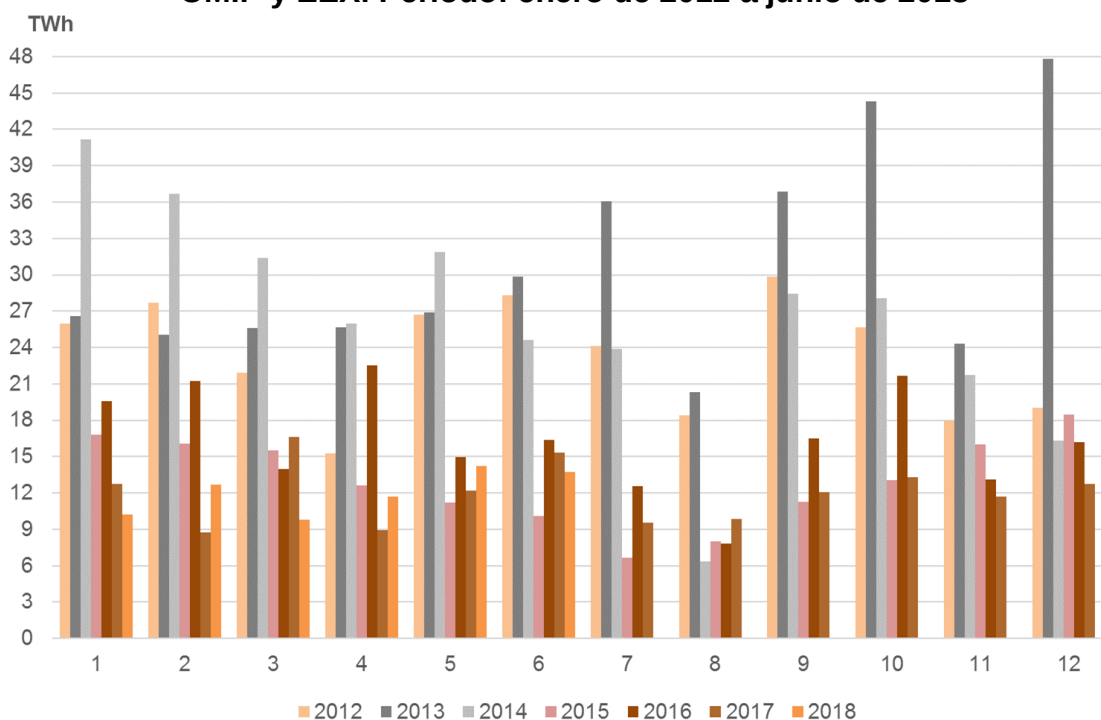
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2012 a junio 2018



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

El Gráfico 7 muestra la evolución del volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX desde enero de 2012 hasta junio de 2018. En el mes de junio de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 13,7 TWh, un 10,4% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (15,3 TWh en junio de 2017).

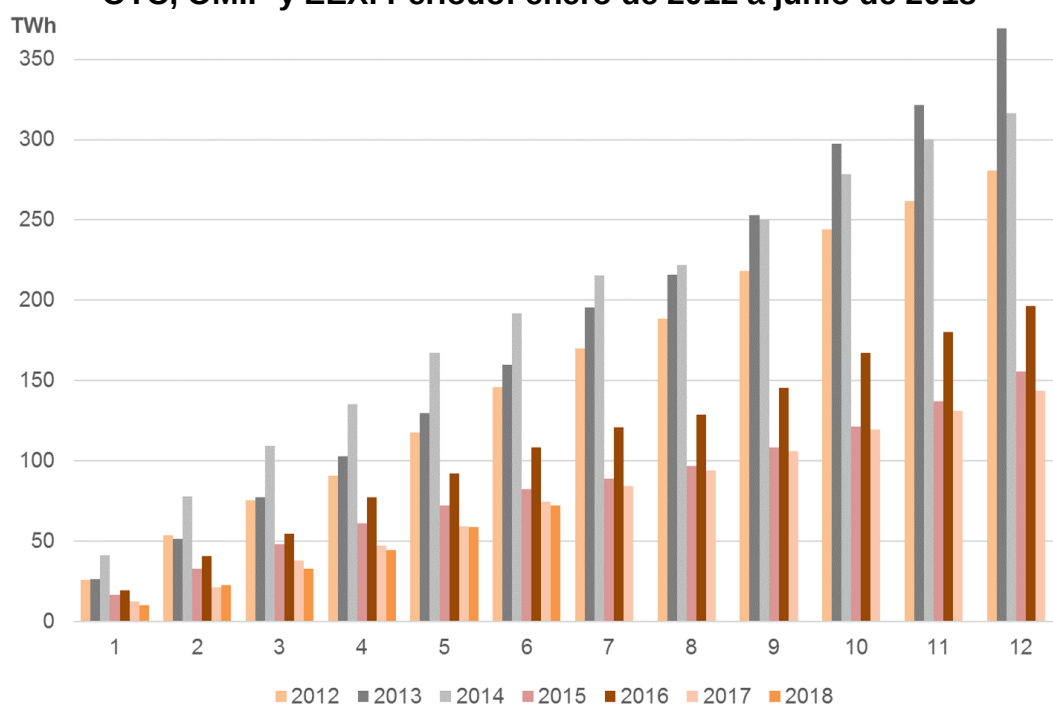
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a junio de 2018



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

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

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a junio de 2018



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

2.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

En este apartado se analiza la negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en función del vencimiento). En el Cuadro 3 se muestra, para los meses de mayo y junio de 2018, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX para cada tipo de contrato, diferenciando entre contratos de corto y de largo plazo. En el Gráfico 9 se refleja, para el periodo comprendido entre junio de 2016 y junio de 2018, el volumen de energía mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. El Gráfico 10 recoge, en términos porcentuales, la misma información que en el gráfico anterior.

En junio de 2018 el porcentaje de negociación de los contratos con horizonte de liquidación igual o superior a 1 mes, sobre el volumen total negociado en los

mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 93,7% (12,9 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue superior (95,8%; 13,6 TWh)¹⁴.

Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales y balances de semana y de mes), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 6,3% (0,8 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación inferior (4,2%; 0,6 TWh)¹⁵. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en mayo a 1.197 MW (4,3% de la demanda horaria media de dicho mes, 28.142 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en mayo fue el contrato con liquidación diaria con el 52,9% (0,5 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (0,8 TWh)¹⁶, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 39,6% (0,3 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En junio de 2018 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 60,2% (7,7 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (12,9 TWh)¹⁷. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 30,7% (3,9 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo.

Dentro de los contratos anuales, el contrato más negociado fue el correspondiente al año 2019, cuyo volumen negociado en el mes de junio ascendió a 4,9 TWh (63,3% del total negociado sobre contratos anuales). Por su parte, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista (Cal+2) ascendió a 1,5 TWh (19,4% de los contratos anuales negociados) y el correspondiente al contrato con liquidación a tres años vista (Cal+3), se situó en 0,53 TWh (6,8% de los contratos anuales negociados). Como se ha mencionado anteriormente, en mayo de 2018 comenzaron a negociarse contratos con vencimiento más lejano. Así, durante el mes de junio el volumen total negociado para el contrato Cal+4 fue de 0,29 TWh (3,7% de los contratos anuales negociados), para el Cal+5 se situó en 0,26 TWh (3,4% de los contratos anuales negociados) y para el Cal+6 el volumen total negociado ascendió a 0,26 TWh (3,4% de los contratos anuales negociados).

¹⁴ En junio de 2017 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 91,7% (14 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

¹⁵ En junio de 2017, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes sobre el volumen total negociado en los mercados a plazo fue del 8,3% (1,3 TWh).

¹⁶ En el mes de mayo de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (88,7%; 0,5 TWh).

¹⁷ En el mes de mayo de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (51,3%; 7 TWh).

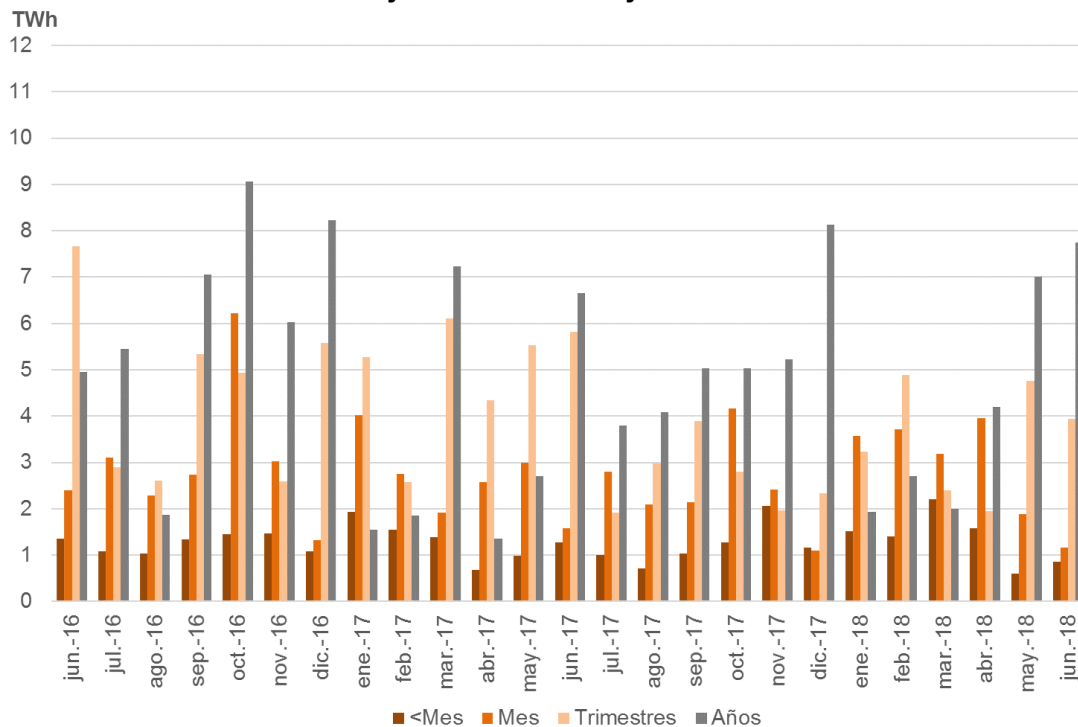
En el conjunto de 2017, los contratos más negociados fueron el anual, seguido del trimestral y del mensual (36,6%, 31,7% y 21,2%, respectivamente, sobre el volumen total negociado).

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

Tipo de contrato	Mes actual junio-18	Mes anterior mayo-18	% Variación	Total 2018	% Total 2018	Total 2017	% Total 2017
Diario	456	537	-15,1%	3.769	46,1%	7.494	49,7%
Fin de semana	65	47	37,8%	976	11,9%	1.340	8,9%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	28	0,44%
Semana	341	22	1487,5%	3.426	41,9%	6.222	41,2%
Balance de mes	0	0	-	3	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	862	605	42,4%	8.174	11,3%	15.084	10,5%
Mensual	1.171	1.880	-37,7%	17.476	27,2%	30.541	23,7%
Trimestral	3.948	4.759	-17,0%	21.174	33,0%	45.547	35,4%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	7.749	7.003	10,7%	25.592	39,8%	52.657	40,9%
Total Largo Plazo	12.869	13.641	-5,7%	64.242	88,7%	128.745	89,5%
Total	13.730	14.247	-3,6%	72.416	100%	143.829	100%

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

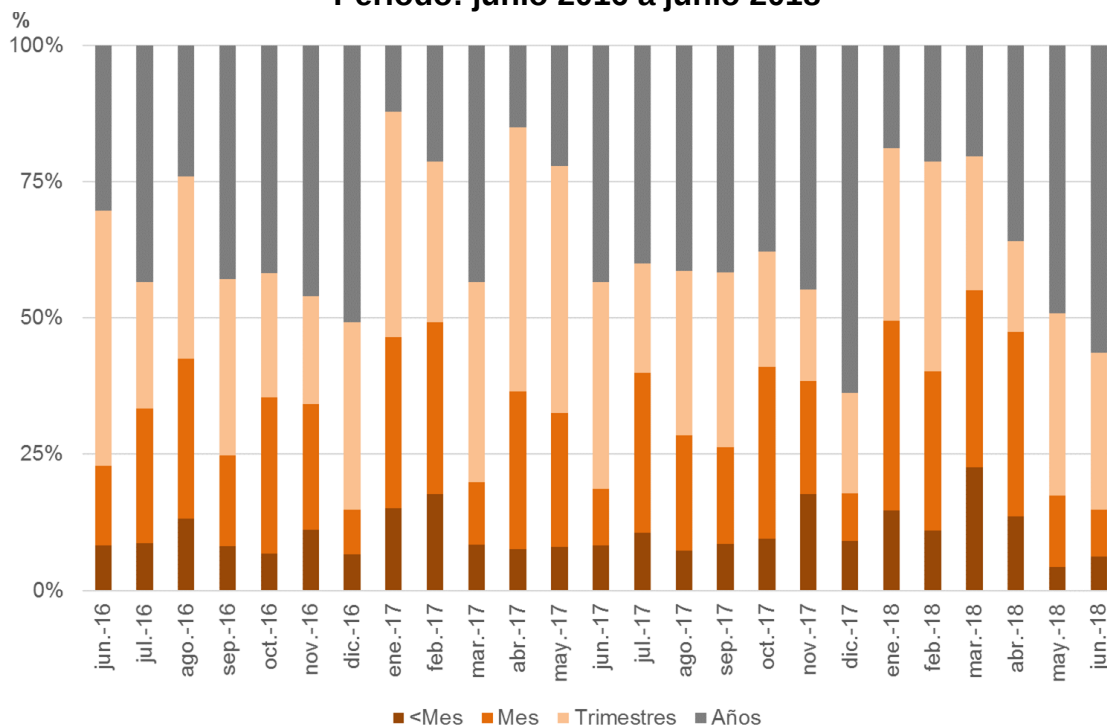
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: junio de 2016 a junio de 2018



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

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

Gráfico 10. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %)
Periodo: junio 2016 a junio 2018



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

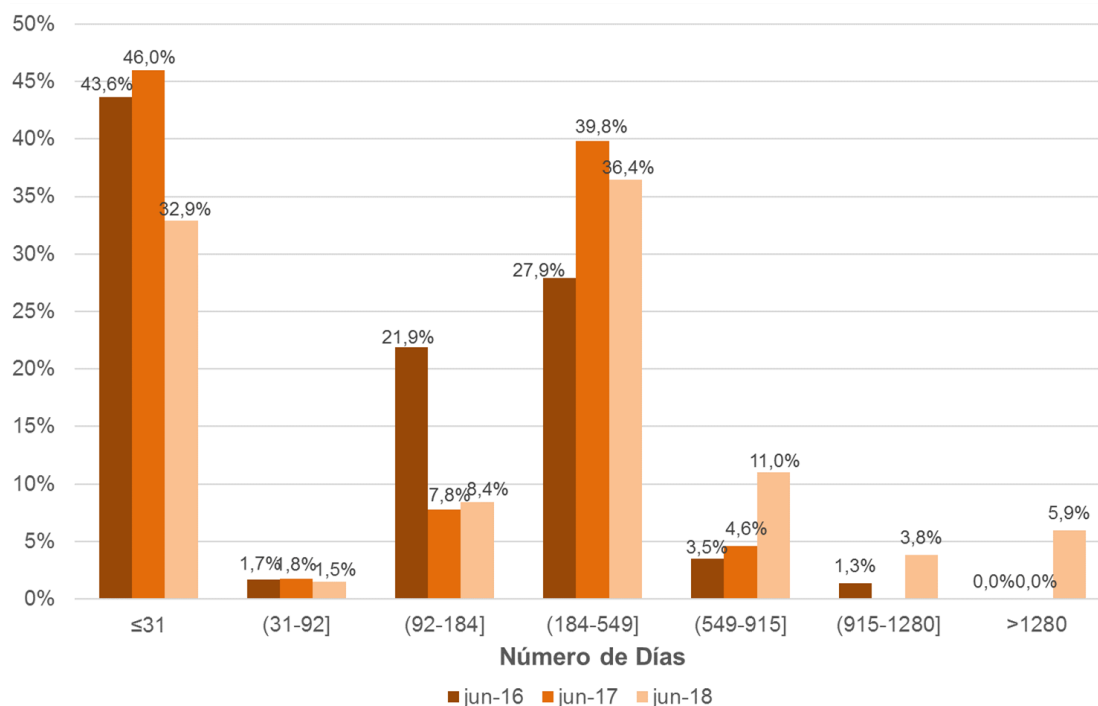
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento

En junio de 2018, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos cuya liquidación comienza en el año 2019 (véase Gráfico 11). En particular, el 36,4% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de junio de 2018 (en energía) empezarán su liquidación en enero de 2019, siendo este porcentaje inferior al registrado en el mismo mes del año anterior (39,8%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista (Cal+2), negociados en junio de 2018, ascendió a 1,5 TWh, el 11% del volumen total negociado en dicho mes, el contrato anual a tres años vista (Cal+3) alcanzó 0,5 TWh, que supone el 3,8% del volumen total negociado, mientras que la suma de los volúmenes negociados para los contratos Cal+4, Cal+5 y Cal+6 se situó en 0,8 TWh, el 5,9% del volumen total negociado.

Gráfico 11. Volumen negociado en junio (en energía) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

El Gráfico 12 muestra el volumen total negociado (en GWh) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base por mes de liquidación.

Hasta el 29 de junio de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en junio de 2018¹⁸ se situó en torno a 10.613 GWh, un 15,9% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en mayo de 2018 (12.619 GWh), y un 24,2% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en junio de 2017 (13.999 GWh).

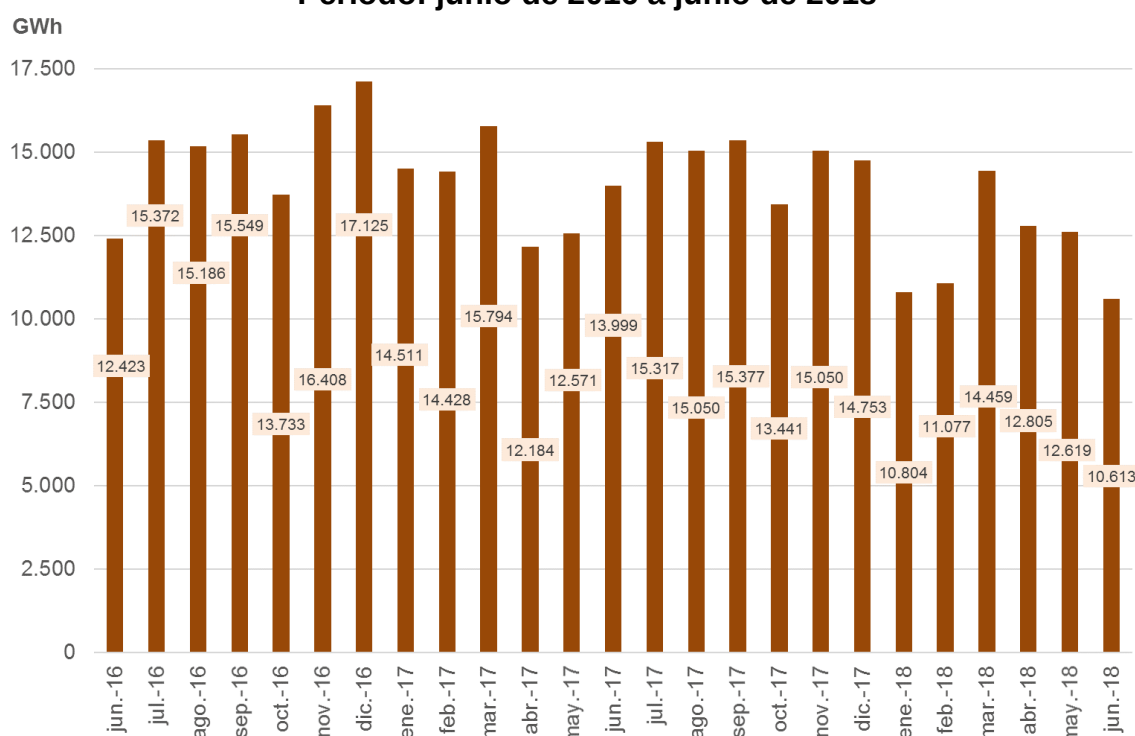
Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en junio de 2018, el 91,9% (9.751 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual jun-18, trimestral Q2-18 y anual 2018), mientras que el 8,1% restante (862 GWh) correspondió a contratos con

¹⁸ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en junio de 2018: mensual jun-18, trimestral Q2-18, anual YR-18, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en junio de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales y balances de semana y de mes).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen de contratos a plazo con liquidación en junio de 2018 (10.613 GWh) representó el 52,4% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.262 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: junio de 2016 a junio de 2018



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

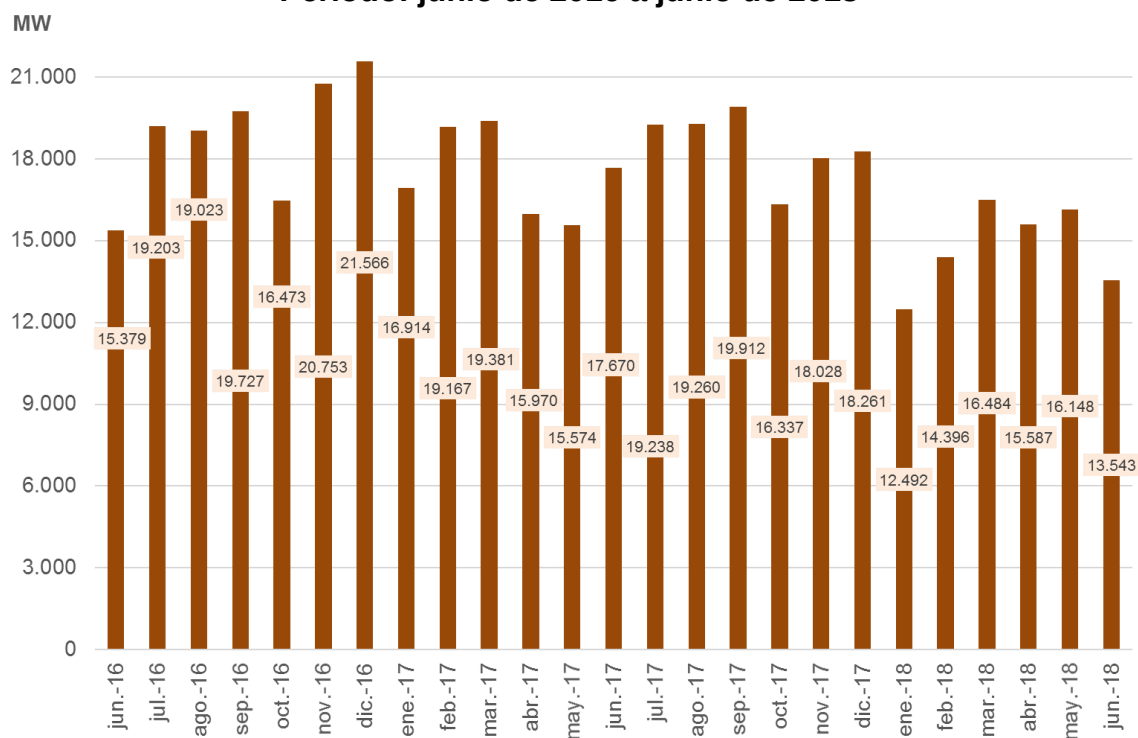
El Gráfico 13 muestra el volumen total negociado (en MW) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales por mes de liquidación¹⁹. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en junio de 2018 (jun-18, Q2-18 y anual 2018) se situó en 13.543 MW, un 16,1% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de mayo de 2018 (16.148 MW) y un 23,4% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de junio de 2017 (17.670 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de junio de 2018 (13.543 MW) representó el 48,12% de la demanda horaria media de dicho mes (28.142 MW).

¹⁹ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de junio de 2018²⁰ (13.543 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 11.422 MW (84,3% del volumen total). El 22,2% (3.000 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear²¹ (véase Gráfico 14), el 10,8% (1.463 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 51,4% (6.959 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

El porcentaje del volumen total negociado (en MW) de contratos a plazo registrados para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2017, ascendió 76,7%: el 26,1% se registró en OMIClear, el 11,3% se registró en BME Clearing y el 39,4% se registró en EEX-ECC.

Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación*
Periodo: junio de 2016 a junio de 2018



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

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

²⁰ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

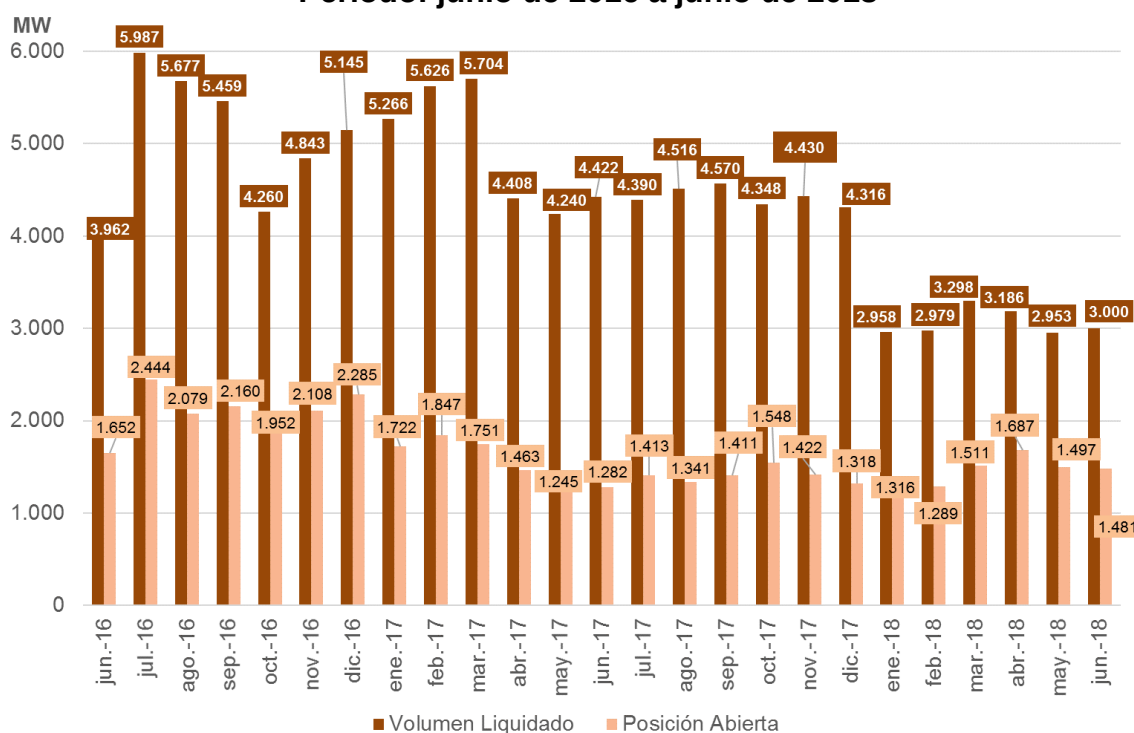
²¹ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

Posición abierta en OMIClear

La página web de OMIP proporciona información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en OMIClear, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

En este sentido, de los 3.000 MW con liquidación en junio de 2018 que se registraron en OMIClear, el 50,6% (1.519 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 49,4% restante (1.481 MW) quedaron abiertas²² (véase Gráfico 14). Por tanto, el 50,6% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores²³ (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en junio de 2018. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2017 ascendió al 31,6%.

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta²⁴ (MW)*
Periodo: junio de 2016 a junio de 2018



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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear.

²² Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

²³ Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

²⁴ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales,

Posición abierta en BME Clearing

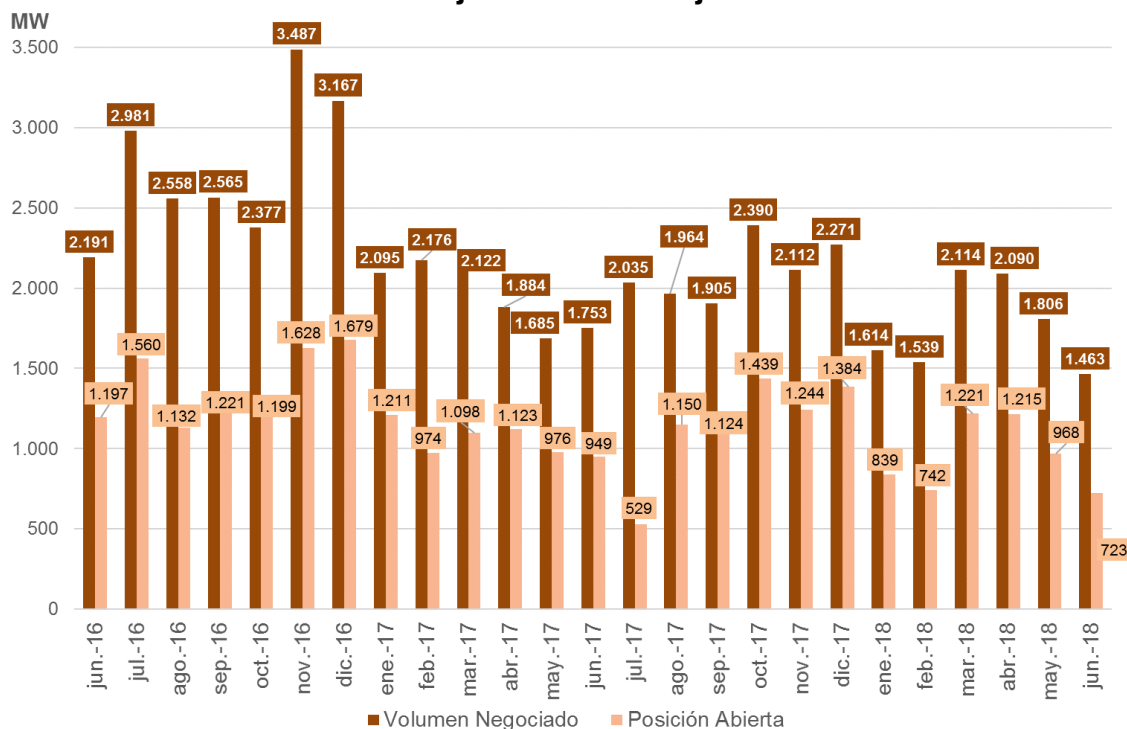
Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing²⁵, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en junio de 2018 (13.543 MW), el 10,8% (1.463 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 50,6% (740 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 49,4% restante (723 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2017 ascendió al 54,1%.

junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las posiciones abiertas de estos dos últimos contratos se suman con las del contrato mensual mediante el proceso de fraccionamiento que acontece cuando deja de negociarse cada uno de ellos. Al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

²⁵ Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁶ (MW)*
Periodo: junio de 2016 a junio 2018



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

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

Posición abierta en European Commodity Clearing

Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-ECC²⁷ (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

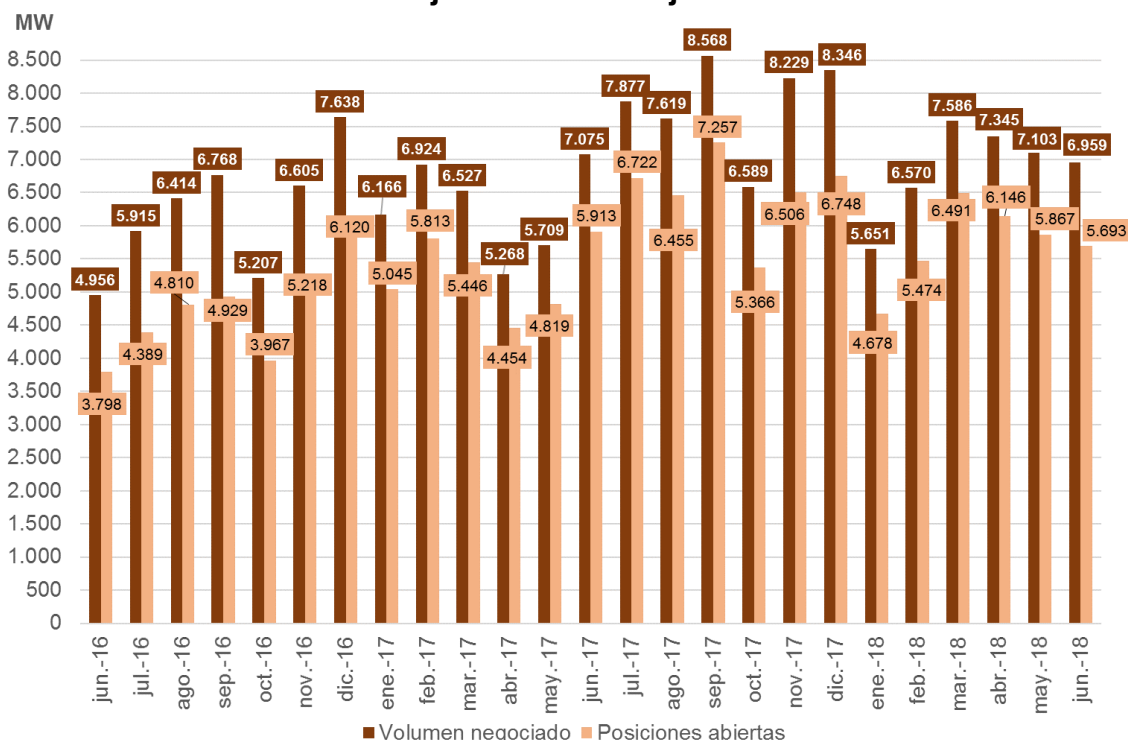
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en junio de 2018 (13.543 MW), el 51,4% (6.959 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 18,2% (1.266 MW) se cerraron durante el periodo de

²⁶ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear, al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

²⁷ Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

negociación de los contratos, mientras que el 81,8% restante (5.693 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2017 ascendió al 83,2%.

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁸ (MW)*
Periodo: junio de 2016 a junio de 2018



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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC.

En tanto en cuanto los participantes en el mercado pueden registrar indistintamente sus posiciones de contratos a plazo con subyacente el precio spot de la zona española en OMIClear, en BME Clearing o en EEX-ECC, si son miembros negociadores de las mismas, la suma del volumen de posición abierta en cada una de las CCPs podría sobrestimar el volumen de la posición abierta registrada en el mercado, toda vez que los volúmenes de posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

²⁸ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en EEX-ECC. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear y BME Clearing, al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera

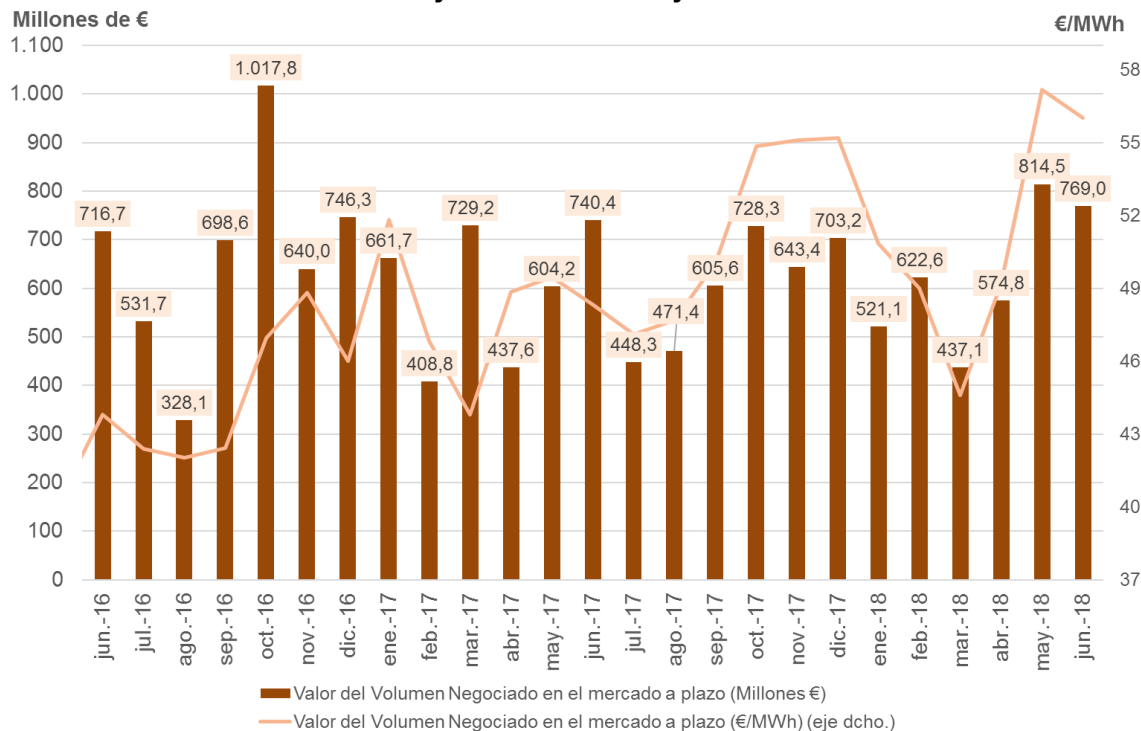
A continuación se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX²⁹– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra la evolución de la liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación.

3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX

El valor económico del volumen negociado en junio de 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (13,7 TWh) fue de 769 millones de euros, inferior en un 5,6% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (814,5 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en junio de 2018 en dichos mercados fue 56,01 €/MWh, un 2% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (57,17 €/MWh) (véase Gráfico 17).

²⁹ Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

Gráfico 17. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh)
Periodo: junio de 2016 a junio de 2018



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

3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

El Gráfico 18 muestra la liquidación financiera de los futuros carga base negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX (diferencias entre el precio de los futuros carga base y los precios spot de la zona española) por mes de liquidación. La liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX se calcula asumiendo que el volumen de posición abierta al inicio de la liquidación del contrato es igual al volumen negociado y, por tanto, todos los futuros negociados en los mercados a plazo se liquidan contra el precio spot.

A 29 de junio de 2018 la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en junio de 2018³⁰ (10.613 GWh), bajo

³⁰ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en junio de 2018: mensual jun-18, trimestral Q2-18, anual YR-18, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en junio de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

el supuesto anterior, ascendería a 46 millones de €³¹; inferior en un 34,8% (70,5 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en mayo de 2018 negociados en dichos mercados (12.619 GWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en junio de 2018 ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 50,55 €/MWh, inferior en 2,36 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero hasta el 30 de junio de 2018 (52,91 €/MWh)³². Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

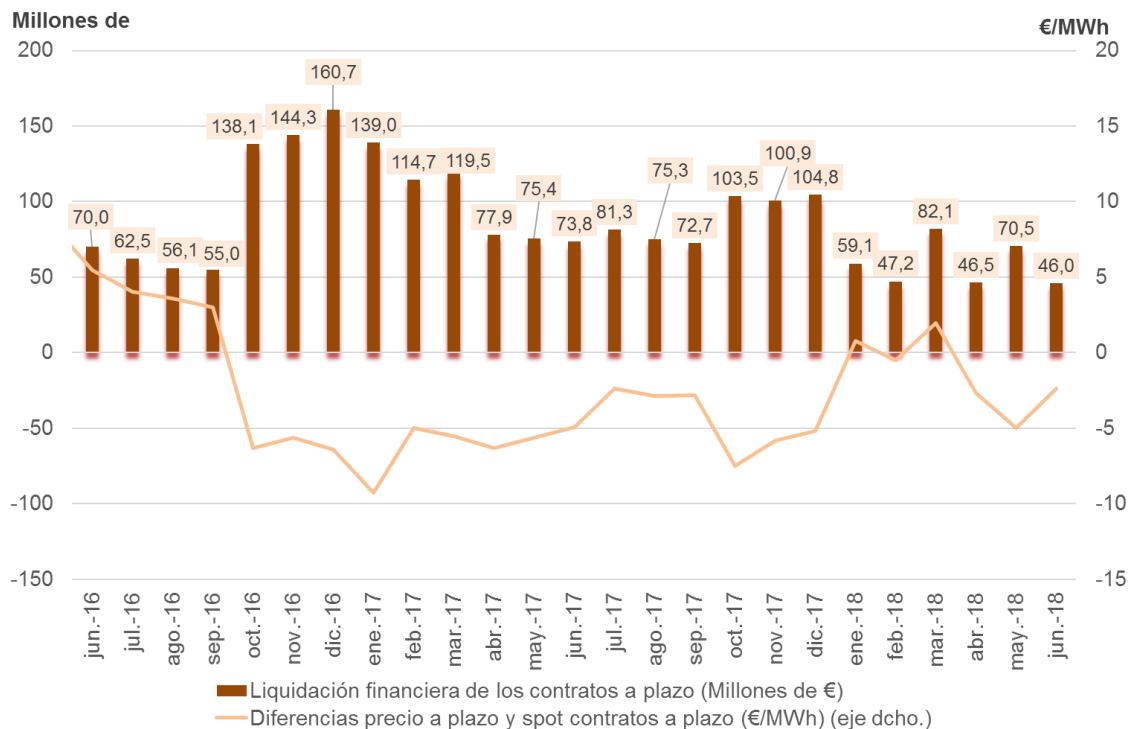
- El precio medio de los contratos que se liquidaron en todos los días del mes de junio de 2018 (mensual jun-18, trimestral Q2-18, anual YR-18), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 49,89 €/MWh, inferior en 2,52 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de junio de 2018 (52,42 €/MWh). Asimismo, los precios máximo y mínimo de negociación de esos contratos registrados en los mercados a plazo durante todo su horizonte de negociación fueron 64,68 €/MWh y 39,90 €/MWh, respectivamente (véase Gráfico 19).
- El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en junio de 2018, ponderado por el volumen liquidado, alcanzó los 57,93 €/MWh, inferior en 0,56 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de junio (58,50 €/MWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en 2017, ponderado por el volumen liquidado en 2017 (172.473 GWh), ascendió a 47,19 €/MWh, inferior en 5,32 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2017 (52,51 €/MWh). Por tanto, la prima de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2017 fue negativa (-5,32 MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

³¹ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

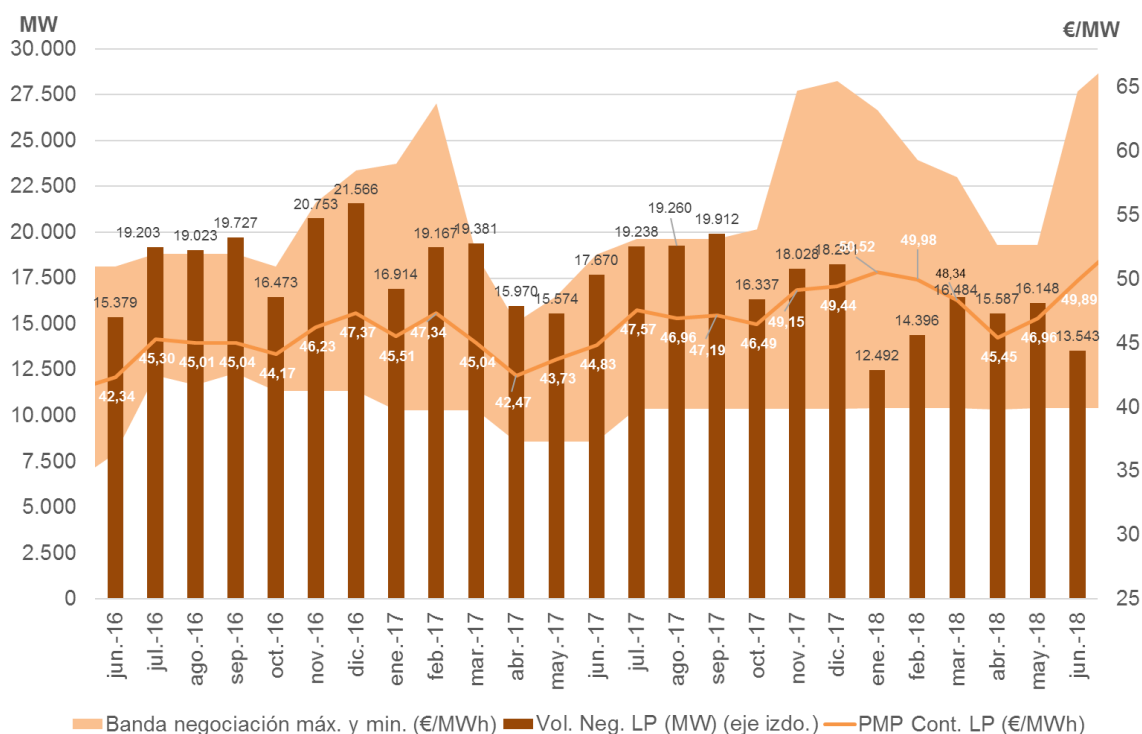
³² Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de junio provienen de contratos Q2-18 y anual 2018, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra los precios spot del segundo trimestre de 2018 y anual 2018.

Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (en millones de € y €/MWh) a 30 de junio de 2018
Periodo: junio de 2016 a junio de 2018



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

Gráfico 19. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) y precios máximo, mínimo y medio de los contratos de largo plazo por mes de liquidación (en MW y €/MWh)
Periodo: junio de 2016 a junio de 2018



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

4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España

En esta sección se analiza la evolución de los principales determinantes de los precios a plazo de la energía eléctrica en España. En la sección 4.1 se comparan los precios spot y a plazo de la energía eléctrica en España con los de los países de nuestro entorno (Francia y Alemania), así como los volúmenes de negociación en dichos mercados, y en la sección 4.2 se comparan los precios a plazo con los precios spot realizados. La sección 4.3 analiza los precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂ y la sección 4.4 compara el coste variable a plazo estimado de una CCGT y de una central térmica de carbón con los precios a plazo de electricidad. Por último, la sección 4.5 examina otros determinantes de los precios spot en España.

4.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia

El Cuadro 4 muestra las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia. Se observa que, en el mes de junio de 2018, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en los mercados alemán y francés (con la excepción de la cotización para el contrato con entrega en el primer trimestre de 2019 y subyacente francés). En este sentido, todas las referencias de precio de los contratos considerados en los mercados alemán y francés se mantuvieron por debajo del nivel de 50 €/MWh, con la excepción de los contratos con subyacente francés y entrega en el último trimestre de 2018 y primer trimestre de 2019, cuyas cotizaciones superaron la barrera de 60 €/MWh y se situaron en un nivel de precio más parecido al registrado para los contratos equivalentes en el mercado español.

En junio de 2018, mientras que las cotizaciones a plazo en España descendieron para todos los contratos considerados, en los mercados alemán y francés aumentaron para todos ellos, con la excepción de la referencia de precio del contrato mensual con liquidación en julio y subyacente francés (-0,6%).

Por su parte, los precios medios de los mercados diarios en España, Alemania y Francia mostraron en el mes de junio una tendencia ascendente (6,5%, 26,5% y 22,9% respectivamente).

En el mercado español, el mayor descenso de precios a plazo se registró en el contrato mensual con liquidación en el mes de julio de 2018 (-4,6% respecto al mes anterior). En el mercado francés también descendió la cotización del contrato equivalente con entrega en julio de 2018, siendo el único de los contratos considerados con subyacente francés que mostró una tendencia descendente.

El mayor aumento de las cotizaciones, en junio de 2018, en los mercados alemán y francés correspondió al contrato mensual con entrega en agosto de 2018, que para el subyacente alemán registró un incremento del 6% (hasta situarse en 45,96 €/MWh) y cuyo aumento para el contrato sobre subyacente francés fue del 8,4% (hasta alcanzar 44,47 €/MWh).

A 29 de junio de 2018, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2019 se situó en el mercado español (53,70 €/MWh) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (43,39 €/MWh) y de la registrada en Francia (48,25 €/MWh).

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

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	junio-18	mayo-18	% Variación jun. vs. may.	junio-18	mayo-18	% Variación jun. vs. may.	junio-18	mayo-18	% Variación jun. vs. may.
jul.-18	62,40	65,40	-4,6%	46,68	46,26	0,9%	47,55	47,82	-0,6%
ago.-18	62,30	62,68	-0,6%	45,96	43,36	6,0%	44,47	41,01	8,4%
Q3-18	64,05	64,50	-0,7%	45,28	45,07	0,5%	46,64	45,60	2,3%
Q4-18	64,25	64,90	-1,0%	49,88	48,10	3,7%	61,67	59,98	2,8%
Q1-19	59,00	60,98	-3,2%	48,88	47,60	2,7%	60,60	59,56	1,7%
YR-19	53,70	54,75	-1,9%	43,39	41,67	4,1%	48,25	46,48	3,8%

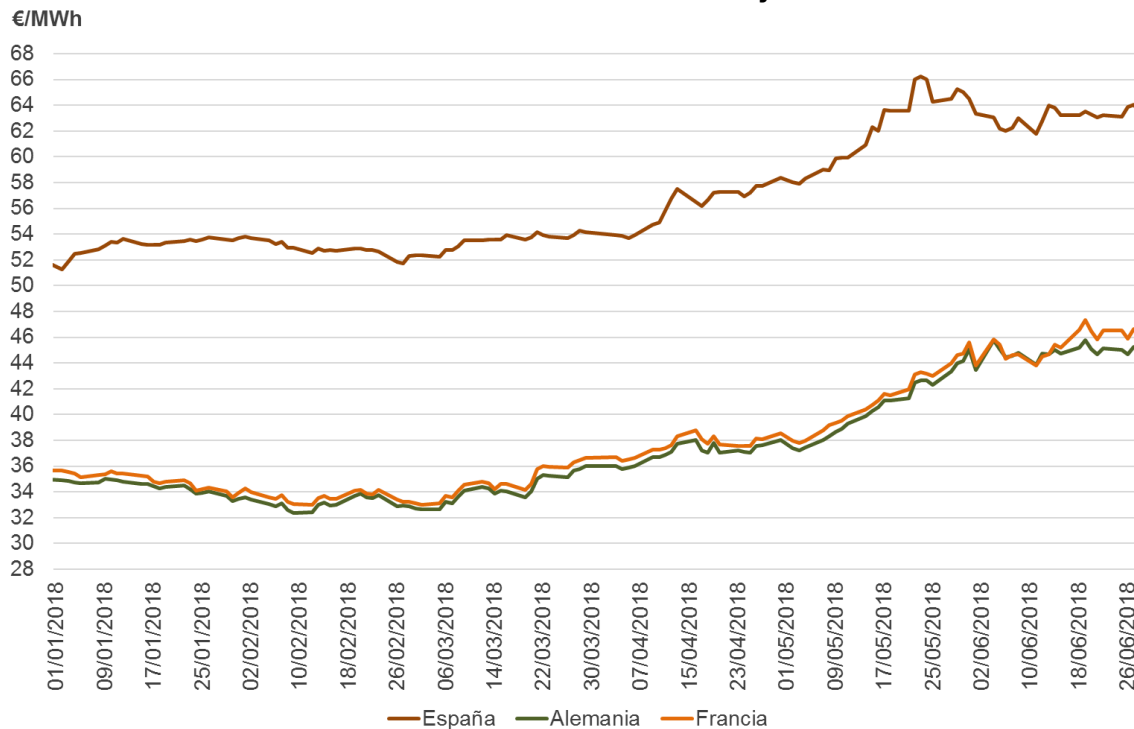
Nota: Cotizaciones de mayo a 31/05/2018 y cotizaciones de junio a 29/06/2018, exceptuando el contrato trimestral Q3-18, cuyo último día de cotización fue el 27/06/2018.

* Subyacente precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix, de Alemania y de Austria. El 15 de mayo de 2017, los reguladores energéticos de Alemania y de Austria (Bnetza y E-Control, respectivamente) acordaron dividir el actual mercado EPEX SPOT-Phelix, de Alemania y de Austria, con zona de precios única en dos zonas de precios, a partir del 1 de octubre de 2018. Por tanto, el precio de liquidación de los contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre de 2018, negociados con anterioridad a dicha fecha, será función de los precios spot alemán y austriaco resultantes a partir de entonces³³. Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre de 2018 con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania y con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Austria.

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

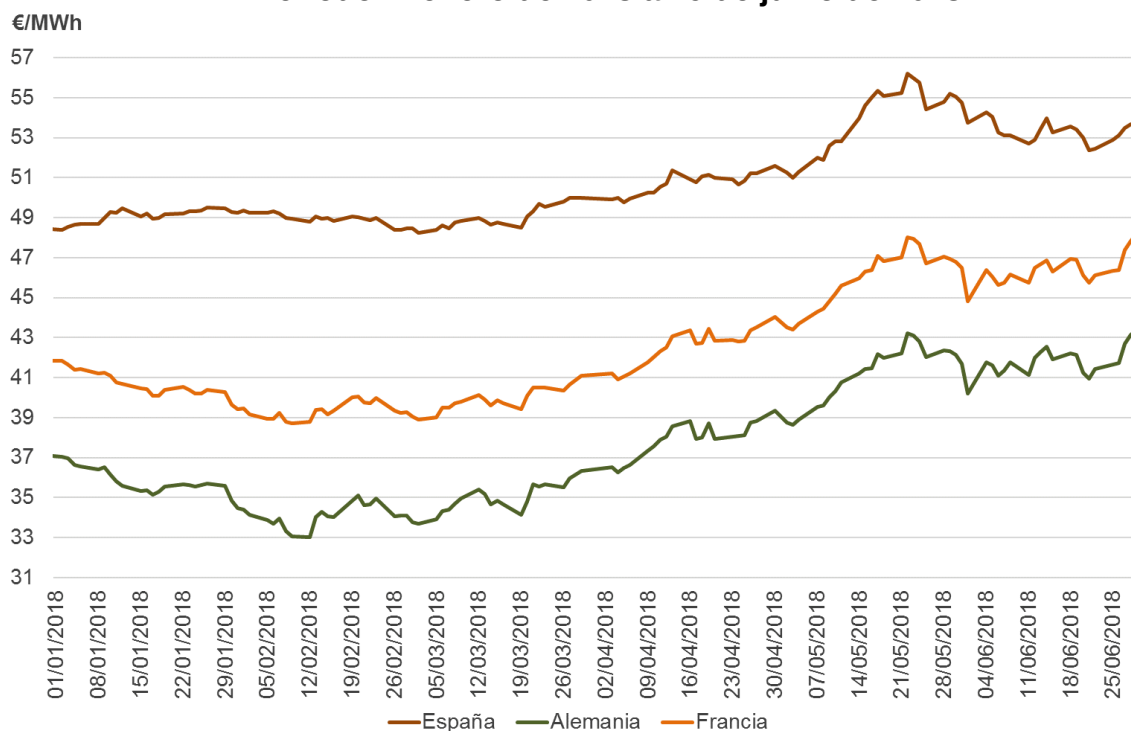
³³ En particular, el 18 de mayo de 2017 se acordó que, en la liquidación de los contratos a partir del 1 de octubre de 2018, el precio spot alemán representaría un 90% frente a un 10% del precio spot austriaco.

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q3-18 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 enero de 2018 a 29 de junio de 2018**



Fuente: EEX y OMIP.

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-19 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 enero de 2018 a 29 de junio de 2018



Fuente: EEX y OMIP.

En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 22), en el mes de junio el precio medio del mercado diario en España se situó en 58,46 €/MWh, registrando un incremento del 6,5% respecto al del mes anterior (54,92 €/MWh). El precio medio español se situó por encima del precio medio del mercado alemán (42,42 €/MWh, que aumentó un 26,5% en relación al del mes anterior), al igual que del precio medio registrado en el mercado francés (42,32 €/MWh, que registró un incremento del 22,9% respecto al mes anterior).

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

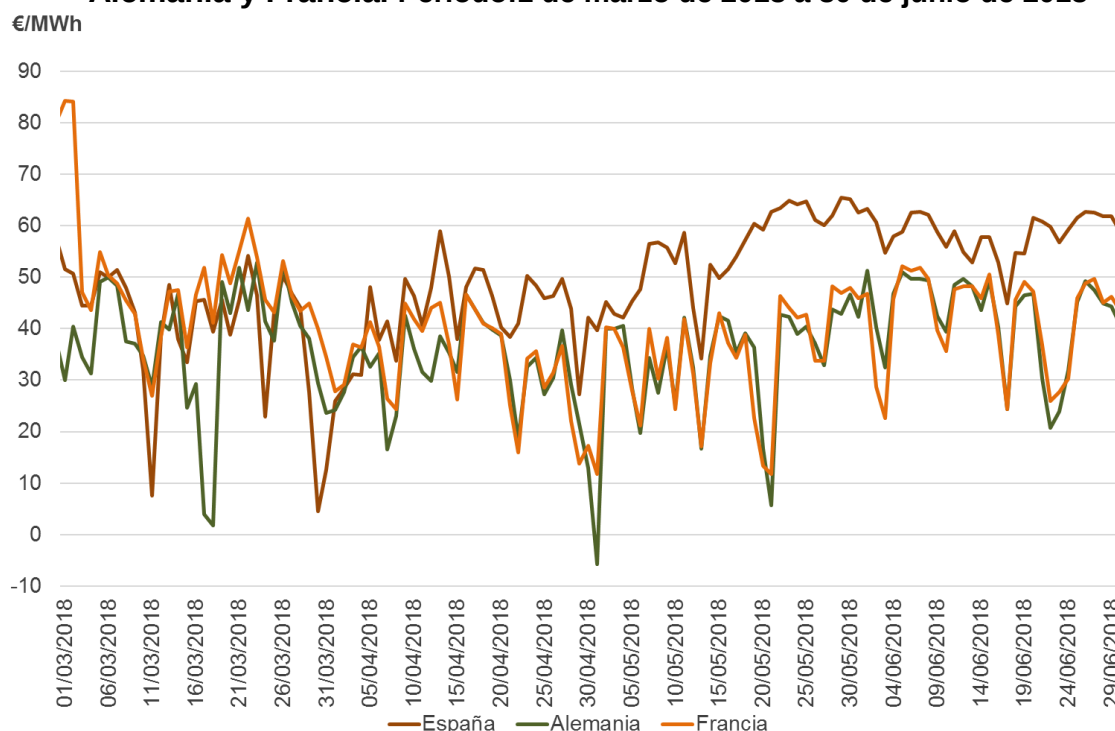
Precios medios	junio-18	mayo-18	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	58,46	54,92	6,5%
Alemania	42,42	33,54	26,5%
Francia	42,32	34,42	22,9%

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

En el Gráfico 22 se puede observar que el precio medio diario de los tres mercados muestra una tendencia general ascendente, manteniéndose el precio medio diario del mercado español por encima del de los otros dos mercados a lo

largo de todo el mes de junio. El precio medio diario más bajo para el mes de junio de 2018 se registró en el mercado alemán el día 22 (20,73 €/MWh), mientras que el precio diario más alto se registró en el mercado español el día 1 de junio (63,30 €/MWh). En el Gráfico 22 se puede observar que desde el mes de abril el precio medio diario en España se ha mantenido, en general, por encima del precio medio diario en Alemania y en Francia.

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de marzo de 2018 a 30 de junio de 2018



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

El Cuadro 6 muestra el volumen negociado (en GWh) de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes (contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales) con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear³⁴ y en EEX-ECC³⁵, por mes de negociación. El volumen negociado en junio de 2018 de contratos financieros de

³⁴ Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

³⁵ Nótese que estas cifras no representan el volumen total negociado en dichos mercados a plazo, pues no contabilizan el volumen OTC de contratos equivalentes con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia que no ha sido registrado en EEX-ECC o en OMIClear. En junio de 2018, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs (124.942 GWh en Alemania y 20.958 GWh en Francia), fueron 12,4 y 1,3 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (13.730 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria³⁶, registrados en ambas cámaras, ascendió a 124.942 GWh (inferior en un 25,9% al volumen negociado en el mes anterior, 168.521 GWh). Por su parte, el volumen registrado en dichas cámaras en el caso de los contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Francia ascendió a 20.958 GWh (un 16,6% superior al volumen negociado el mes anterior, 17.982 GWh). En 2017 del volumen total negociado de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria, 1.793.826 GWh fueron registrados en OMIClear y en EEX-ECC. Por su parte, el volumen registrado en OMIClear y en EEX-ECC, de estos mismos contratos, con subyacente el precio de contado francés se situó en 253.686 GWh en 2017.

³⁶ Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre de 2018 con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania, con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Austria y con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania y Austria ya que, si bien actualmente Alemania y Austria constituyen una zona de precios única, a partir del 1 de octubre de 2018 se dividirá en dos zonas de precios.

Cuadro 6. Volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC (GWh)

Periodo: junio de 2016 junio de 2018

	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
jun-16	260.533	31.720
jul-16	167.367	21.279
ago-16	129.998	13.380
sep-16	234.949	44.002
oct-16	256.104	52.988
nov-16	292.783	41.935
dic-16	194.200	29.840
ene-17	214.598	14.811
feb-17	142.029	10.593
mar-17	212.206	18.236
abr-17	161.841	12.492
may-17	166.993	18.419
jun-17	109.919	16.655
jul-17	94.721	14.411
ago-17	101.209	20.288
sep-17	160.695	33.754
oct-17	146.843	35.900
nov-17	149.751	34.623
dic-17	133.022	23.504
ene-18	142.937	20.329
feb-18	163.356	22.335
mar-18	136.061	21.408
abr-18	127.065	17.705
may-18	168.521	17.982
jun-18	124.942	20.958

Nota: desde mayo de 2017, el volumen negociado en el mercado alemán integra contratos con subyacente alemán y contratos con subyacente alemán y austriaco.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales³⁷ con liquidación en los meses de junio de 2016 a junio de 2018 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de junio de 2018, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores positivos (4,54 €/MWh, 2,47 €/MWh y 2,34 €/MWh respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en junio de 2018, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 65,25 €/MWh y 49,35 €/MWh, respectivamente. Por lo tanto, las primas de riesgo ex post derivadas de estas cotizaciones (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 58,46 €/MWh) ascendieron a 6,79 €/MWh y a -9,11 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en junio de 2018 ascendieron a 44,89 €/MWh y a 31,44 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 42,42 €/MWh) se situaron en 2,47 €/MWh y -10,98 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en junio de 2018 ascendieron a 44,66 €/MWh y a 31,75 €/MWh, respectivamente. Por lo que las primas de riesgo ex post, respecto a estas cotizaciones (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 42,32 €/MWh), se situaron en 2,34 €/MWh y -10,57 €/MWh, respectivamente.

En promedio, hasta junio de 2018, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores positivos (+0,79 €/MWh, +2,38 y +4,35 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios).

³⁷ La cotización del último día de negociación de los contratos mensuales minimiza el número de días entre el día de negociación y el inicio del periodo de liquidación de contrato, por lo que se reducirían los errores de predicción. Además, los agentes que toman posiciones de compra o venta el último día de cotización del contrato no pueden deshacer dichas posiciones en el futuro.

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de jun-16 a jun-18, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotización carga base con subyacente precio spot español	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post
jun-16	41,22	38,90	2,32	25,38	27,69	-2,31	25,67	28,01	-2,34
jul-16	43,30	40,53	2,77	25,60	27,19	-1,59	26,26	30,11	-3,85
ago-16	41,90	41,16	0,74	28,19	27,18	1,01	29,34	29,69	-0,35
sep-16	43,15	43,59	-0,44	28,60	30,49	-1,89	34,37	37,19	-2,82
oct-16	45,00	52,83	-7,83	33,07	37,13	-4,06	44,46	55,21	-10,75
nov-16	54,75	56,13	-1,38	42,99	38,22	4,77	98,33	65,14	33,19
dic-16	56,90	60,49	-3,59	38,18	37,48	0,70	81,73	59,26	22,47
ene-17	59,00	71,49	-12,49	44,55	52,37	-7,82	71,50	78,00	-6,50
feb-17	57,08	51,74	5,34	48,25	39,70	8,55	62,50	51,16	11,34
mar-17	43,60	43,19	0,41	35,08	31,70	3,38	41,90	35,42	6,48
abr-17	41,85	43,69	-1,84	30,45	28,87	1,58	32,29	34,77	-2,48
may-17	48,65	47,11	1,54	31,43	30,46	0,97	31,60	34,23	-2,63
jun-17	51,13	50,22	0,91	32,49	30,00	2,49	33,96	32,70	1,26
jul-17	51,40	48,63	2,77	33,09	33,01	0,08	34,50	34,64	-0,14
ago-17	47,90	47,46	0,44	30,68	30,85	-0,17	31,00	32,02	-1,02
sep-17	49,85	49,15	0,70	34,72	34,35	0,37	36,45	36,95	-0,50
oct-17	53,80	56,77	-2,97	36,18	28,25	7,93	49,81	49,68	0,13
nov-17	60,33	59,19	1,14	42,32	40,37	1,95	66,50	63,43	3,07
dic-17	62,80	57,94	4,86	37,63	30,77	6,86	60,05	56,77	3,28
ene-18	56,25	49,98	6,27	40,38	29,46	10,92	58,11	34,95	23,16
feb-18	54,15	54,88	-0,73	40,90	40,12	0,78	51,00	48,70	2,30
mar-18	44,10	40,18	3,92	36,31	37,36	-1,05	43,75	48,26	-4,51
abr-18	39,83	42,67	-2,84	35,35	32,06	3,29	39,30	33,60	5,70
may-18	48,50	54,92	-6,42	31,40	33,54	-2,14	31,54	34,42	-2,88
jun-18	63,00	58,46	4,54	44,89	42,42	2,47	44,66	42,32	2,34

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

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

En el mes de junio el precio spot y a plazo de las referencias de gas natural en NBP, junto con el precio spot del gas natural en MIBGAS y del Brent mostraron una tendencia descendente respecto al mes anterior. Por el contrario, la cotización spot del gas natural en el mercado francés (referencia TRS) y las cotizaciones de los contratos a plazo del petróleo y del gas en el mercado español (referencia OTC) con entrega a un mes, así como los precios a plazo del carbón y de los derechos de emisión de CO₂, mostraron un comportamiento alcista.

Con datos a 28 de junio, el precio spot y el precio del contrato a plazo de petróleo con entrega a doce meses descendieron, respecto a las del mes anterior, un 1% y un 0,1%, respectivamente, mientras que el precio del contrato a un mes aumentó un 0,3%. Así, el precio spot y los precios a plazo del Brent a un mes y a doce meses se situaron, a 28 de junio, en 75,74 \$/Bbl, 77,85 \$/Bbl y 73,84 \$/Bbl, respectivamente.

El precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) junto con los contratos a plazo con entrega en Q3-18, Q4-18 y Q1-19 descendieron un 7,3%, un 4,1%, un 1,1% y un 1,2%, respectivamente. En concreto, el precio spot y las cotizaciones de los contratos mencionados, se situaron a 28 de junio en 18,61 €/MWh, 18,97 €/MWh, 21,24 €/MWh y 22,38 €/MWh, respectivamente.

Por otra parte, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS³⁸) registró un descenso del 1%, situándose en 23,85 €/MWh el 28 de junio, al contrario que el precio spot del gas natural en Francia (TRS), que contabilizó un aumento del 3,1%, hasta situarse al cierre de mes en 25,23 €/MWh. El precio de referencia OTC a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, aumentó un 2,3%, situándose en 24,25 €/MWh³⁹.

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con entrega en julio de 2018, en el tercer trimestre de 2018 y en el año 2019 mostraron una tendencia alcista. En particular, los precios de estos contratos aumentaron un 1%, 1,1% y un 0,4% respectivamente, hasta situarse en 96,56 \$/t, 96,05 \$/t y 88,15 \$/t, respectivamente.

Asimismo, los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ mostraron durante el mes de junio una tendencia ascendente. Así, los precios a plazo de los derechos con vencimiento en diciembre de 2018 y en diciembre de 2019 se situaron, el 28 de junio, en 15 €/t CO₂ (+0,6%) y 15,22 €/t CO₂ (+0,9%), respectivamente.

³⁸ Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

³⁹ El 1 de octubre de 2016 se implantó el nuevo modelo de balance, así como del nuevo modelo de contratación del Sistema Gasista español. En esta nueva fase del Sistema Gasista español, el AOC (Almacenamiento Operativo Comercial) se ha sustituido por el PVB-ES (punto virtual de balance español). El precio de referencia a plazo en el punto virtual del sistema gasista español (PVB-ES), con vencimiento el mes próximo, es una estimación proporcionada por una Agencia de Intermediación.

Cuadro 8. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

	Cotizaciones en Jun.-18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en May.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent \$/Bbl	28-jun-18	Mín.	Máx.	31-may-18	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
Brent Spot	75,74	72,26	77,90	76,47	73,08	80,29	-1,0%
Brent entrega a un mes	77,85	73,05	79,44	77,59	73,13	79,80	0,3%
Brent entrega a doce meses	73,84	69,69	74,78	73,89	68,11	75,64	-0,1%
Gas natural Europa	28-jun-18	Mín.	Máx.	31-may-18	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	18,61	17,82	19,98	20,07	17,75	20,39	-7,3%
Gas NBP entrega Q3-18	18,97	18,40	19,65	19,79	17,40	20,22	-4,1%
Gas NBP entrega Q4-18	21,24	20,28	21,44	21,48	19,11	21,91	-1,1%
Gas NBP entrega Q1-19	22,38	21,38	22,55	22,66	20,27	23,07	-1,2%
MIBGAS, PVB-ES Y TRS en €/MWh							
MIBGAS Spot	23,85	21,82	24,97	24,08	20,44	24,99	-1,0%
PVB-ES a un mes	24,25	23,10	25,16	23,70	20,55	24,14	2,3%
TRS Spot	25,23	22,94	26,29	24,49	20,83	24,49	3,1%
Carbón EEX ARA API2 \$/t	28-jun-18	Mín.	Máx.	31-may-18	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
Carbón EEX ARA Jul-18	96,56	94,25	98,15	95,63	86,68	95,63	1,0%
Carbón EEX ARA Q3-18	96,05	93,67	98,00	94,97	86,83	94,97	1,1%
Carbón EEX ARA Cal-19	88,15	84,23	90,00	87,80	83,35	89,26	0,4%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	28-jun-18	Mín.	Máx.	31-may-18	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
Dchos. emisión EUA Dic-2018	15,00	14,24	16,13	14,91	12,96	16,31	0,6%
Dchos. emisión EUA Dic-2019	15,22	14,46	16,32	15,09	13,12	16,50	0,9%

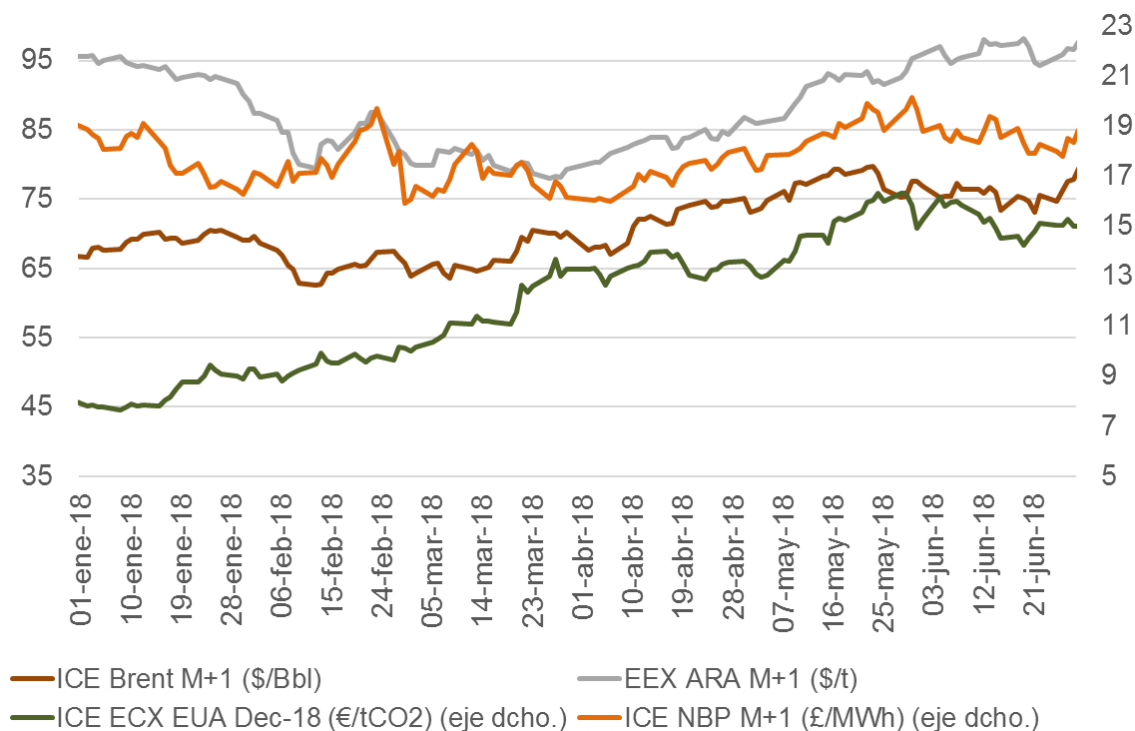
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS spot en MIBGAS (precio de referencia diario).
- Precio PVB-ES de agencia de intermediación.
- Precio TRS SPOT en Powernext y Reuters.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX).
- Precios de los derechos de emisión de CO₂ en ICE (EUA).

Nota: Cotizaciones de mayo a 31/05/2018 y cotizaciones de junio a 28/06/2018.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Reuters, MIBGAS, Powernext, EEX y Agencia de intermediación.

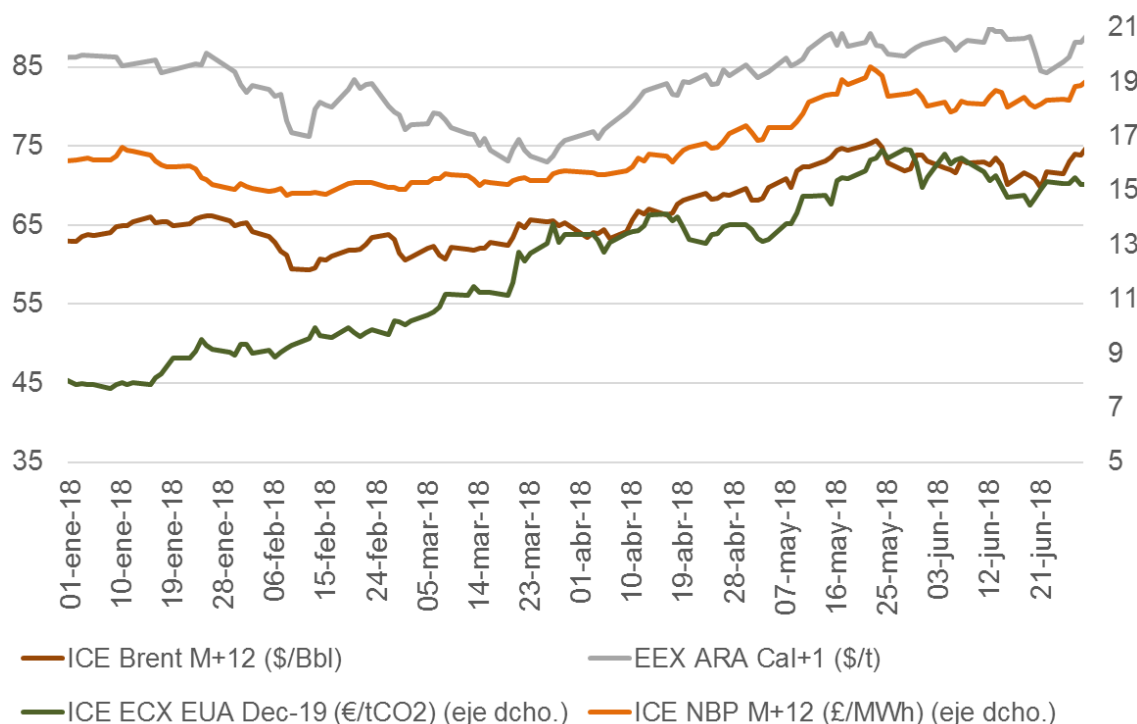
Las tendencias indicadas durante el mes de junio se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

Gráfico 23. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales.
Periodo: 1 de enero a 28 de junio de 2018



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

Gráfico 24. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP y carbón) con entrega a un año vista y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 enero a 28 de junio de 2018



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

Al cierre del mes de junio de 2018 (29 de junio), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 1,16 \$/€ frente a 1,17 \$/€ al final del mes anterior. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 0,888 £/€, frente a 0,877 £/€ al final del mes anterior.

Entre los factores que han podido influir en la evolución del precio del Brent a lo largo del mes de junio destacan el anuncio de la salida de EE.UU. del acuerdo nuclear con Irán que supone, entre otros aspectos, la reducción de las exportaciones de petróleo iraní (que habían pasado de 1 millón de barriles diarios -bpd- a 2,5 millones tras la firma del acuerdo nuclear) y, por tanto, una presión a la baja sobre la producción de dicho país. Por su parte, la OPEP había acordado en mayo mantener la reducción en la producción de crudo, fijada en un principio hasta finales de 2018 en 1,8 millones de bpd, logrando así un incremento y posterior estabilización del precio del crudo. Sin embargo, las interrupciones inesperadas de Venezuela, Libia y Angola redujeron las exportaciones en 1 bpd, provocando un nuevo incremento de los precios. Ante esta situación, la OPEP se ha replanteado sus objetivos de producción y a finales de junio decidió incrementar nuevamente su producción, manteniendo los límites globales de exportación acordados en 2016.

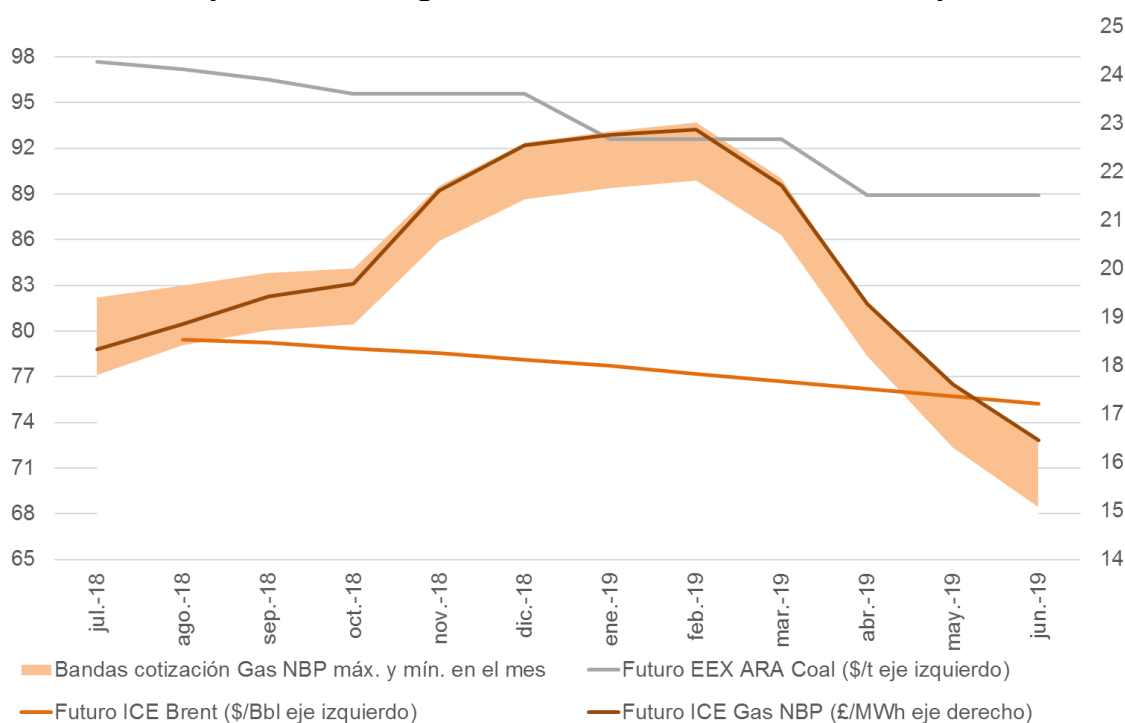
Asimismo, destaca el nuevo aumento en junio, respecto al mes anterior, de las cotizaciones de los derechos de emisión de CO₂, con vencimiento en 2018 y en 2019, en el contexto de aplicación de la reforma del régimen de comercio de los derechos de emisión de CO₂ (RCDE) para el periodo posterior a 2020.

Al cierre del mes de junio (29 de junio de 2018), la curva a plazo del Brent muestra, no obstante, una tendencia descendente a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25). Por su parte, para la curva a plazo del gas natural (NBP) se observa una pendiente ascendente hasta febrero de 2019.

Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 25 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de junio. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 1,23 €/MWh (2,80 €/MWh en el mes anterior).

La curva forward del carbón EEX ARA muestra un descenso continuado en los próximos meses del año 2018 y durante el primer semestre de 2019.

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles, a 29 de junio de 2018 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)



Nota: cotización del contrato mensual jul-18 del Gas NBP a 28/06/2018.

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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a la negociación en la plataforma de MIBGAS Derivatives cabe destacar que, en el mes de junio la liquidez del mercado a plazo de gas natural siguió siendo reducida. Así, el volumen total negociado en dicho mes se situó en 18.400 MWh, en un único contrato de 200 MWh/día con entrega en Q3-18, negociado a 23,55 €/MWh. Desde el inicio de la negociación en MIBGAS Derivatives, en el mes de abril, el volumen total negociado acumulado (a junio) se ha situado en 177.100 MWh. En el periodo abril-junio, solo se han negociado los contratos con entrega a dos meses vista (M+2), en el trimestre siguiente (Q+1) y en el año siguiente (Y+1). El mayor volumen de negociación se ha concentrado en el contrato con entrega en 2019 (61,8% del total negociado), seguido del contrato con entrega en el trimestre siguiente (20,8%) y el contrato con entrega a dos meses vista (17,4%).

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-18 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

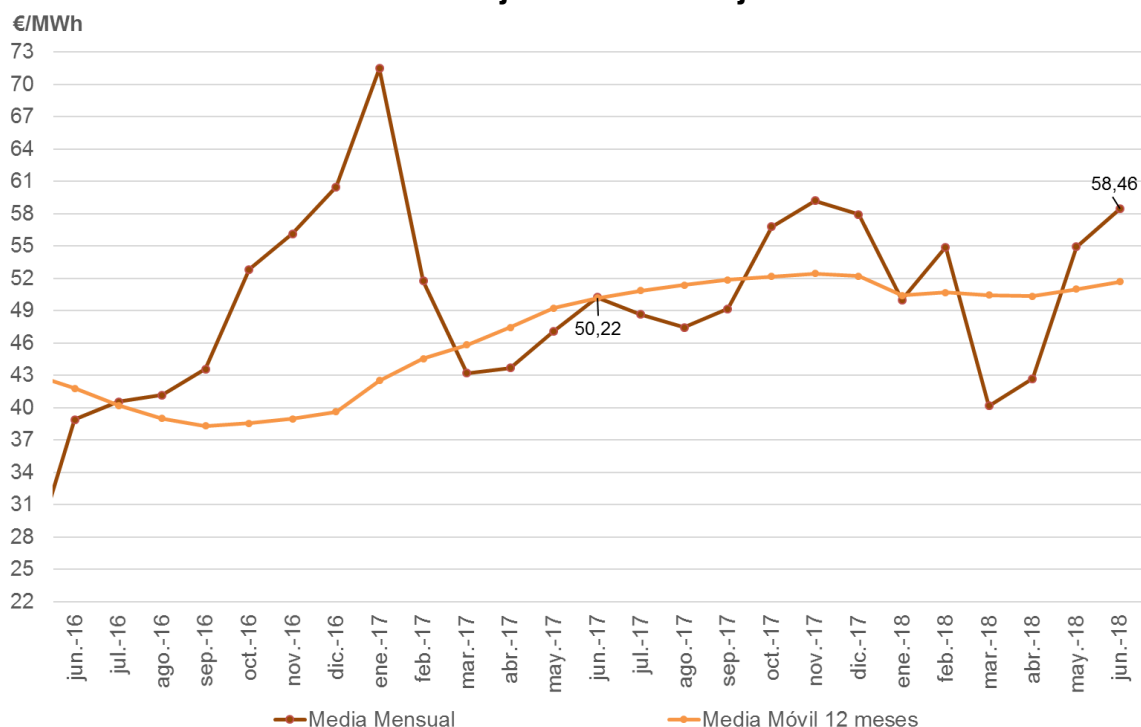
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

4.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 26 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre junio de 2016 y junio de 2018. En el mes de junio de 2018 el precio spot medio mensual se situó en 58,46 €/MWh⁴⁰, un 6,5% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (54,92 €/MWh), y un 16,4% superior al precio spot medio registrado en junio de 2017 (50,22 €/MWh).

⁴⁰ En junio de 2018 el precio spot medio portugués se situó en 58,48 €/MWh. En junio de 2018 ha existido un precio diferente en 11 horas de un total de 720 horas (1,5% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio positivo de 0,02 €/MWh en esas horas. En 2017 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.174 horas de las 8.760 horas totales (diferencial promedio positivo de 0,24 €/MWh). Por tanto, en 586 horas de las 8.760 horas totales (6,7% del total de las horas de 2017) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 2,28 €/MWh en esas horas).

Gráfico 26. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: junio de 2016 a junio de 2018

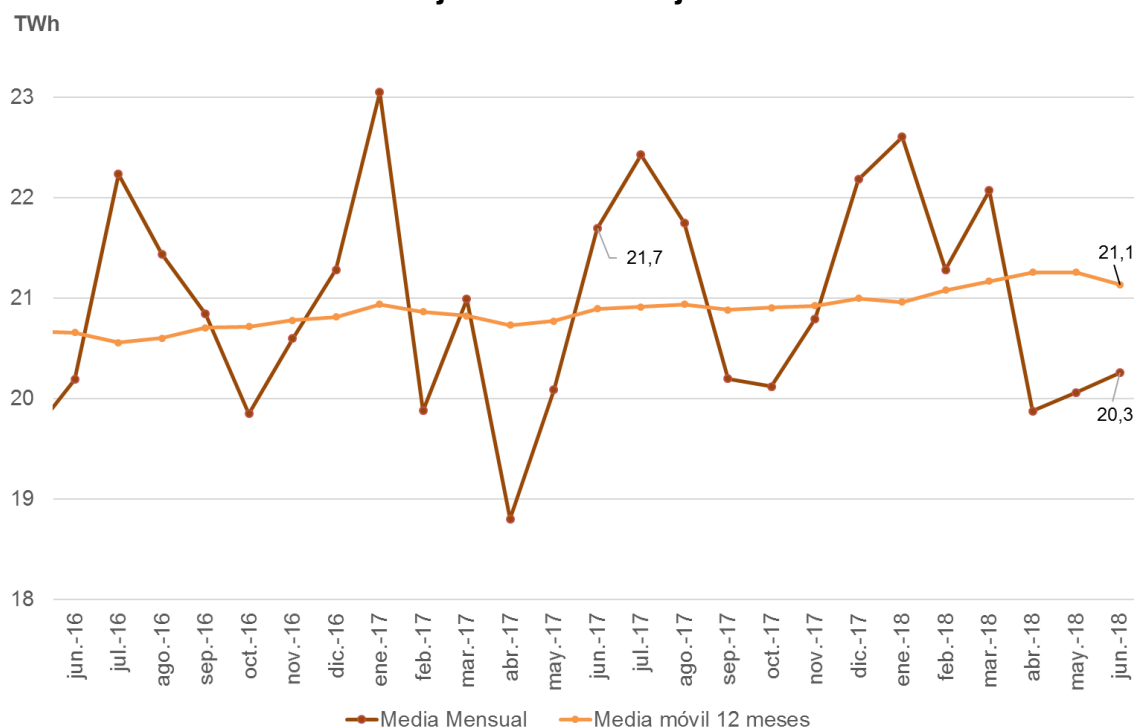


Fuente: OMIE.

En el Gráfico 27 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

En el mes de junio, la demanda se cifró en 20,3 TWh, un 1% superior al valor registrado en el mes anterior (20,1 TWh), y un 6,6% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (21,7 TWh en junio de 2017). En el mes de junio de 2018, la demanda fue un 4,2% inferior a la media móvil anual (21,1 TWh).

Gráfico 27. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: junio de 2016 a junio de 2018



Fuente: REE.

En el Cuadro 9 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de mayo y junio de 2018, junio de 2017 y para el conjunto del año 2018.

En junio de 2018 destaca el incremento de la contribución a la generación bruta total, respecto al mes anterior, de la producción a partir de residuos (+43,9), de la tecnología solar térmica (+19,35) y de las centrales de ciclo combinado (+11,4%). Por el contrario, se registró un significativo descenso (-20,7%) de la generación procedente de energía eólica.

De este modo, el aumento de la demanda media diaria en el mes de junio de 2018 respecto al mes anterior (+4,4%), junto al incremento del hueco térmico para compensar la caída de la generación procedente de centrales nucleares y de la energía eólica, provocó un aumento del precio del mercado spot en dicho mes (+3,54 €/MWh respecto al registrado en el mes de mayo).

Cuadro 9. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte (TWh)

	jun-18	may-18	jun-17	% Var. jun-18 vs. may-18	% Var. jun-18 vs. jun-17	2018	2018 % Total Demanda transporte
Hidráulica	3,68	3,59	1,67	2,6%	120,4%	21,77	17,3%
Nuclear	3,62	3,74	4,06	-3,4%	-11,0%	25,35	20,1%
Carbón	2,27	2,26	4,27	0,1%	-46,9%	13,75	10,9%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	2,20	1,97	3,21	11,4%	-31,5%	10,83	8,6%
Eólica	2,58	3,25	3,17	-20,7%	-18,6%	27,96	22,2%
Solar fotovoltaica	0,80	0,78	0,85	2,3%	-5,8%	3,68	2,9%
Solar térmica	0,61	0,51	0,78	19,3%	-22,7%	2,02	1,6%
Otras renovables ⁽²⁾	0,32	0,30	0,31	9,2%	2,5%	1,75	1,4%
Cogeneración	2,33	2,43	2,25	-4,3%	3,2%	14,36	11,4%
Residuos	0,23	0,16	0,28	43,9%	-20,4%	1,44	1,1%
Total Generación	18,61	19,00	20,85	-2,0%	-10,8%	122,92	97,4%
Consumo en bombeo	-0,10	-0,22	-0,16	-57,2%	-41,4%	-2,20	-1,7%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,11	-0,09	-0,12	19,8%	-5,2%	-0,54	-0,4%
Saldo intercambios	1,86	1,37	1,12	35,2%	65,6%	6,01	4,8%
Total Demanda transporte	20,26	20,06	21,70	1,0%	-6,6%	126,18	100,0%

⁽¹⁾ Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

⁽²⁾ Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

⁽³⁾ Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

⁽⁴⁾ Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

Fuente: REE.

