



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

22 de febrero 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	16
2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	17
3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	24
3.1 Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	24
3.2 Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	25
4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	28
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	29
4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	36
4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	37
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-18 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	42
4.5. Análisis de los precios spot en España	43

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 enero de 2018, con un precio medio del mercado de contado inferior al registrado el mes anterior (-13,7%), las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica mostraron una evolución dispar.

En particular, la cotización a plazo del contrato mensual con liquidación en febrero de 2018 descendió² un 4,2%, el contrato mensual de marzo de 2018 se mantuvo invariable y la cotización del contrato mensual con liquidación en abril de 2018 ascendió un 6,3%. Las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo y tercer trimestres de 2018 junto con las del primer trimestre de 2019 se incrementaron un 3,5%, un 2,9% y un 1,3%, respectivamente, mientras que la del cuarto trimestre de 2018 descendió un 1%. En concreto, las cotizaciones de los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes en 50,40 €/MWh el Q2-18, en 53,68 €/MWh el Q3-18, en 53,73 €/MWh el Q4-18 y en 50,94 €/MWh el Q1-19.

La cotización del contrato anual con liquidación en el año 2019 ascendió un 1,3%, y el contrato con liquidación en 2020 descendió un 2,1%, en relación a la registrada en el mes anterior, situándose a cierre de mes (31 de enero) en 49,25 €/MWh y 47,30 €/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: enero de 2018 a día 31 y diciembre de 2017 a día 29.

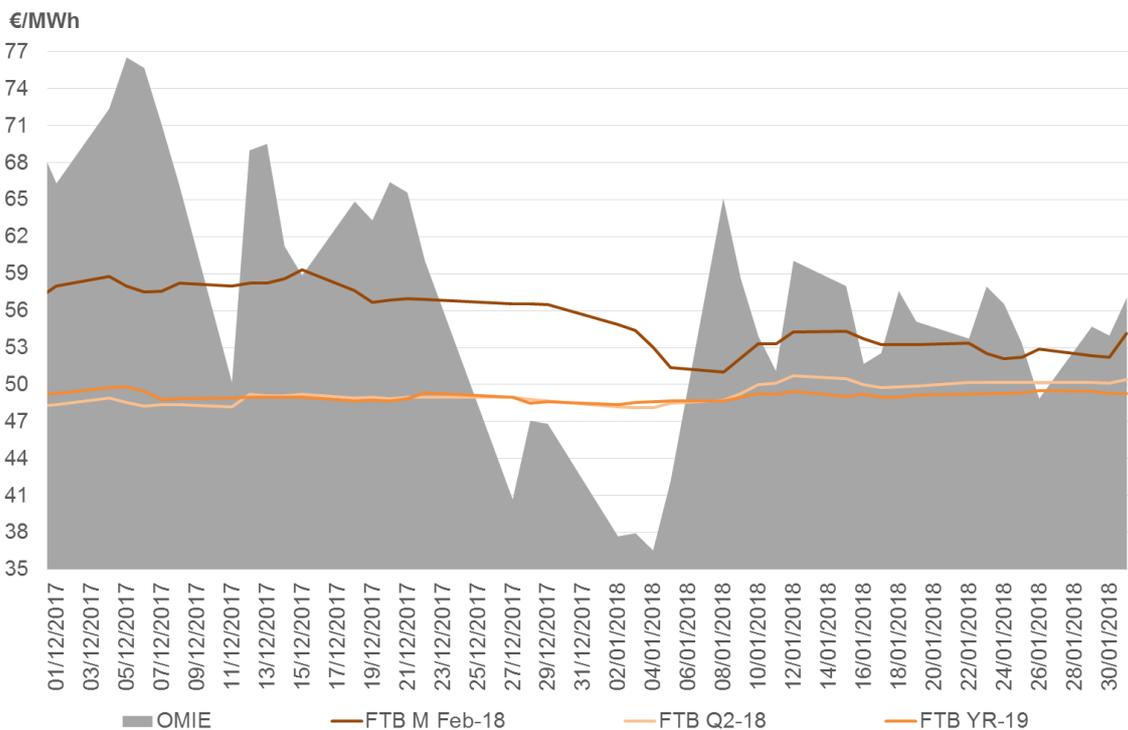
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE ENERO DE 2018				MES DE DICIEMBRE DE 2017				% Δ Últ. Cotiz. ene-18 vs. dic-17
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Feb-18	54,15	54,85	51,03	53,06	56,50	59,30	56,50	57,64	-4,2%
FTB M Mar-18	49,03	49,03	46,80	48,22	49,03	50,43	47,94	48,89	0,0%
FTB M Apr-18	47,25	47,25	43,60	45,15	44,45	44,93	43,99	44,52	6,3%
FTB Q2-18	50,40	50,70	48,13	49,70	48,70	49,23	48,20	48,78	3,5%
FTB Q3-18	53,68	53,75	51,25	53,14	52,15	52,79	51,00	51,70	2,9%
FTB Q4-18	53,73	54,30	53,25	53,62	54,25	54,75	52,06	53,49	-1,0%
FTB Q1-19	50,94	51,20	50,06	50,77	50,27	54,06	50,17	52,18	1,3%
FTB YR-19	49,25	49,50	48,40	49,09	48,60	49,80	48,50	49,01	1,3%
FTB YR-20	47,30	48,66	47,30	47,90	48,30	49,05	47,32	48,01	-2,1%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de enero a 31/01/2018 y cotizaciones de diciembre a 29/12/2017.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

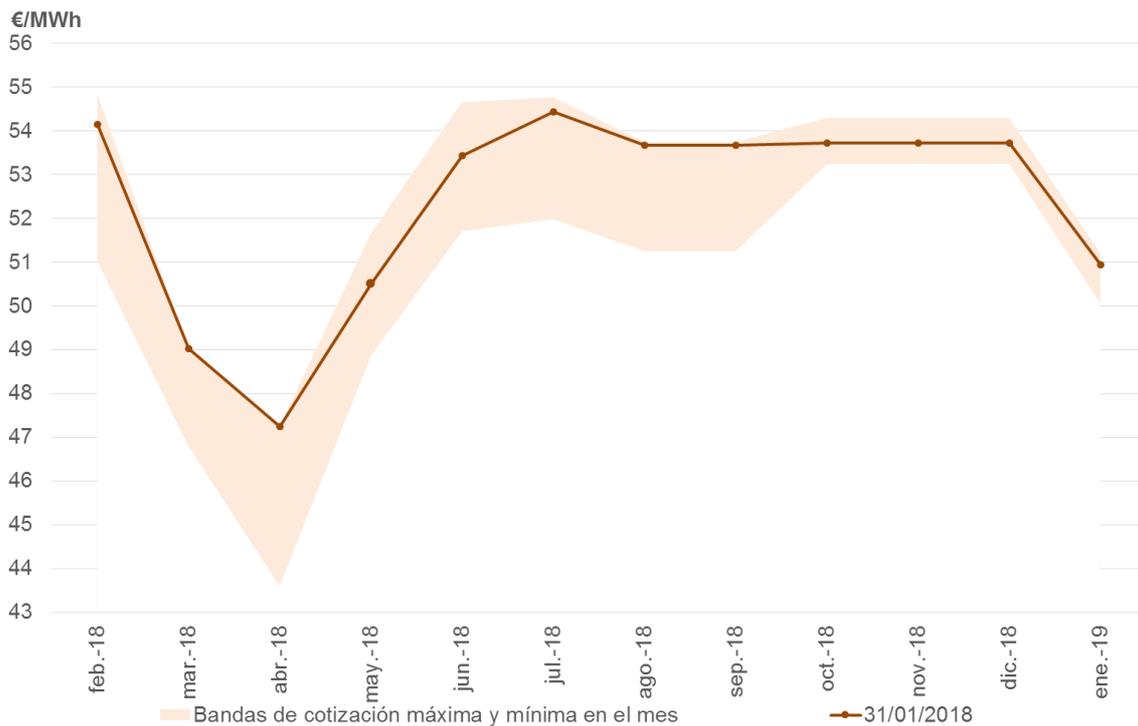
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de diciembre de 2017 – 31 de enero de 2018**



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 enero de 2018. Se observa una curva a plazo descendente para el periodo febrero-abril de 2018 (curva en “backwardation”³), descendiendo la cotización en este periodo desde los 54,15 €/MWh del contrato a plazo de febrero de 2018 hasta los 47,25 €/MWh del contrato de abril de 2018, y ascendente hasta julio de 2018 (54,43 €/MWh). Los precios a plazo se mantienen en el entorno de 53,50 €/MWh en el tercer y cuarto trimestres de 2018.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de enero, el precio medio del mercado diario (49,98 €/MWh) descendió un 13,7% respecto al registrado en el mes anterior (57,94 €/MWh).

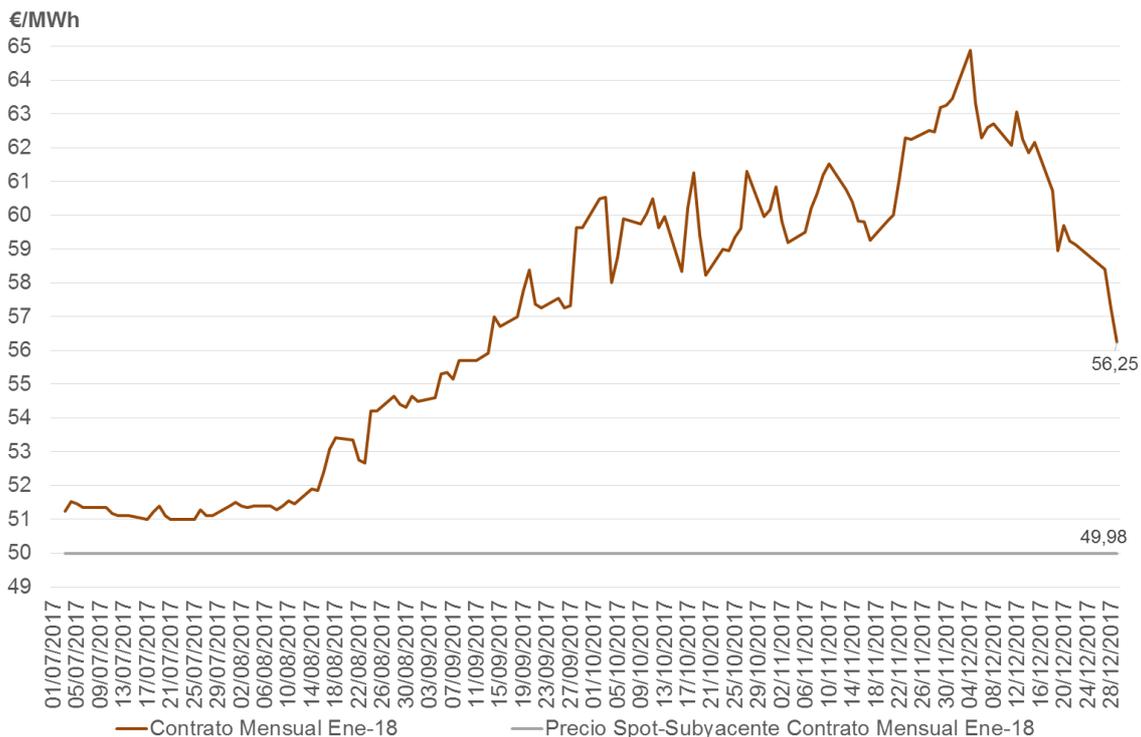
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en enero de 2018 (29 de diciembre) anticipaba un precio medio del mercado diario de 56,25 €/MWh para dicho mes, un 12,5% superior al precio spot finalmente registrado (49,98 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP⁴, se alcanzaron respectivamente el 7 de diciembre de 2017 (máxima de 64,88 €/MWh) y el 17 de

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 julio a 29 de diciembre de 2017.

julio de 2017 (mínima de 51,01 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 13,87 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post⁵ del contrato mensual de enero de 2018 fueron positivas durante todo del periodo de negociación de este contrato. Por ello, las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas) durante todos los días del periodo de negociación.

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en enero de 2018 en OMIP vs. precio spot de enero de 2018



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

Para el mes de febrero de 2018, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 31 de enero), anticipa un precio medio del mercado diario de 54,15 €/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 enero 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 enero de 2018 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en

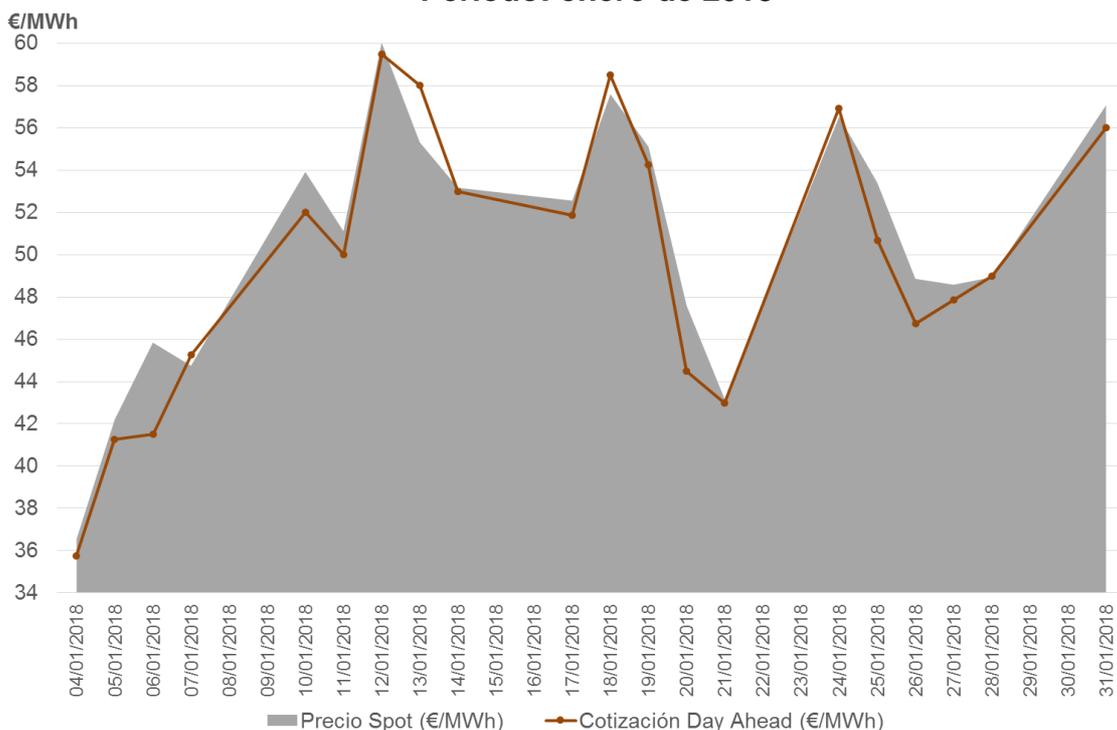
⁵ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en enero de 2018 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en enero de 2018.

los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁶⁾ alcanzó 50,62 €/MWh, superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en enero de 2018 (49,78 €/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 enero de 2018 fue negativa (-0,84 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

Asimismo, la mayor prima de riesgo ex post⁷ alcanzada en enero de 2018 fue negativa, se registró el día 6 y se situó en -4,34 €/MWh.

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: enero 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 diciembre de 2017 y enero de 2018⁹.

En el mes de enero de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 9,5 TWh, un 25,1% inferior al volumen registrado el mes anterior (12,7 TWh), y un 25,3% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (12,8 TWh).

El volumen negociado en OMIP en enero de 2018 representó el 3,8% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 3,3% de diciembre de 2017. En el conjunto de 2017, el volumen negociado en OMIP (7,7 TWh) supuso el 5,3% del volumen total negociado en los mercados a plazo.

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.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en enero de 2018 (9,5 TWh) representó el 42,2% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (22,6 TWh), inferior al porcentaje (57,1%) que representó la negociación en dichos mercados en el año 2017 (143,9 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (252 TWh).

En el mes de enero 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 futuros de OMIP), BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX¹⁰) se situó en 7,5 TWh (22,2% inferior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en enero de 2018 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 84,9%, superior al porcentaje del mes anterior (80,9%). El porcentaje de volumen OTC registrado en 2017 para su compensación y liquidación en dichas CCPs fue 72,5%.

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 enero 2018	Mes anterior diciembre 2017	% Variación	Acumulado 2018	Total 2017	2018 (%)	2017 (%)
OMIP	359	417	-13,8%	359	7.657	3,8%	5,3%
EEX	293	338	-13,1%	293	6.000	3,1%	4,2%
OTC	8.888	11.981	-25,8%	8.888	130.197	93,2%	90,5%
OTC registrado y compensado**:	7.543	9.698	-22,2%	7.543	94.360	79,1%	65,6%
OMIClear	1.977	1.318	50,0%	1.977	15.464	20,7%	10,7%
BME Clearing	538	1.319	-59,2%	538	17.951	5,6%	12,5%
European Commodity Clearing (ECC)	5.029	7.062	-28,8%	5.029	60.945	52,7%	42,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	9.540	12.736	-25,1%	9.540	143.854	100,0%	100,0%

* Volumen negociado de futuros gasea 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.

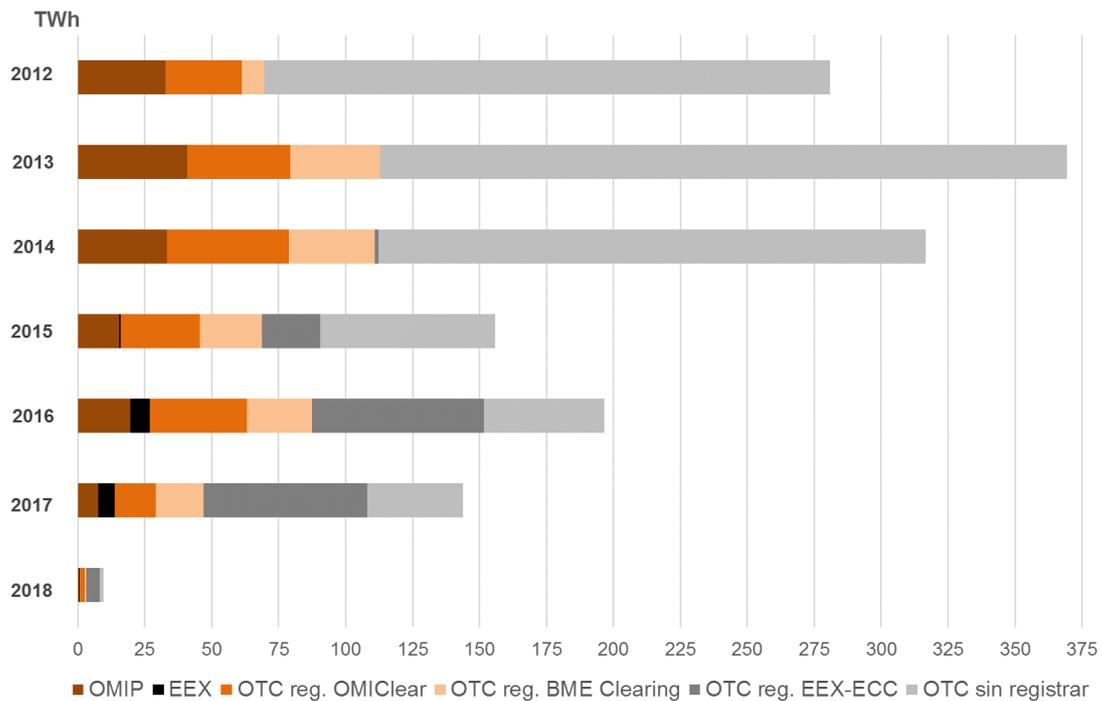
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC.

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2012 hasta el 31 de enero de 2018, diferenciando entre

¹⁰ 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.

el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado de OMIP y de EEX.

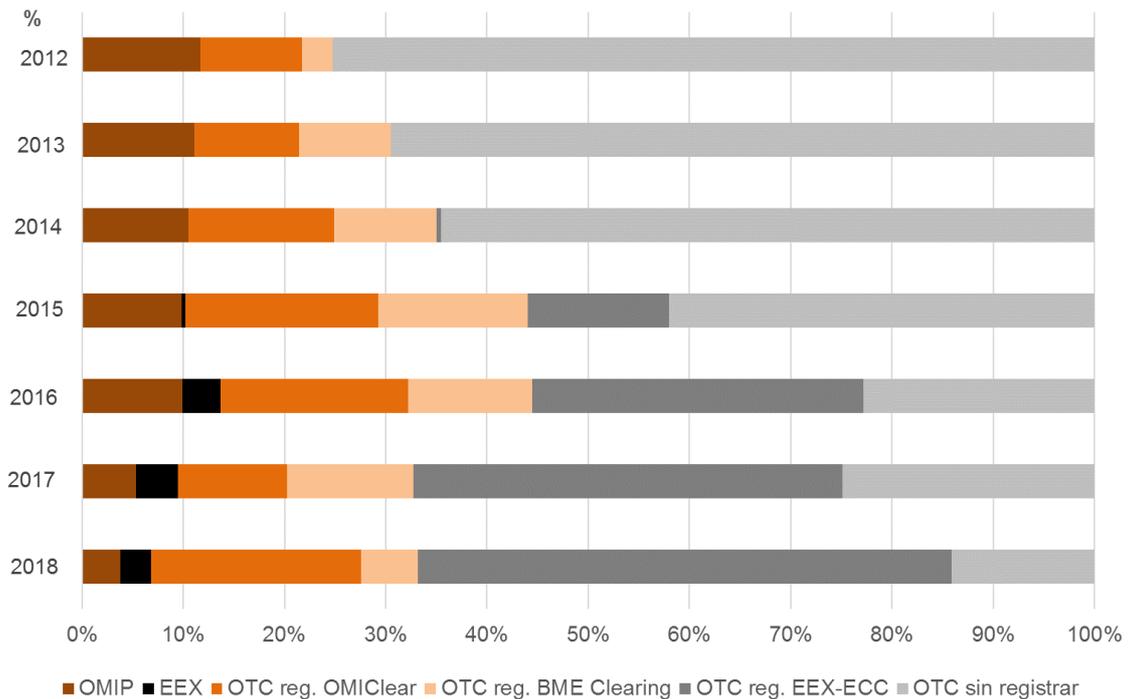
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2012 a enero de 2018



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 enero de 2018 para su compensación y liquidación en las cámaras de contrapartida central ascendió a 7,5 TWh, lo que representa el 84,9% del volumen total negociado en el OTC (8,9 TWh).

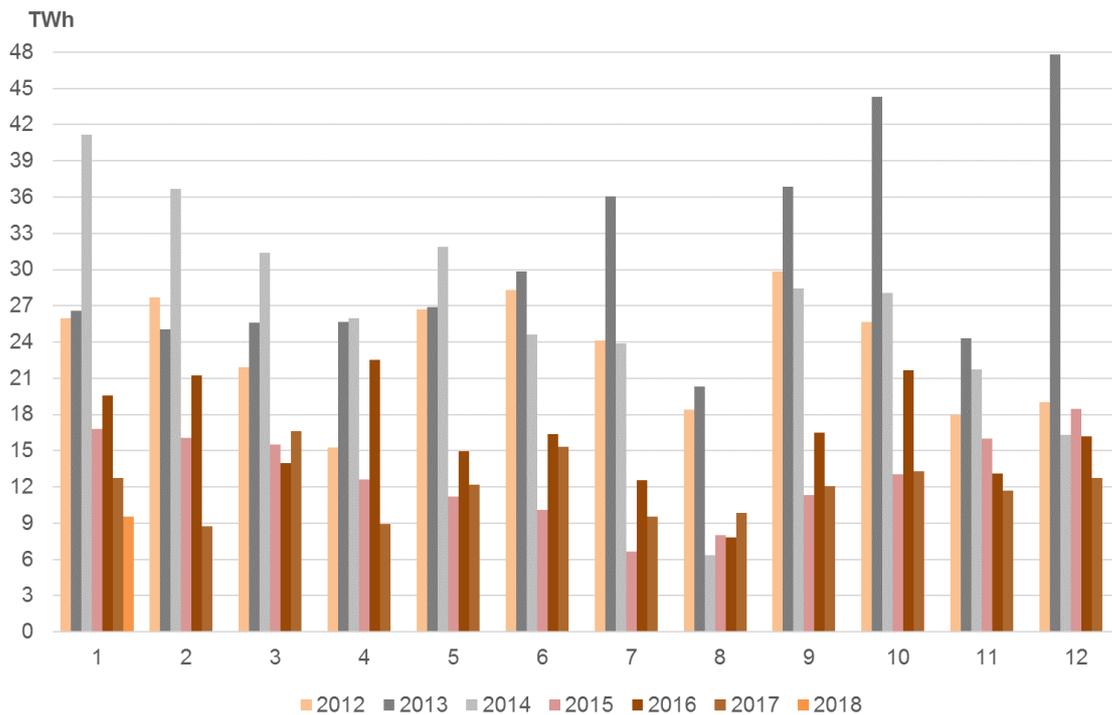
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2012 a enero 2018



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 enero de 2018. En el mes de enero de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 9,5 TWh, un 25,3% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (12,8 TWh en enero de 2017).

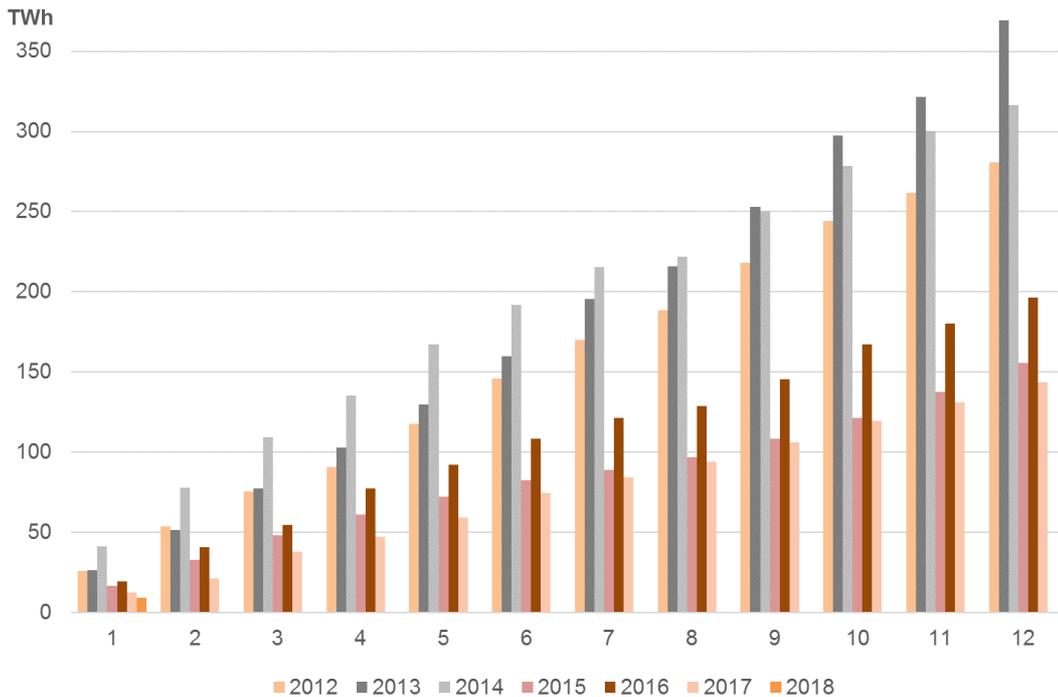
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a enero de 2018



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 enero 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 diciembre de 2017 y enero 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 enero de 2016 y enero 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 enero 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 84,2% (8 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue superior (90,8%; 11,6 TWh).

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 15,8% (1,5 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación inferior (9,2%; 1,2 TWh). En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en enero de 2018 a 2.030 MW (6,7% de la demanda horaria media de dicho mes, 30.390 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en enero fue el contrato con liquidación semanal con el 51,7% (0,8 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,5 TWh)¹¹, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 41,8% (0,6 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En enero de 2018 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos mensuales, con el 44,4% (3,6 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (8 TWh)¹². A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 31,4% (2,5 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo. Los contratos con horizonte de liquidación anual acapararon el 24,1% (1,9 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo. El volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista, Cal+2, ascendió a 0,1 TWh, el 4,6% de los contratos anuales negociados. Asimismo, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a tres años vista, Cal+3, ascendió a 0,04 TWh¹³, el 2,3% de los contratos anuales negociados.

Los contratos más negociados en 2017 fueron el anual, seguido del trimestral y del mensual (36,6%, 31,6% y 21,3%, respectivamente).

¹¹ En el mes de diciembre de 2017 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (59,4%; 0,7 TWh).

¹² En el mes de diciembre de 2017 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (9,5%; 1,1 TWh).

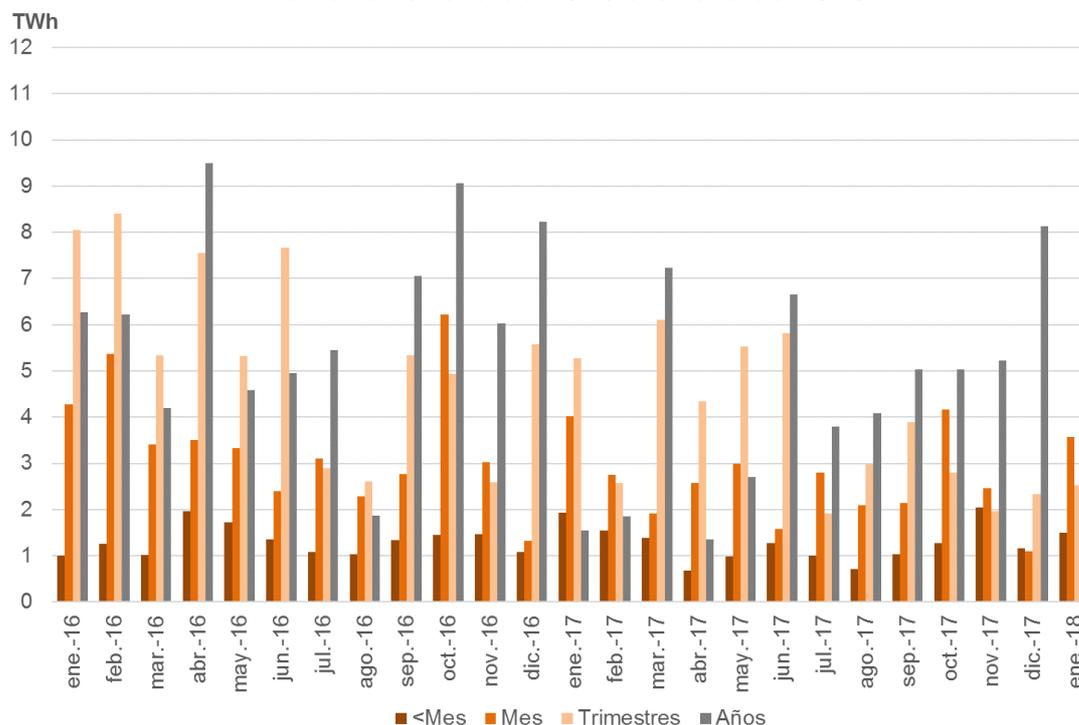
¹³ El contrato anual con liquidación en 2021 se negoció por primera vez en enero de 2018 a un precio de 47,75 €/MWh.

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 ene-18	Mes anterior dic-17	% Variación	Total 2018	% Total 2018	Total 2017	% Total 2017
Diario	631	430	46,8%	631	41,8%	7.477	49,6%
Fin de semana	96	44	120,3%	96	6,4%	1.341	8,9%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	28	0,44%
Semana	780	693	12,5%	780	51,7%	6.234	41,3%
Balance de mes	3	0	-	3	0,2%	0	0,0%
Total Corto Plazo	1.510	1.167	29,4%	1.510	15,8%	15.080	10,5%
Mensual	3.569	1.102	223,9%	3.569	44,4%	30.573	23,7%
Trimestral	2.525	2.335	8,1%	2.525	31,4%	45.533	35,4%
Balance de Año	0	3	-	0	0,0%	12	0,0%
Anual	1.936	8.129	-76,2%	1.936	24,1%	52.657	40,9%
Total Largo Plazo	8.030	11.569	-30,6%	8.030	84,2%	128.774	89,5%
Total	9.540	12.736	-25,1%	9.540	100%	143.854	100%

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

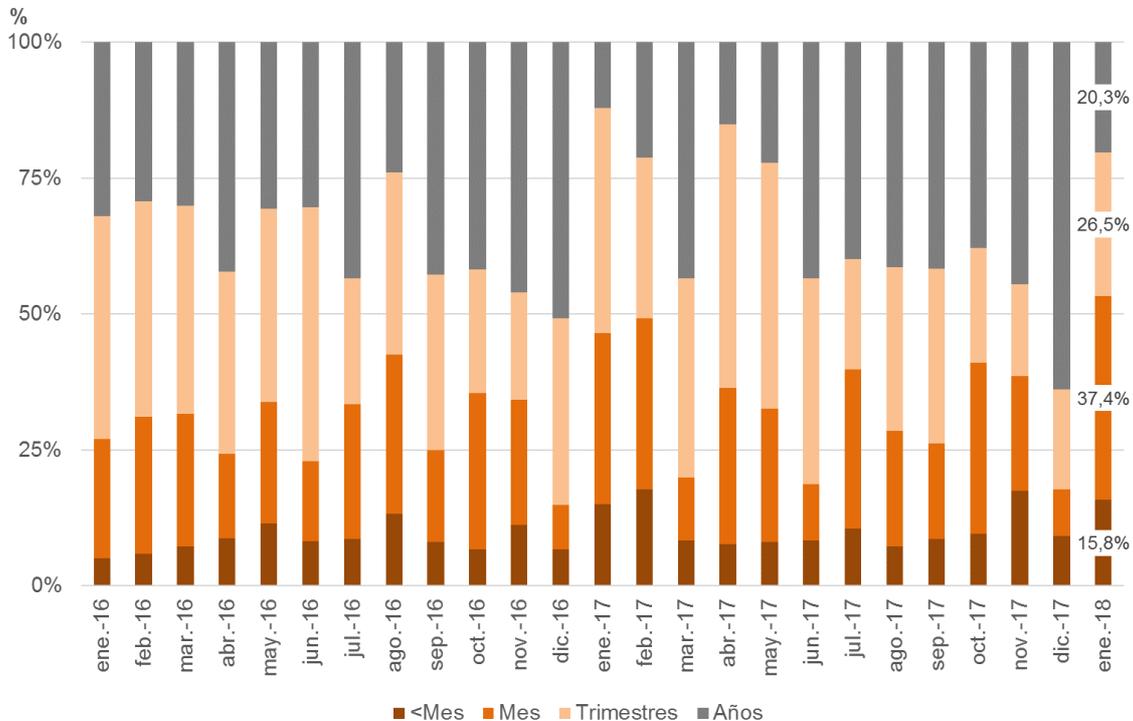
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: enero de 2016 a enero de 2018



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 %) Período: enero 2016 a enero 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.

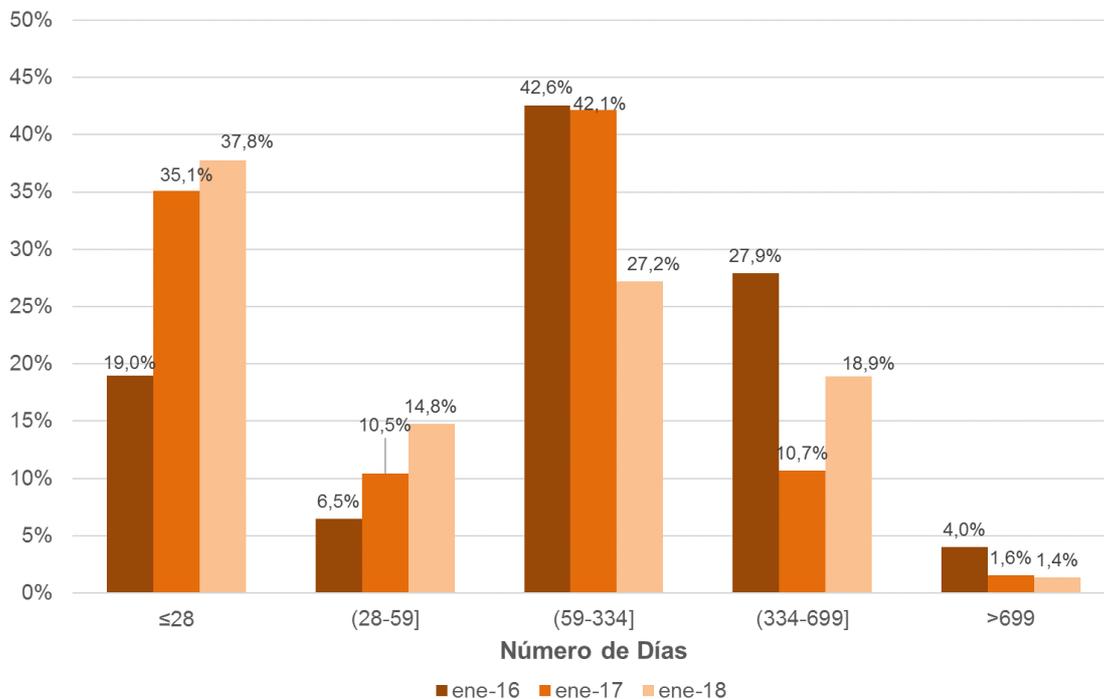
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 enero de 2018, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos cuyo vencimiento comienza en el segundo mes de 2018 (véase Gráfico 11). En particular, el 37,8% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de enero de 2018 (en energía) iniciarán su liquidación en febrero de 2018, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes de los años 2016 y 2017 (19% y 35,1%; respectivamente).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista, negociados en enero de 2018, ascendió a 0,09 TWh, el 0,9% del volumen total negociado en dicho mes y el contrato anual a tres años vista alcanzó 0,04 TWh, el 0,5 % del volumen total de contratos negociados en dicho mes; entre ambos suman un 1,4% del volumen total, inferior al porcentaje de enero de 2017 (1,6%).

Gráfico 11. Volumen negociado en enero (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 31 de enero de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en enero de 2018¹⁴ se situó en torno a 10.804 GWh, un 26,8% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en diciembre de 2017 (14.753 GWh), y un 25,5% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en enero de 2017 (14.511 GWh).

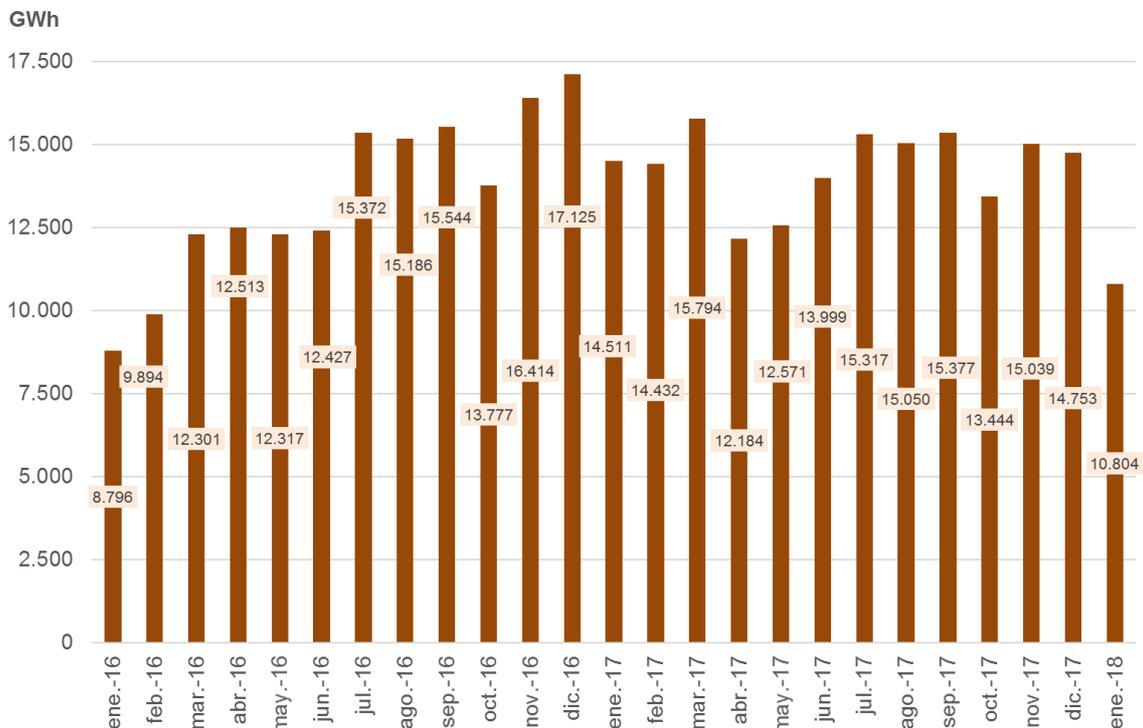
Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en enero de 2018, el 86% (9.294 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual ene-18, trimestral Q1-18 y anual

¹⁴ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en enero de 2018: mensual ene-18, trimestral Q1-18, 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 enero de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

2018), mientras que el 14% restante (1.510 GWh) correspondió a contratos con 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 enero de 2018 (10.804 GWh) representó el 47,8% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (22.610 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: enero de 2016 a enero 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 liquidación¹⁵. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en enero de 2018 (ene-18, Q1-18 y anual 2018) se situó en 12.492 MW, un 31,6% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de diciembre de 2017 (18.261 MW) y un 26,1% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de enero de 2017 (16.914 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de enero de

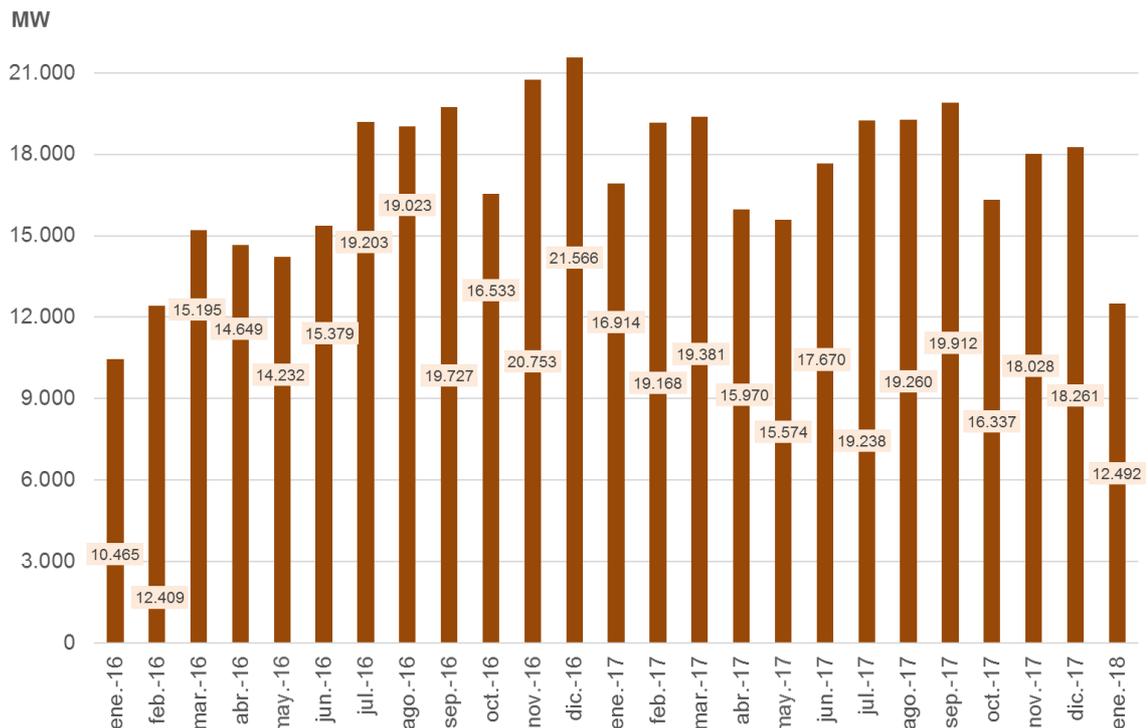
¹⁵ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

2018 (12.492 MW) representó el 41,11% de la demanda horaria media de dicho mes (30.390 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de enero de 2018¹⁶ (12.492 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 10.223 MW (81,8% del volumen total). El 23,7% (2.958 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear¹⁷ (véase Gráfico 14), el 12,9% (1.614 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 45,2% (5.651 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo registrado para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2017, ascendió 76,7%: el 26,1% se registró en OMIClear, el 11,1% 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: enero de 2016 a enero 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.

¹⁶ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

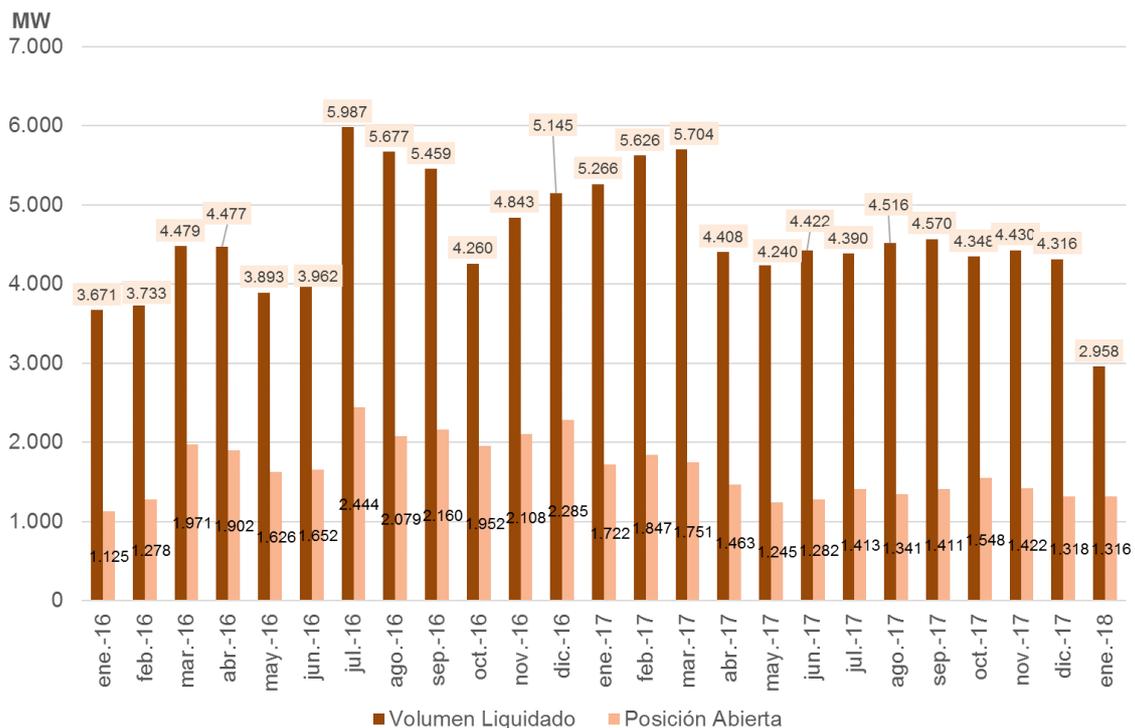
¹⁷ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

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 2.958 MW con liquidación en enero de 2018 que se registraron en OMIClear, el 55,5% (1.642 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 44,5% restante (1.316 MW) quedaron abiertas¹⁸ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 55,5% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁹ (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación enero 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 abierta²⁰ (MW)*
Periodo: enero de 2016 a enero de 2018



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

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

¹⁸ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

¹⁹ Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

²⁰ 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

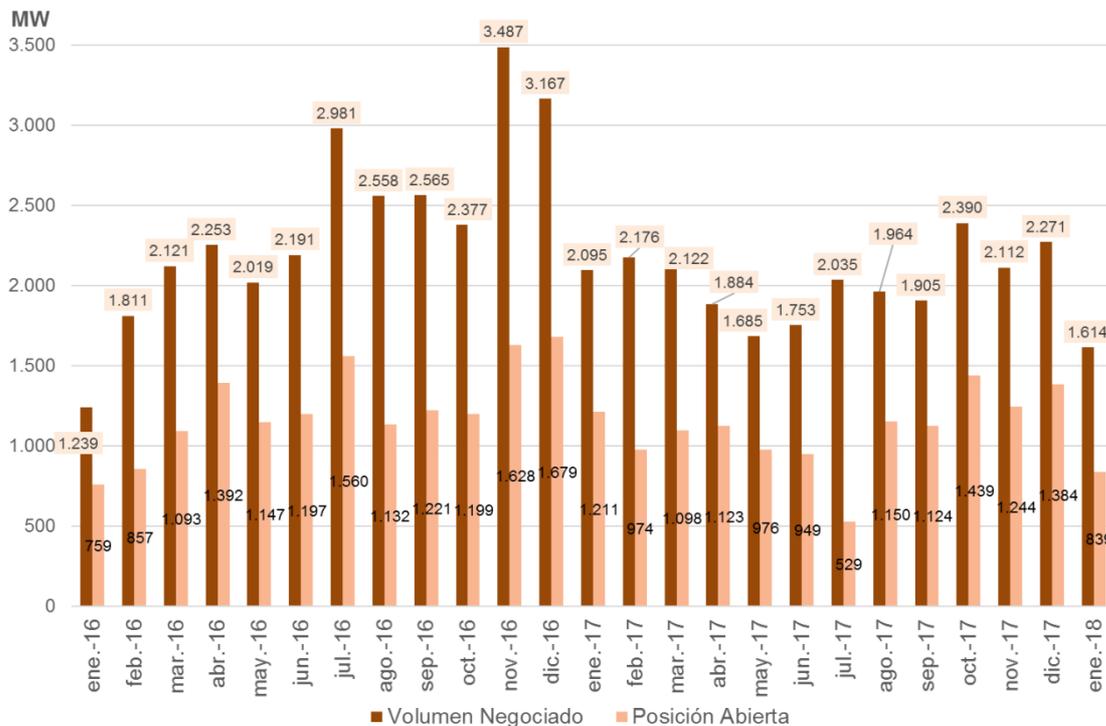
Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing²¹, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en enero de 2018 (12.492 MW), el 12,9% (1.614 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 48% (775 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 52% restante (839 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.

²¹ 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 abierta²² (MW)*
Periodo: enero de 2016 a enero 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-ECC²³ (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

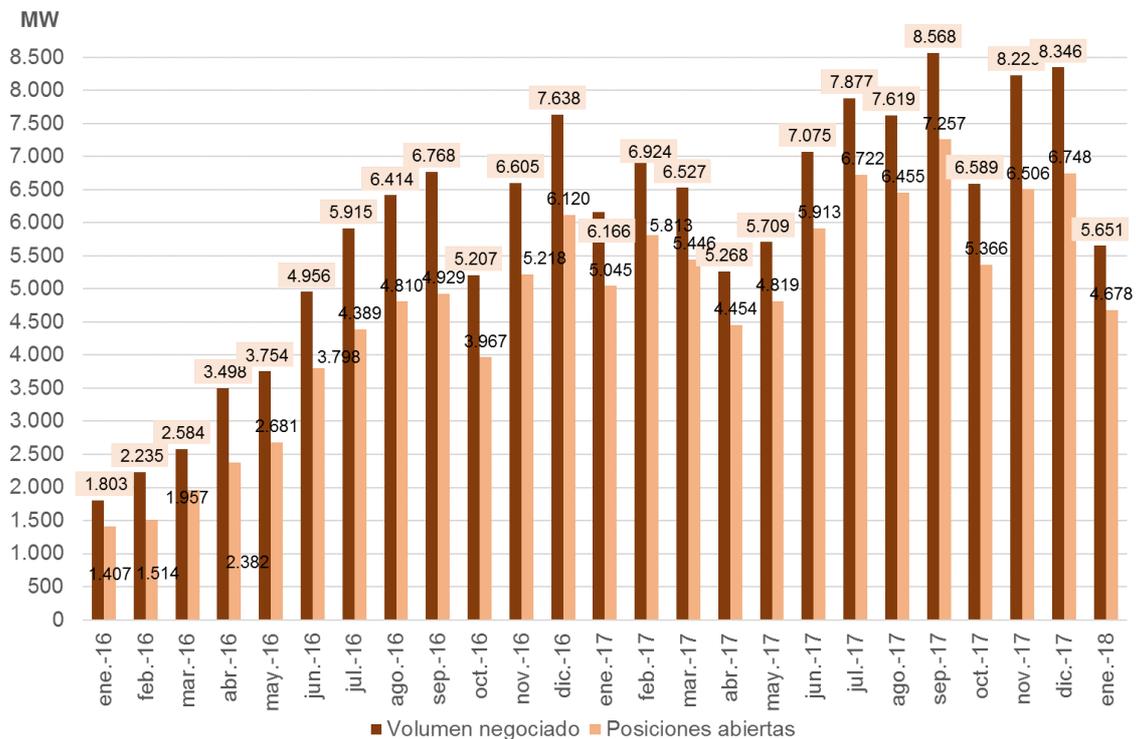
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en enero de 2018 (12.492

²² 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.

²³ Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

MW), el 45,2% (5.651 MW) se registró en EEX-ECC, siendo dicho porcentaje superior al registrado en OMIClear. De dichas posiciones registradas en ECC, el 17,2% (973 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 82,8% restante (4.678 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 abierta²⁴ (MW)*
Periodo: enero de 2016 a enero 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

²⁴ 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.

mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

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

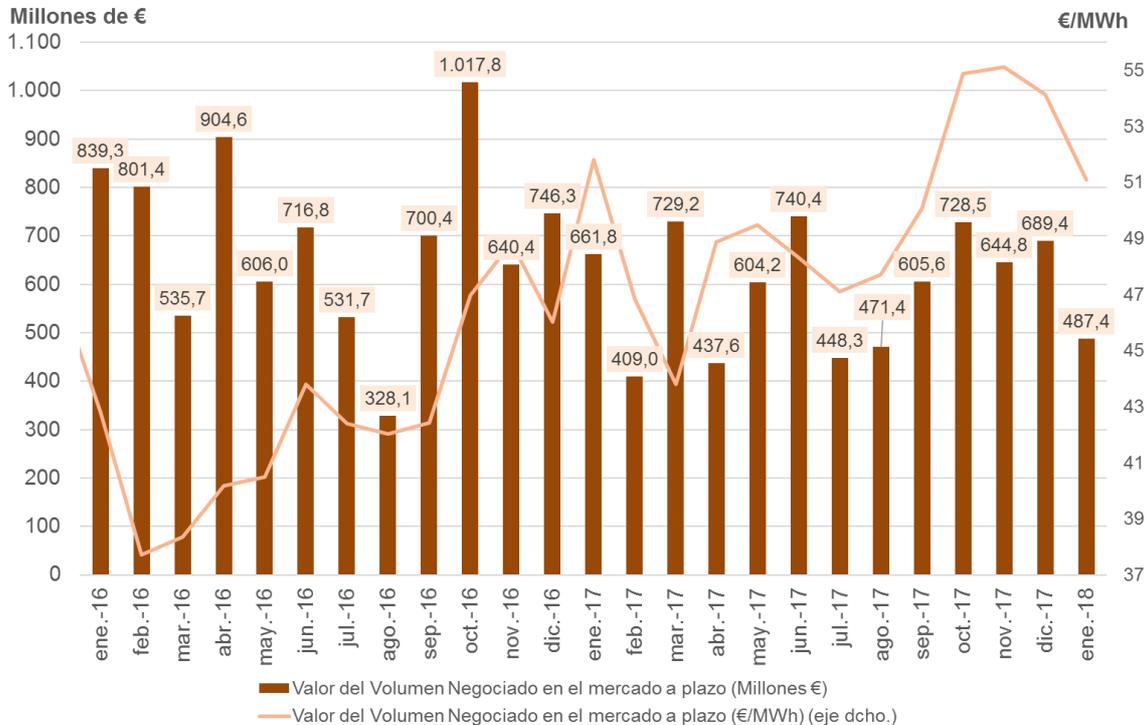
A continuación se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX²⁵– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra 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 enero de 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (9,5 TWh) fue de 487,4 millones de euros, inferior en un 29,3% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (689,4 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en enero de 2018 en dichos mercados fue 51,09 €/MWh, un 5,6% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (54,13 €/MWh) (véase Gráfico 17).

²⁵ 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: enero de 2016 a enero 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 31 de enero de 2018 la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en enero 2018²⁶ (10.804 GWh), bajo el

²⁶ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en enero de 2018: mensual ene-18, trimestral Q1-18, 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 enero de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

supuesto anterior, ascendería a 55,9 millones de €²⁷; inferior en un 46,6% (100,8 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en diciembre de 2017 negociados en dichos mercados (14.753 GWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en enero de 2018 ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 50,59 €/MWh, superior en 0,28 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (subyacente el precio spot) desde el 1 al 31 de enero de 2018 (50,31 €/MWh)²⁸. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

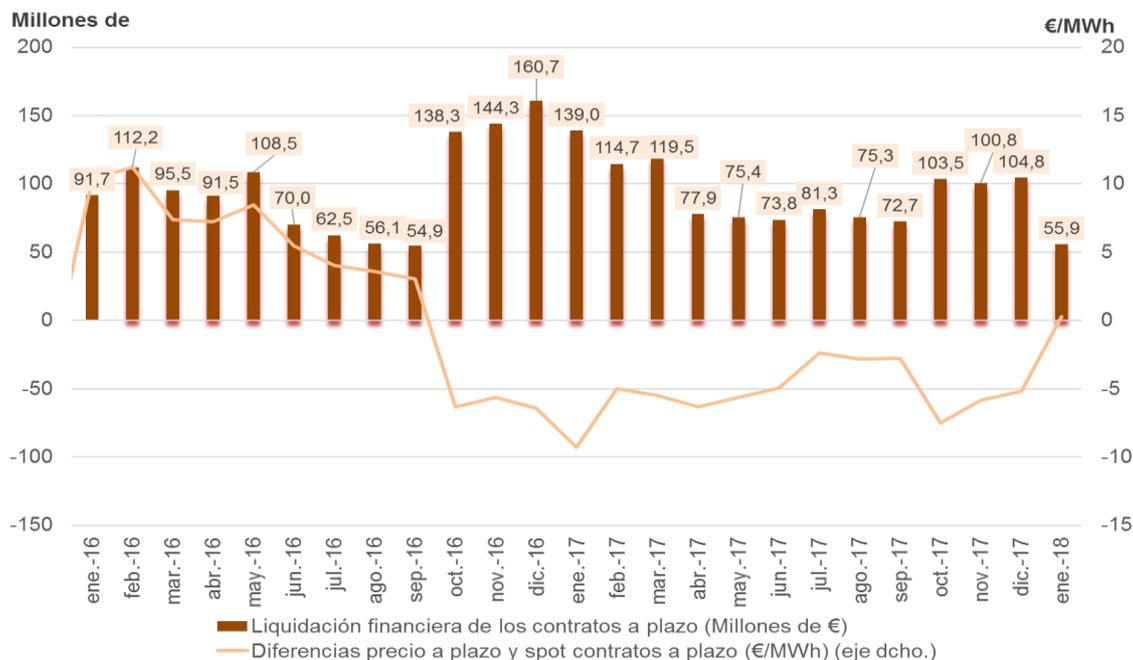
- El precio medio de los contratos que se liquidaron en todos los días del mes de enero de 2018 (mensual ene-18, trimestral Q1-18, anual YR-18), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 50,40 €/MWh, superior en 0,42 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de enero de 2018 (49,98 €/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 de 63,20 €/MWh y 39,90 €/MWh; respectivamente (véase Gráfico 19).
- El diferencial entre el precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) liquidados en enero de 2018 y el precio spot de liquidación de dichos contratos fue 0,60 €/MWh.

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en 2017, ponderado por el volumen liquidado en 2017 (172.469 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).

²⁷ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

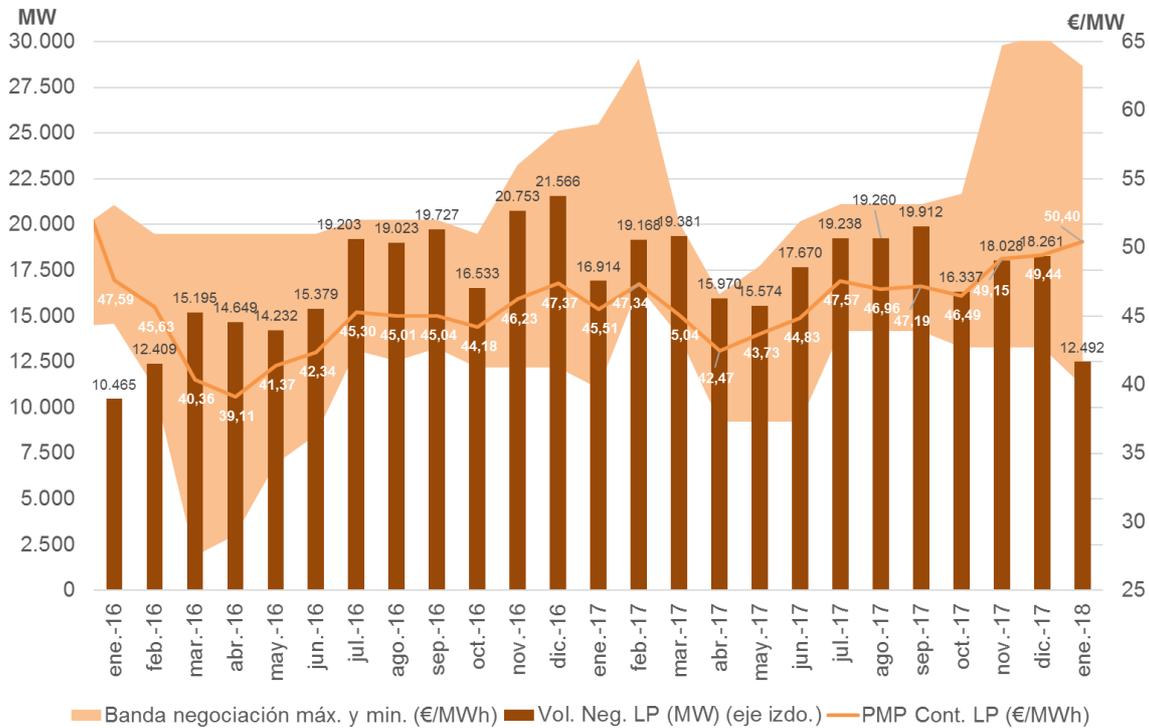
²⁸ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de enero provienen de contratos Q1-18 y anual 2018, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra los precios spot del primer trimestre de 2018 y anual 2018.

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 31 de ene. de 2018
Periodo: enero de 2016 a enero 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: enero de 2016 a enero 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 enero 2018, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en los mercados alemán y francés para todos los contratos considerados.

En enero de 2018, las cotizaciones a plazo en España disminuyeron para el contrato mensual de febrero de 2018 y para el cuarto trimestre de dicho año y aumentaron para el resto de contratos. Sin embargo, en Alemania y Francia las cotizaciones a plazo disminuyeron para todos los contratos considerados, siguiendo la tendencia descendente de los precios medios de los respectivos mercados diarios en España, Alemania y Francia (-13,7%; -4,2% y -38,4% respectivamente).

En particular en el mercado español, el mayor ascenso de precios a plazo se registró en el contrato con liquidación en el segundo trimestre de 2018 (incremento del 2,9% con respecto al mes anterior), mientras que el mayor descenso se produjo en el contrato mensual con liquidación en febrero de 2018 (-4,2% respecto al mes de diciembre). En el mercado alemán el mayor descenso se registró en la cotización del contrato mensual de marzo de 2018 (-8%), al igual que en el mercado francés (-13,3%).

A 31 de enero de 2018, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2018 se situó en el mercado español (49,25 €/MWh; +0,5% respecto al mes anterior) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (34,46 €/MWh; -7%) y de la registrada en Francia (39,42 €/MWh; -6%).

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)		
	enero-18	diciembre-17	% Variación ene. vs. dic.	enero-18	diciembre-17	% Variación ene. vs. dic.	enero-18	diciembre-17	% Variación ene. vs. dic.
feb.-18	54,15	56,55	-4,2%	40,90	44,05	-7,2%	51,00	58,55	-12,9%
mar.-18	49,03	49,03	0,0%	34,77	37,80	-8,0%	39,74	45,86	-13,3%
Q2-18	50,40	49,00	2,9%	32,41	34,85	-7,0%	33,30	36,49	-8,7%
Q3-18	53,68	52,25	2,7%	33,44	34,88	-4,1%	33,94	35,28	-3,8%
Q4-18	53,73	54,75	-1,9%	38,69	40,45	-4,4%	48,15	49,86	-3,4%
YR-19	49,25	49,00	0,5%	34,46	37,05	-7,0%	39,42	41,94	-6,0%

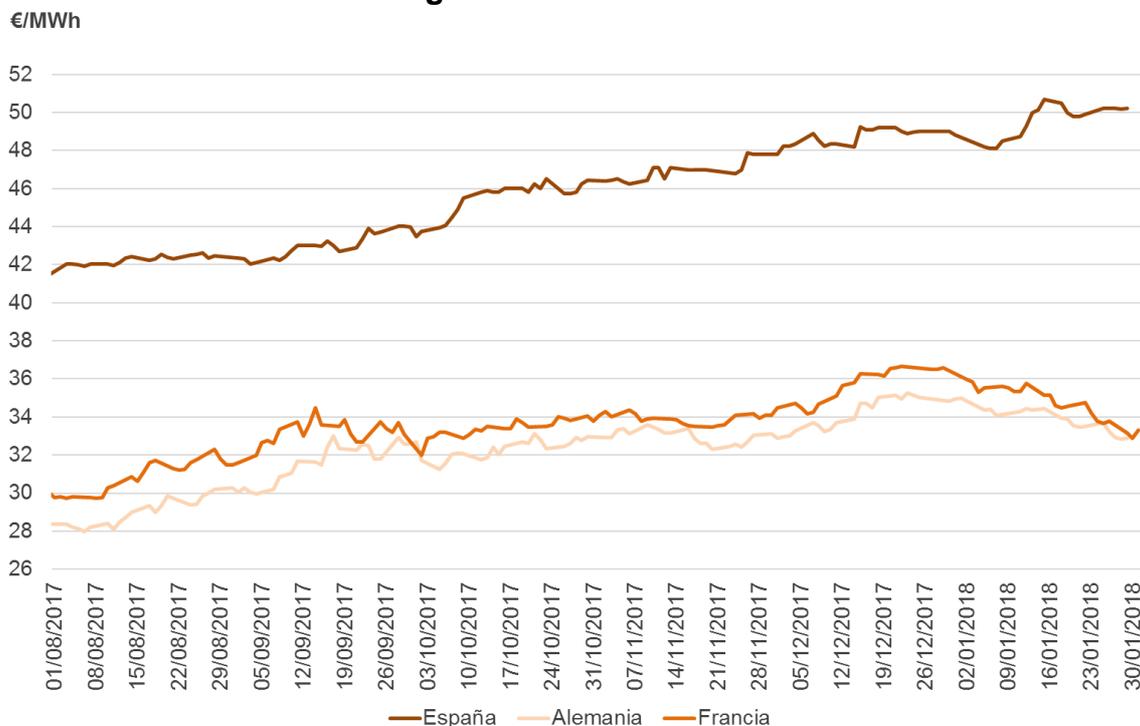
Nota: Cotizaciones de diciembre a 27/12/2017 y cotizaciones de enero a 31/01/2018.

* 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 entonces²⁹. 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.

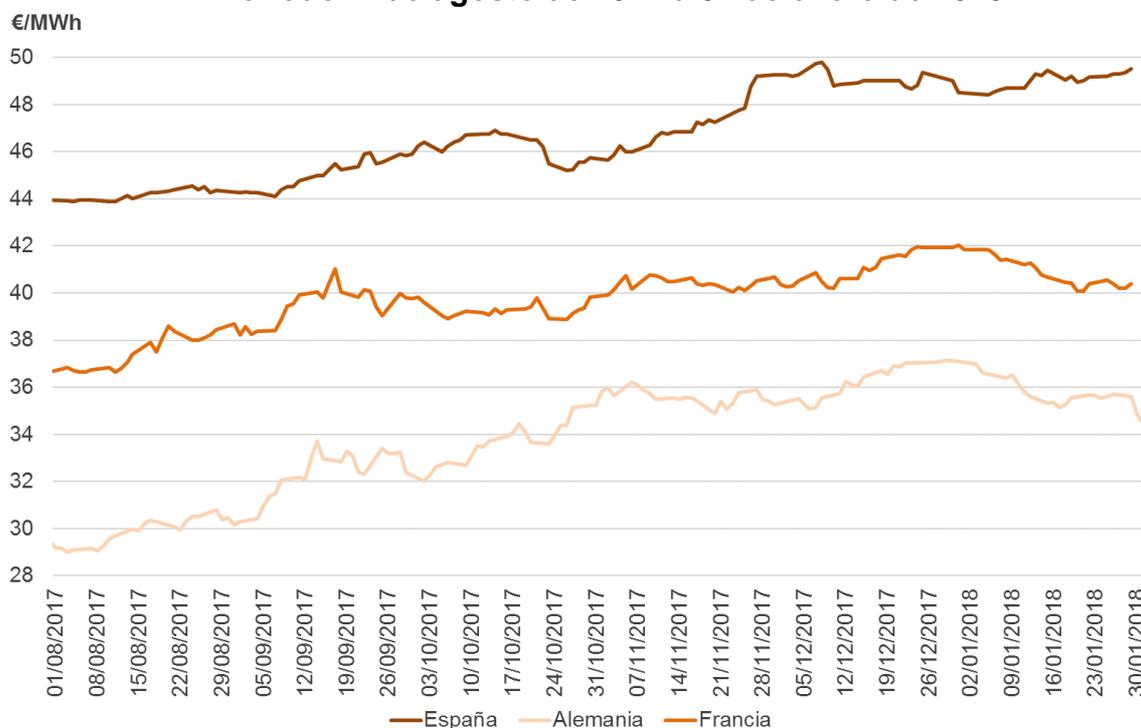
²⁹ En particular, el 18 de mayo de 2017 se acordó que el peso sería de 9 a 1 en favor del precio spot alemán.

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-18 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 agosto de 2017 a 31 de enero 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 de agosto de 2017 a 31 de enero 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 enero el precio medio del mercado diario en España, 49,98 €/MWh, disminuyó un 13,7% respecto al registrado en el mes anterior (57,94 €/MWh), situándose por encima del precio medio del mercado alemán (29,46 €/MWh, que disminuyó un 4,2% en relación al del mes anterior en dicho mercado) y del precio medio del mercado francés (34,95 €/MWh, que disminuyó un 38,4% respecto al del mes anterior en dicho mercado).

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

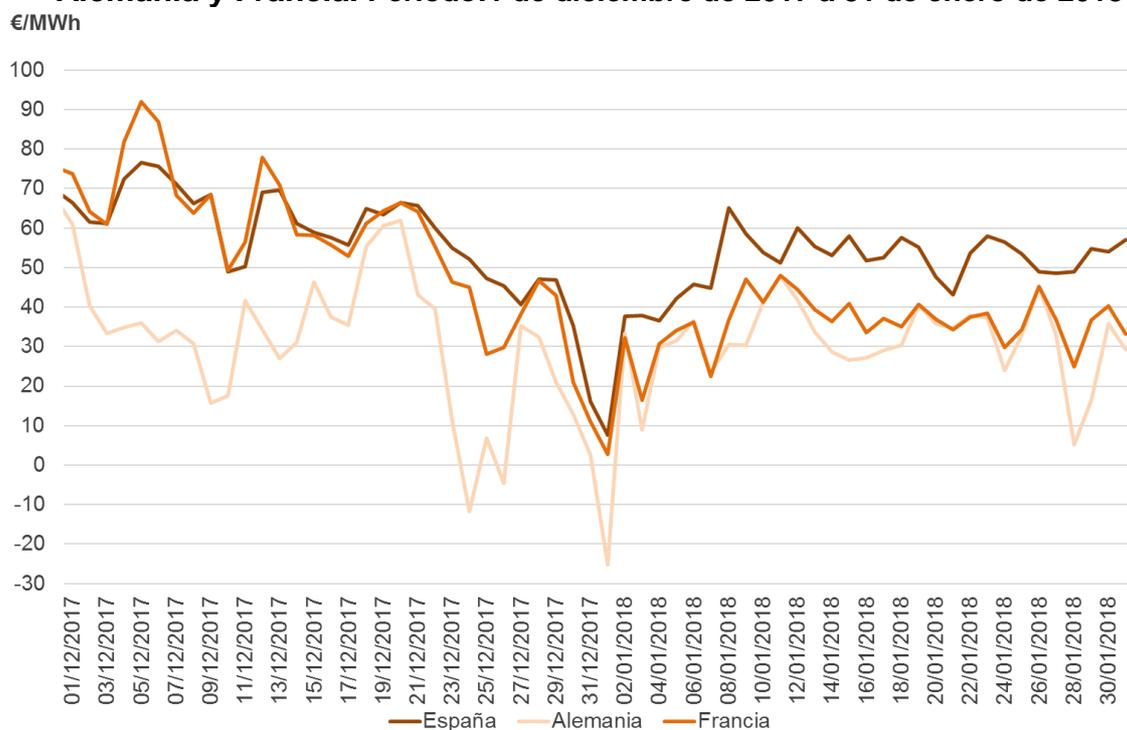
Precios medios	enero-18	diciembre-17	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	49,98	57,94	-13,7%
Alemania	29,46	30,77	-4,2%
Francia	34,95	56,77	-38,4%

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

En enero de 2018 el precio medio diario más bajo en los tres mercados considerados se registró el día 1 de enero de 2018 en Alemania (-25,30 €/MWh), mientras que el precio medio diario más alto en dichos mercados se registró el

día 8 de enero de 2018 en España (65,11 €/MWh). En el Gráfico 22 se puede observar que durante todos los días del mes de diciembre de 2017 los precios del mercado diario en Alemania se mantienen por debajo de los precios del mercado diario en Francia y en España, los cuáles se encuentran más acoplados, mientras que durante todos los días del mes de enero de 2018 son los precios del mercado diario en España los que se mantienen por encima de los precios del mercado diario en Francia y en Alemania, los cuáles se encuentran más acoplados.

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de diciembre de 2017 a 31 de enero 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 OMIClear³⁰ y en EEX-ECC³¹, por mes de

³⁰ Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP. El propio 13 de mayo se registró la primera y única transacción hasta el momento con subyacente precio spot francés en OMIP.

³¹ 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 enero de 2018, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (142.937 GWh en Alemania y 20.239 GWh en Francia) fueron 17,8 y 2,5 veces, respectivamente, superiores al

negociación. El volumen negociado en enero de 2018 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania y precio de contado en Alemania y Austria³², registrados en ambas cámaras, ascendió a 142.937 GWh (superior en un 7,5% al volumen negociado en el mes anterior, 133.022 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 20.329 GWh (un 13,5 % inferior al volumen negociado el mes anterior). Los volúmenes negociados en todos meses de 2017 de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC, ascendieron a 1.793,8 TWh y 253,7 TWh, respectivamente.

En 2017 los volúmenes negociados de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC descendieron respecto a los negociados en 2016 (-29,3% y del -41%, respectivamente), situándose en 1.793,8 TWh y 253,7 TWh, respectivamente. El descenso del volumen negociado de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo fue inferior (-28,7%).

volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (8.030 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

³² 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. El volumen negociado en septiembre de 2017 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, hace referencia a los contratos con subyacente EPEX SPOT-Phelix de Alemania y Austria que dejarán de cotizar a partir de octubre de 2018 y a los contratos con subyacente EPEX SPOT-Phelix de Alemania para los contratos con liquidación a partir de octubre de 2018.

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: enero de 2016 a enero de 2018

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
ene-16	212.511	40.733
feb-16	190.970	30.079
mar-16	163.904	32.328
abr-16	257.326	58.339
may-16	176.254	33.484
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

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 mensuales³³ con liquidación en los meses de enero de 2016 a enero de 2018 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de enero de 2018, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores positivos (+6,27 €/MWh; +10,92 €/MWh y +23,16 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en enero de 2018 registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato ascendieron a 64,88 €/MWh y 51,01 €/MWh, respectivamente. Por lo tanto, las primas de riesgo máxima y mínima (diferencias con respecto al precio medio del mercado diario que se situó en 49,98 €/MWh) registradas ascendieron a 14,90 €/MWh y 1,03 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en enero de 2018 registradas ascendieron a 46,08 €/MWh y 36,01 €/MWh, respectivamente y, por tanto, las primas de riesgo máximas y mínimas (diferencias con respecto al precio medio del mercado diario que se situó en 29,46 €/MWh) ascendieron a 16,62 €/MWh y 6,55 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en enero de 2018 registradas ascendieron a 67,57 €/MWh y 34,94 €/MWh, respectivamente. Por lo que las primas de riesgo máximas y mínimas (diferencia con respecto al precio medio del mercado diario que se situó en 34,95 €/MWh) registradas en dicho mercado ascendieron a 32,62 €/MWh y -0,01 €/MWh, respectivamente.

En promedio en 2017, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores positivos (+0,07 €/MWh; +2,18 €/MWh y +1,02 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios).

³³ 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 ene-16 a ene-18, 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	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post
ene-16	46,35	36,53	9,82	0,00	29,04	-29,04	38,05	33,60	4,45
feb-16	38,05	27,50	10,55	0,00	21,99	-21,99	33,53	25,53	8,00
mar-16	27,50	27,80	-0,30	22,59	24,29	-1,70	25,75	27,06	-1,31
abr-16	29,00	24,11	4,89	24,88	24,21	0,67	26,25	25,48	0,77
may-16	34,20	25,77	8,43	22,89	22,54	0,35	22,45	24,27	-1,82
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	0,00	52,37	-52,37	71,50	78,00	-6,50
feb-17	57,08	51,74	5,34	0,00	39,70	-39,70	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

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 enero los precios spot a plazo del petróleo y de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia ascendente con respecto al mes anterior, mientras que los precios spot y a plazo del carbón y del gas natural descendieron.

En particular con datos a 31 de enero de 2018, el precio spot y los precios de los contratos a plazo de petróleo con entrega a un mes y a doce meses se incrementaron, respecto a las del mes anterior, un 2,3%, un 3,3% y un 3,4%; respectivamente. Así, el precio spot y los precios a plazo a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de mes, en 68,09 \$/Bbl, 69,05 \$/Bbl y 65,09 \$/Bbl, respectivamente.

El precio spot y las cotizaciones de los contratos a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) con entrega en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2018 registraron descensos del 6%, 7,2%, 5,4% y 4,1% respectivamente. En concreto, el precio spot y las cotizaciones de los contratos mencionados, se situaron al

cierre de mes en 16,47 €/MWh, 14,59 €/MWh, 14,20 €/MWh y 16,68 €/MWh, respectivamente.

Por otra parte, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS) registró un descenso del 5,4%, situándose a cierre de mes en 20,84 €/MWh, al igual que el precio spot del gas natural en Francia (TRS) que contabilizó un descenso del 14,3 %, hasta situarse a cierre de mes en 17,36 €/MWh. El precio de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, disminuyó un 15,2%, situándose a cierre de mes en 21,20 €/MWh³⁴.

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con entrega en febrero, en el segundo trimestre de 2018 y en el año 2019 mostraron una tendencia descendente. En particular, los precios de estos contratos disminuyeron un 4,5%, 3,9% y un 2,9% respectivamente, hasta situarse en 90,15 €/t, 87 €/t y 82,75 €/t, respectivamente.

Los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia ascendente durante el mes de enero. Así, los precios a plazo de los derechos con vencimiento en diciembre de 2018 y en diciembre de 2019 se situaron, a cierre de mes, en 9,28 €/t CO₂ (+13,4%) y 9,33 €/t CO₂ (+13,1%), respectivamente.

³⁴ 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

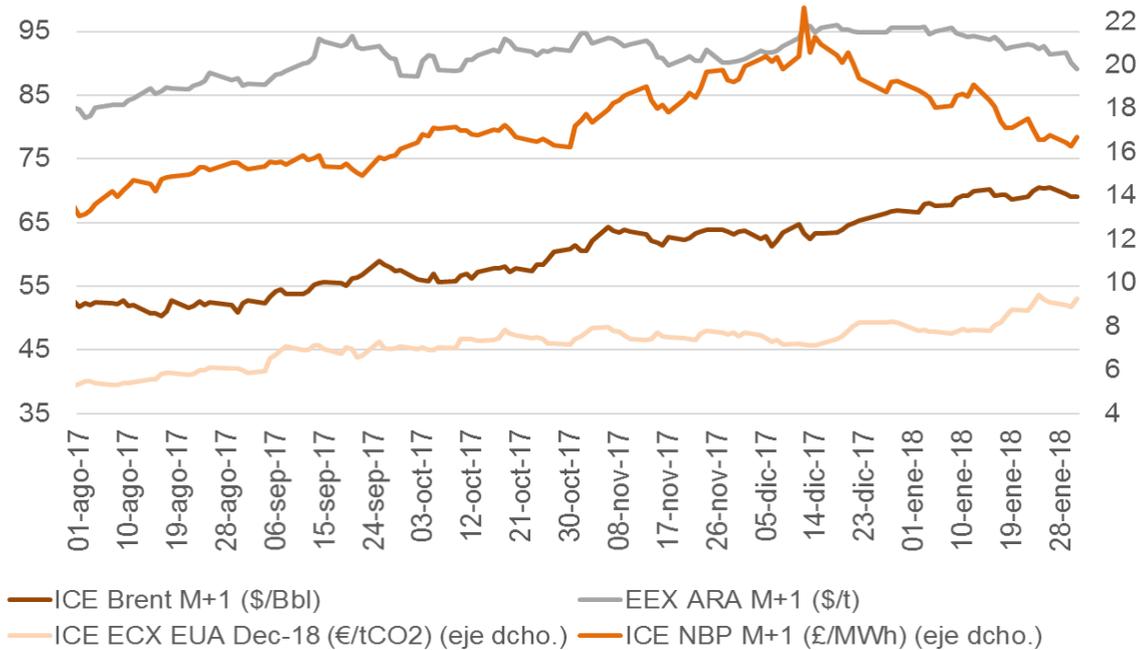
	Cotizaciones en Ene.-18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Dic.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-ene-18	Mín.	Máx.	29-dic-17	Mín.	Máx.	Ene. vs Dic.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	68,09	66,60	70,71	66,54	62,13	66,54	2,3%
Brent entrega a un mes	69,05	66,57	70,53	66,87	61,22	67,02	3,3%
Brent entrega a doce meses	65,09	62,92	66,15	62,98	59,22	63,20	3,4%
Gas natural Europa							
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	16,47	15,94	18,13	17,53	17,53	22,99	-6,0%
Gas NBP entrega Q2-18	14,59	14,23	15,92	15,73	15,26	15,80	-7,2%
Gas NBP entrega Q3-18	14,20	13,92	15,43	15,00	14,38	15,04	-5,4%
Gas NBP entrega Q4-18	16,68	16,36	17,94	17,40	16,70	17,43	-4,1%
MIBGAS, PVB-ES Y TRS en €/MWh							
MIBGAS Spot	20,84	18,80	24,50	22,02	21,95	30,15	-5,4%
PVB-ES a un mes	21,20	19,60	25,75	25,00	25,00	28,40	-15,2%
TRS Spot	17,36	17,50	20,21	20,26	18,22	27,23	-14,3%
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón EEX ARA Feb-18	90,15	90,15	95,77	94,40	88,58	94,68	-4,5%
Carbón EEX ARA Q2-18	87,00	87,00	92,05	90,55	85,55	69,55	-3,9%
Carbón EEX ARA Cal-19	82,75	82,75	87,50	85,20	79,60	66,82	-2,9%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-2018	9,28	7,66	9,46	8,18	7,11	8,21	13,4%
Dchos. emisión EUA Dic-2019	9,33	7,72	9,52	8,25	7,17	8,27	13,1%

- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Platts.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Platts, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- 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).

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

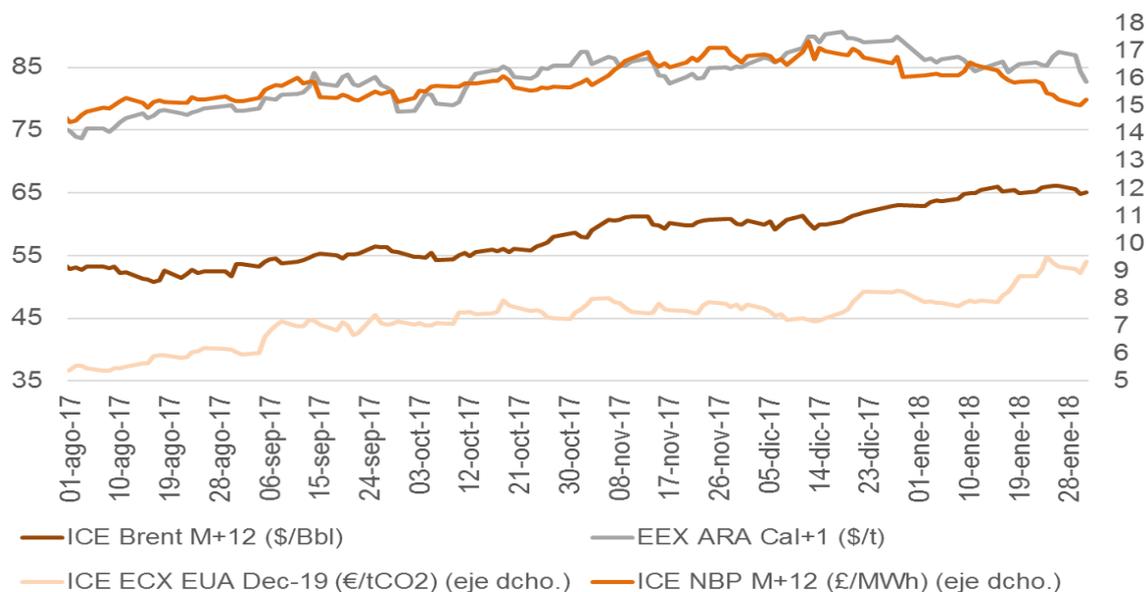
Las tendencias indicadas durante el mes de enero se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

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 agosto de 2017 a 31 de enero 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 de agosto 2017 a 31 de enero 2018



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

Al cierre del mes de enero de 2018 (31 de enero), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,25 \$/€ frente a 1,20 \$/€ al final del mes anterior. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 0,88 £/€, frente a 0,89 £/€ al final del mes anterior.

Los precios del crudo se incrementaron en enero de 2018, alcanzando los niveles de precios más altos desde mediados de 2015, debido a los recortes de producción de los miembros de la OPEP, Rusia e Irán.

Por el contrario, los precios del gas natural en Reino Unido (NBP), Francia (TRS) y España (MIBGAS) descendieron debido a la bajada de demanda provocada por la previsión de temperaturas cálidas durante los meses de febrero, marzo y abril, así como la recuperación de las reservas hidroeléctricas, el retorno de la producción nuclear en Francia y por una oferta de gas elevada procedente de Noruega y Rusia. Los altos precios del carbón europeo han permitido que los precios del carbón de origen estadounidense sean competitivos, lo que ha provocado un incremento de su oferta en Europa y, por tanto, un descenso en las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA.

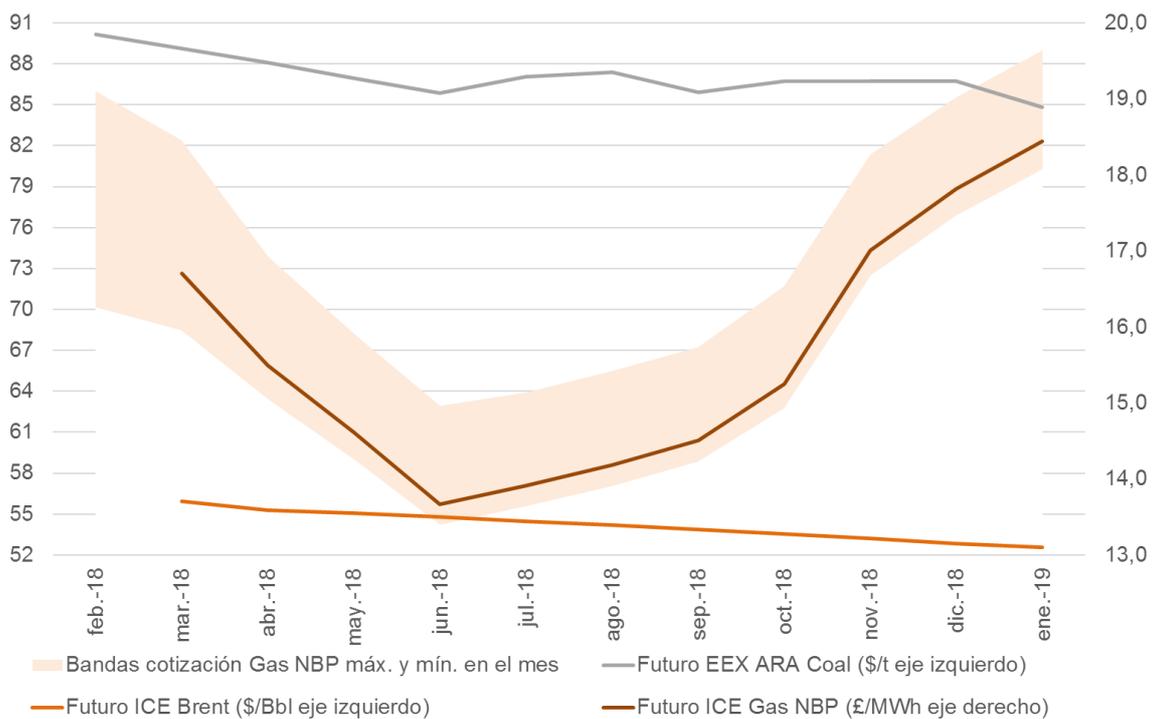
Al cierre del mes de enero (31 de enero de 2018), la curva a plazo del Brent muestra una tendencia descendente a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25). Por su parte, la curva a plazo del gas natural (NBP) muestra

una tendencia descendente hasta junio de 2018, con un cambio de tendencia a partir de julio de 2018 que se mantiene hasta enero 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 enero. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 1,77 €/MWh (1,34 €/MWh en el mes anterior).

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA muestra una curva a plazo, en general, descendente, oscilando al cierre del mes de enero de 2018 entre un máximo de 90,15 \$/t, para febrero de 2018, y un mínimo de 84,83 \$/t, para el año 2019.

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles, a 31 de enero de 2018 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)



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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

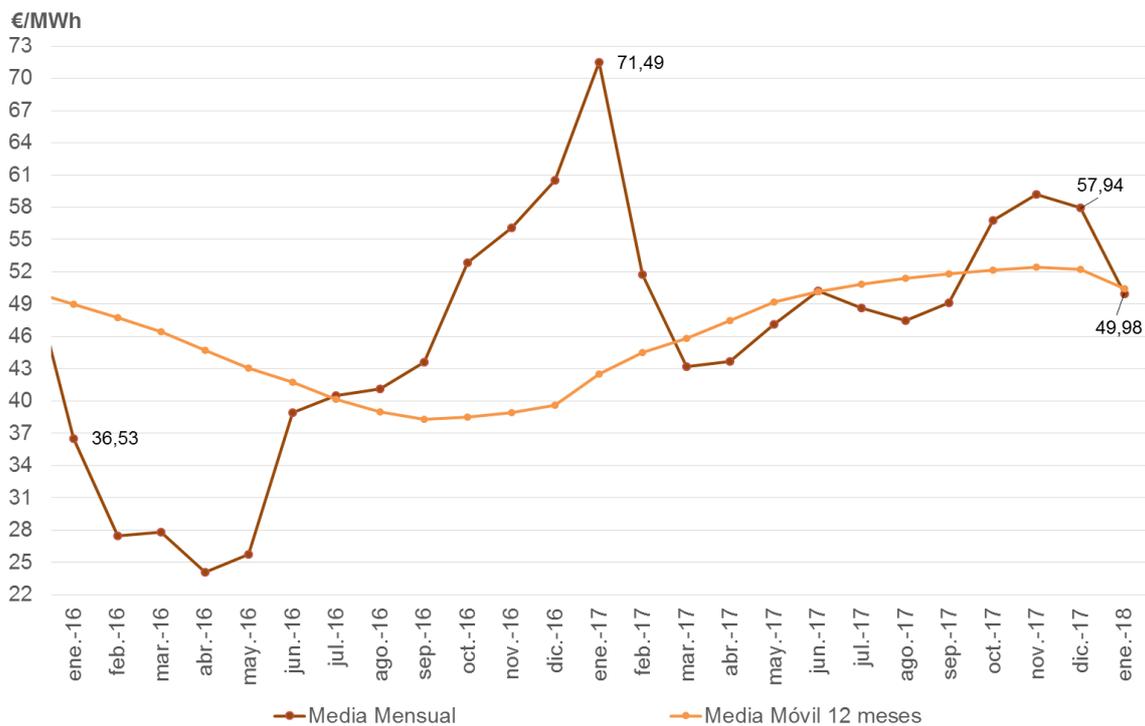
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-18 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

[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 enero de 2016 y enero de 2018. En el mes de enero de 2018 el precio spot medio mensual se situó en 49,98 €/MWh³⁵, un 13,7% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (57,94 €/MWh), y un 30,1% inferior al precio spot medio registrado en enero de 2017 (71,49 €/MWh).

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



Fuente: OMIE.

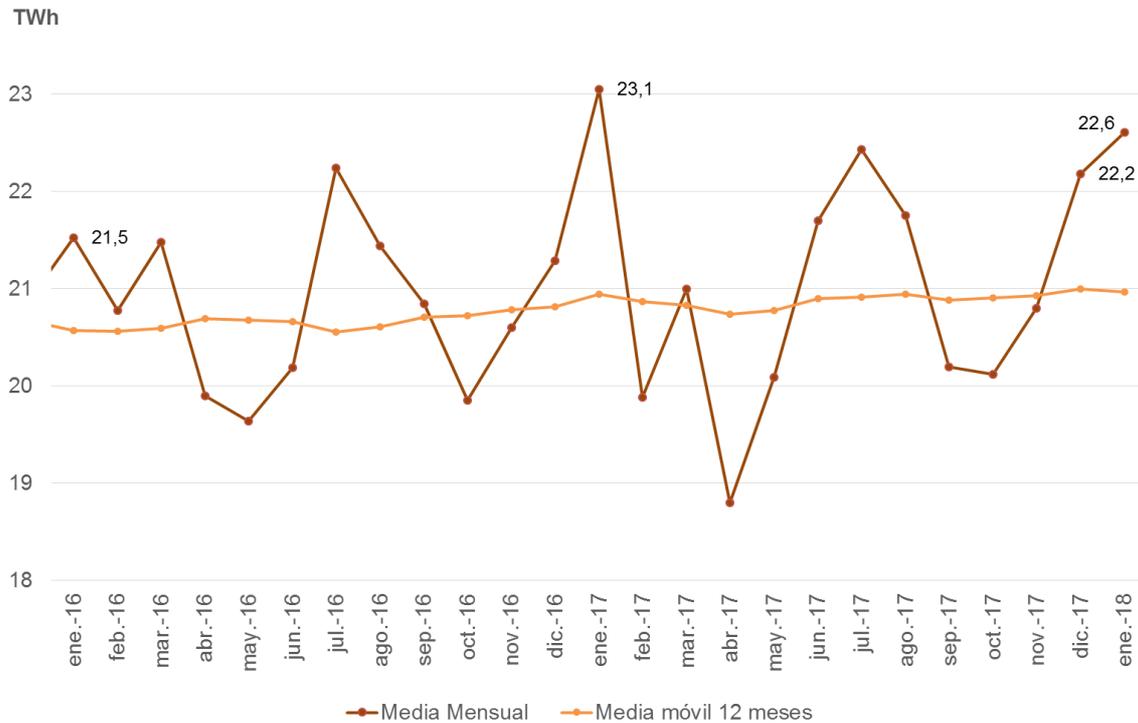
En el Gráfico 27 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

En el mes de enero, la demanda se cifró en 22,6 TWh, un 1,9% superior al valor registrado en el mes anterior (22,2 TWh), y un 1,9% inferior a la demanda del

³⁵ En enero de 2018 el precio spot medio portugués se situó en 51,63 €/MWh. En enero 2018 ha existido un precio diferente en 109 horas de un total de 744 horas (14,7% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio positivo de 13,19 €/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).

mismo mes del año anterior (23,1 TWh en enero de 2017). En el mes de enero de 2018, la demanda fue un 7,8% superior a la media móvil anual (21 TWh).

Gráfico 27. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: enero de 2016 a enero 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 enero y diciembre de 2017 y enero de 2018 y para el conjunto del año 2017.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de enero de 2018 destacó, con respecto al mes anterior, el incremento de la generación hidráulica (2,39 TWh en enero frente a 1,49 TWh en diciembre; lo que significa un incremento de un 60,2%). Por el contrario, la generación de centrales térmicas convencionales descendió, un 27,1% la de las centrales de carbón y un 25,7% la generación de los ciclos combinados, respecto al mes de diciembre (en conjunto de 7,24 TWh en diciembre a 5,32 TWh en enero).

Por tanto, el descenso del precio de mercado spot en el mes de enero (-7,96 €/MWh respecto al registrado en diciembre) se debió principalmente al incremento de la generación hidráulica. Asimismo, cabe destacar que el descenso del precio en enero 2018 con respecto al del mismo mes del año anterior (30,1%) se debió principalmente al descenso de la demanda en enero 2018 respecto a la del mismo mes de año anterior (-1,9%).

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

	ene-18	dic-17	ene-17	% Var. ene-18 vs. dic-17	% Var. ene-18 vs. ene-17	2017	2017 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,39	1,49	2,32	60,2%	3,0%	19,97	7,9%
Nuclear	5,09	5,04	5,28	1,1%	-3,6%	55,65	22,1%
Carbón	3,03	4,15	5,18	-27,1%	-41,5%	42,63	16,9%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	2,29	3,09	2,94	-25,7%	-22,0%	33,95	13,5%
Eólica	5,33	5,76	4,78	-7,4%	11,4%	47,28	18,8%
Solar fotovoltaica	0,41	0,39	0,43	4,6%	-4,9%	8,05	3,2%
Solar térmica	0,13	0,14	0,15	-10,5%	-12,9%	5,59	2,2%
Otras renovables ⁽²⁾	0,30	0,32	0,34	-6,2%	-9,8%	3,73	1,5%
Cogeneración	2,48	2,48	2,43	-0,2%	2,1%	27,48	10,9%
Residuos	0,29	0,29	0,29	1,7%	1,7%	3,24	1,3%
Total Generación	21,73	23,16	24,12	-6,2%	-9,9%	247,52	98,2%
Consumo en bombeo	-0,38	-0,54	-0,44	-29,5%	-13,6%	-3,46	-1,4%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,09	-0,09	-0,10	-7,5%	-13,1%	-1,18	-0,5%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	1,34	-0,35	-0,53	-481,8%	-353,6%	9,13	3,6%
Total Demanda transporte	22,61	22,19	23,05	1,9%	-1,9%	252,02	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.

