



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



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

21 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 igual o superior 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	14
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	18
2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	19
3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	27
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	27
3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	28
4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	31
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	32
4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	38
4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	39
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-19 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	46
4.5. Análisis de los precios spot en España	46

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 igual o superior 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 igual o superior al mes

El precio medio del mercado de contado en el mes de diciembre de 2018 se mantuvo en niveles similares a los del mes anterior, situándose en 61,81 €/MWh frente a 61,97 €/MWh en el mes de noviembre (descenso del 0,3%).

Las cotizaciones de los contratos a plazo analizados mostraron una evolución ascendente, con la excepción del contrato mensual con liquidación en febrero de 2019 y del contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre de 2019 que disminuyeron respecto al mes de noviembre, registrando un cambio en la tendencia ascendente del mes anterior.

El mayor incremento de precios respecto al mes de noviembre² correspondió al contrato anual con liquidación en 2020 (+4,2%; 56,50 €/MWh a cierre de mes) y al contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2019 (+3,9%; 59,25 €/MWh a 31 de diciembre). Por su parte, la cotización que más descendió respecto al mes anterior fue la del contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre de 2019 (-3,2%; 61,00 €/MWh a cierre de mes).

A 31 de diciembre, solo los precios del contrato mensual con entrega en marzo de 2019, del contrato trimestral Q2-19 y del contrato anual con entrega en 2020, permanecieron por debajo de los 60 €/MWh.

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: 30 de noviembre de 2018 frente a 31 de diciembre de 2018 (28 de diciembre de 2018 para los contratos Q1-19 y YR-19).

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE DICIEMBRE DE 2018				MES DE NOVIEMBRE DE 2018				% Δ Últ. Cotiz. dic-18 vs. nov-18
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Jan-19	63,98	65,85	63,10	63,99	63,60	65,40	62,70	63,88	0,6%
FTB M Feb-19	63,13	65,05	62,70	63,71	64,17	64,18	60,46	62,65	-1,6%
FTB M Mar-19	57,60	59,83	55,37	57,87	56,84	60,73	56,25	58,16	1,3%
FTB Q1-19	61,60 (*)	63,10	60,35	61,81	61,45	63,25	60,40	61,53	0,2%
FTB Q2-19	59,25	60,00	56,80	58,53	57,00	57,88	56,13	56,90	3,9%
FTB Q3-19	61,00	63,28	60,96	62,12	63,00	64,14	59,39	62,68	-3,2%
FTB Q4-19	66,04	66,92	61,97	64,81	64,10	64,11	61,46	63,34	3,0%
FTB YR-19	61,90 (*)	63,20	60,31	61,82	61,40	62,00	59,80	61,12	0,8%
FTB YR-20	56,50	56,65	53,71	55,16	54,20	54,70	53,25	53,90	4,2%

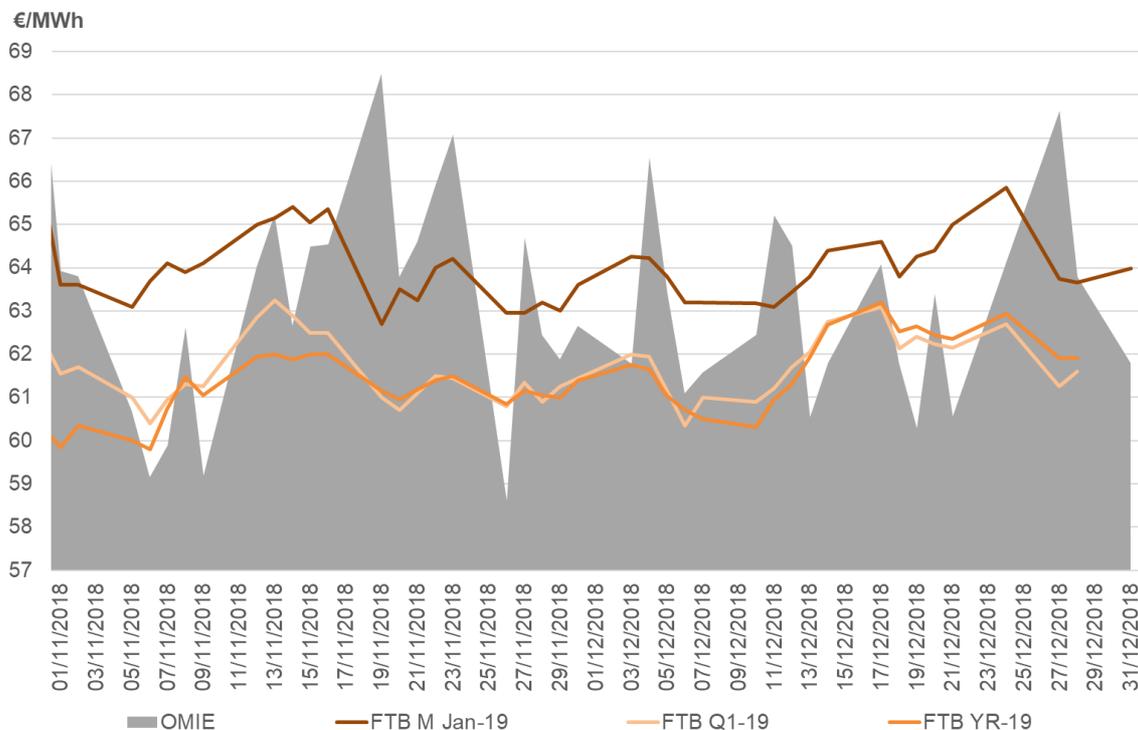
(*) Cotizaciones a 28/12/2018

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2018 y últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2018 (28 de diciembre de 2018 para los contratos Q1-19 y YR-19).

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

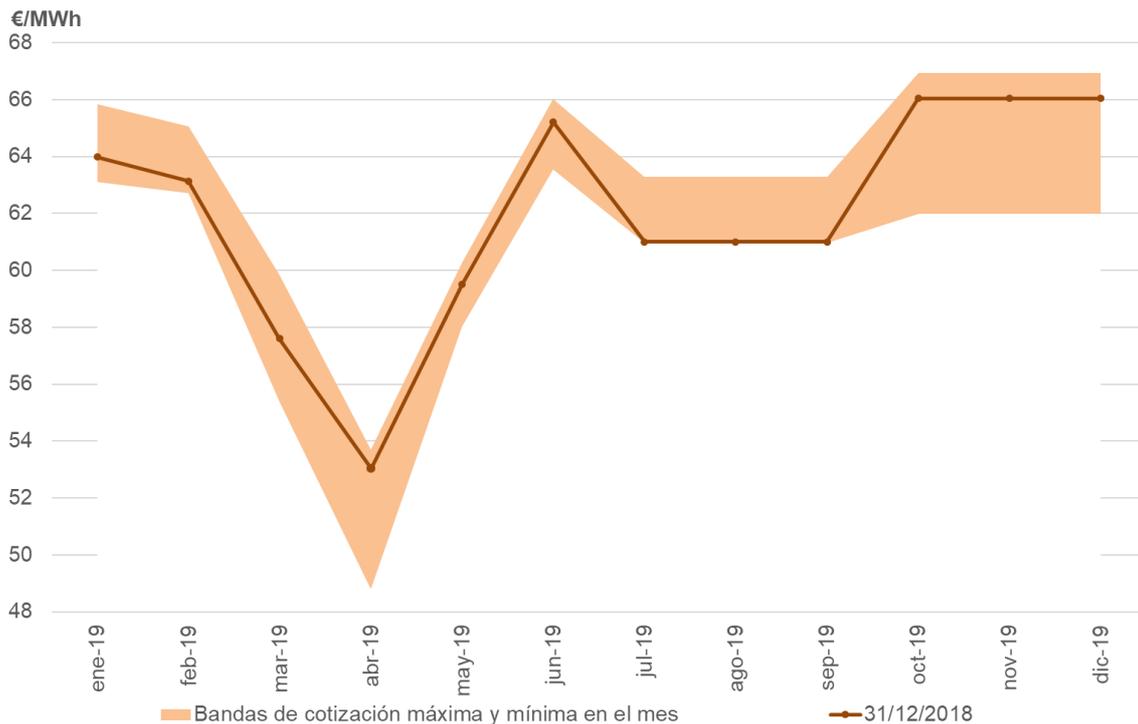
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 de noviembre a 31 de diciembre de 2018



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 diciembre de 2018. A 31 de diciembre, la curva presenta una tendencia descendente (curva en “backwardation”³) entre el mes de enero (63,98 €/MWh) y el mes de abril (53,02 €/MWh). A partir de ahí (excepto en el tercer trimestre de 2019), la tendencia es ascendente (curva en “contango”⁴), alcanzándose un precio de 66,04 €/MWh en el cuarto trimestre de 2019.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de diciembre, el precio medio del mercado diario (61,81 €/MWh) fue inferior en un 0,3% al registrado en el mes anterior (61,97 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en diciembre de 2018 (30 de noviembre de 2018) anticipaba un precio medio del mercado diario de 60,95 €/MWh para dicho mes, un 1,4% inferior al precio spot finalmente registrado (61,81 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP⁵, se alcanzaron respectivamente el 10 de septiembre de 2018 (máxima de 78,79 €/MWh) y el 30

³ Curva a plazo en “backwardation”: cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

⁴ Curva a plazo en “contango”: cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

⁵ Del 1 de junio a 30 de noviembre de 2018.

de noviembre de 2018 (mínima de 60,95 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 17,84 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post⁶ del contrato mensual de diciembre fueron negativas únicamente los días 6, 28, 29 y 30 de noviembre, de forma que las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) únicamente esos cuatro días señalados de noviembre. Para el resto del periodo de vencimiento del contrato mensual de diciembre, las posiciones vendedoras (compradoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas).

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2018 en OMIP vs. precio spot de diciembre de 2018. Periodo del 1 de junio de 2018 a 30 de noviembre de 2018



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en enero de 2019, con datos a 31 de diciembre, anticipa un precio medio del mercado diario de 63,98 €/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 diciembre de 2018 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot

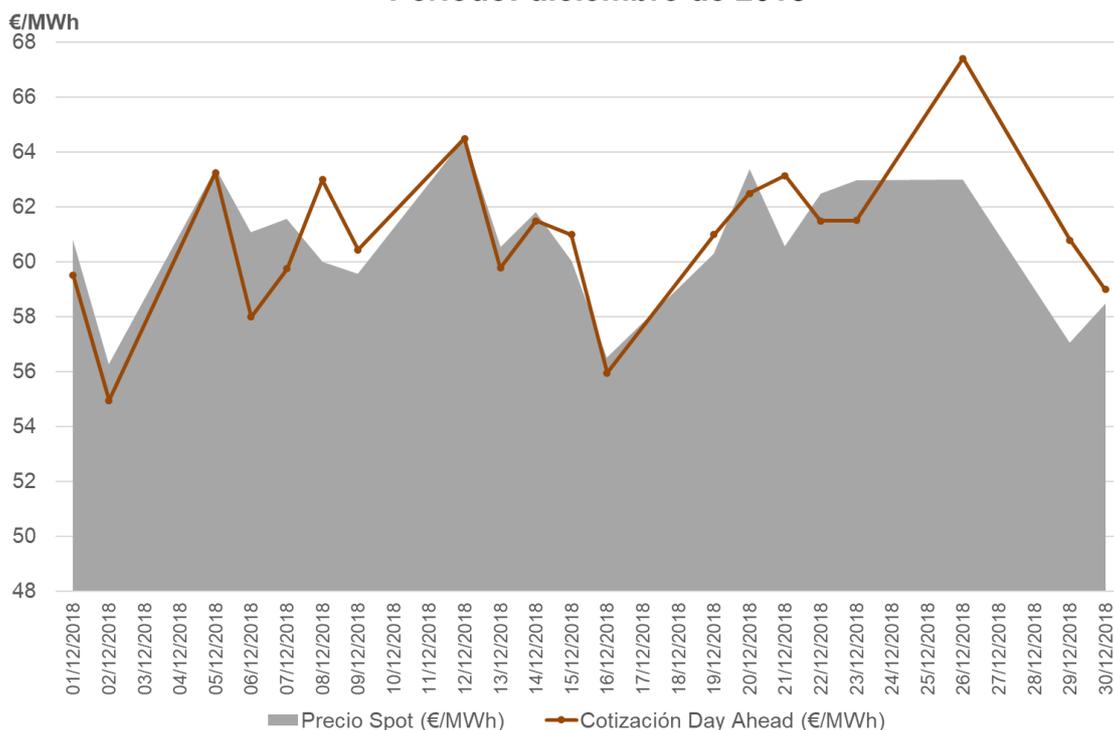
⁶ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2018 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en diciembre de 2018.

(véase Gráfico 4), con algunas diferencias en días muy concretos. En particular, la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en diciembre de 2018 (60,93 €/MWh) fue superior al precio medio diario del mercado de contado en diciembre de 2018 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁷) que se situó en 60,72 €/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 diciembre de 2018 fue positiva (0,21 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con beneficios (pérdidas).

En el mes de diciembre de 2018, la máxima prima de riesgo ex post⁸ de los contratos *day-ahead* se registró el día 26 (4,43 €/MWh).

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

⁷ 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.

⁸ 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 EEX⁹– 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 noviembre y diciembre de 2018¹⁰.

En el mes de diciembre de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 17,3 TWh, un 19,2% superior al volumen negociado en el mes anterior (14,5 TWh), y un 35,7% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (12,7 TWh). Para el conjunto del año 2018, el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX ascendió a 160,1 TWh, lo que supone un 11,3% superior al volumen negociado en dichos mercados en el año 2017 (143,8 TWh).

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) representó, en diciembre de 2018, el 5,3% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 4,8% de noviembre de 2018. En

⁹ 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.

¹⁰ 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.

el año 2018, el volumen negociado en los mercados organizados (OMIP y EEX) se situó en 11,8 TWh, un 13,5% inferior al valor negociado en estos mercados en 2017 (13,7 TWh). El volumen negociado en los mercados organizados (OMIP y EEX) en 2018 supuso el 7,4% del volumen total negociado en los mercados a plazo, frente a un porcentaje del 9,5% registrado en 2017.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en diciembre de 2018 (17,3 TWh) representó el 81,5% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (21,2 TWh¹¹). En el año 2018 el volumen total negociado en los mercados a plazo representó el 63,1% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (253,7 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).

En el mes de diciembre de 2018, el volumen 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, mercado de derivados de EEX¹²) se situó en 16,4 TWh (un 17,3% superior al volumen registrado el mes anterior). En el año 2018, el porcentaje de volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs fue del 84,4% del volumen negociado en los mercados OTC. En 2017, dicho porcentaje ascendió al 72,5%.

¹¹ En diciembre de 2017, el volumen total negociado en los mercados a plazo (12,7 TWh) representó el 57,4% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (22,8 TWh).

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.

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 febrero 2018	Mes anterior enero 2018	% Variación	Total 2018	Total 2017	2018 %	2017 %
OMIP	414	559	-25,9%	6.000	7.657	3,7%	5,3%
EEX	510	132	284,6%	5.812	6.000	3,6%	4,2%
OTC	16.360	13.810	18,5%	148.261	130.172	92,6%	90,5%
OTC registrado y compensado**:	16.364	13.949	17,3%	125.067	94.359	78,1%	65,6%
<i>OMIClear</i>	1.658	1.235	34,2%	12.076	15.463	7,5%	10,8%
<i>BME Clearing</i>	1.145	1.641	-30,2%	12.343	17.951	7,7%	12,5%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	13.561	11.072	22,5%	100.648	60.945	62,9%	42,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	17.283	14.501	19,2%	160.073	143.829	100%	100%

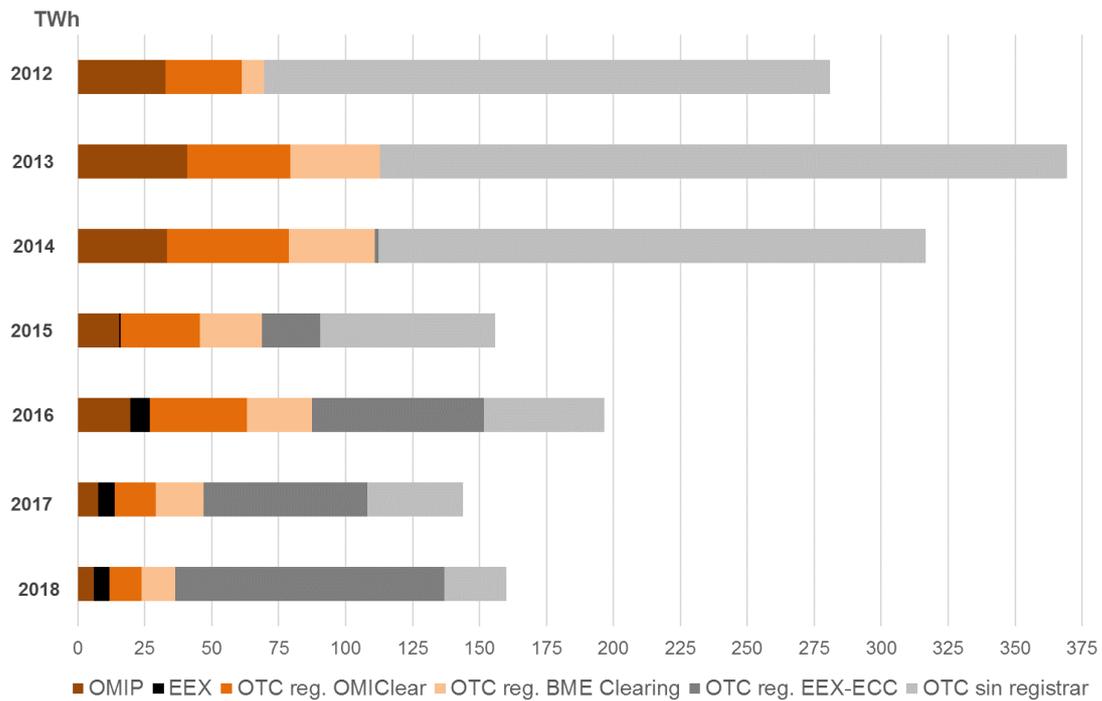
*Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** En los meses de noviembre y diciembre, el volumen registrado en las Cámaras de Compensación (CCPs) es superior a la estimación del volumen negociado en OTC debido a que el volumen registrado incorporaría transacciones bilaterales negociadas directamente entre las contrapartes y no a través del mercado OTC, por lo que no se contabilizan en el volumen de dicho mercado si no han sido comunicadas a la CNMC. Debe tenerse en cuenta que dichas operaciones bilaterales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo quieren. Esto mismo ocurriría con las transacciones privadas y confidenciales (P&C), que no hubieran sido remitidas a la CNMC, aunque las mismas podrían estar siendo objeto de registro en las CCPs por sus contrapartes.

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 diciembre 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.

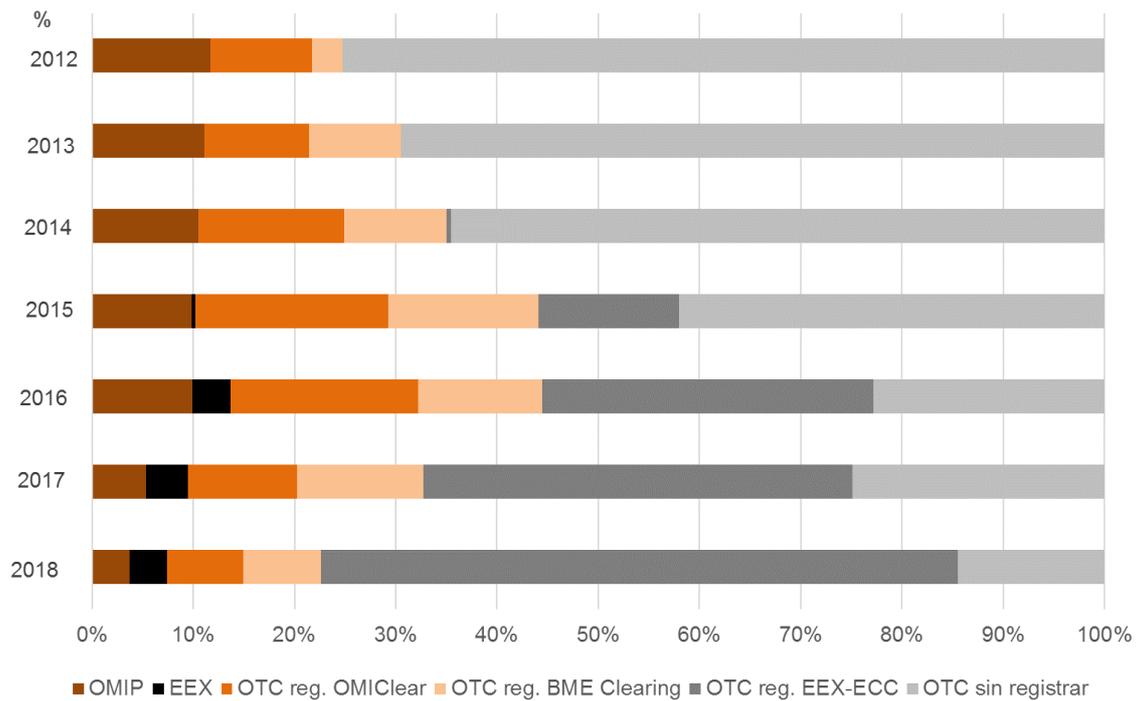
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2012 a diciembre de 2018



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 el gráfico anterior, expresada en términos porcentuales. En 2018, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 125,1 TWh, lo que representa el 84,4% del volumen negociado en el mercado OTC (148,2 TWh).

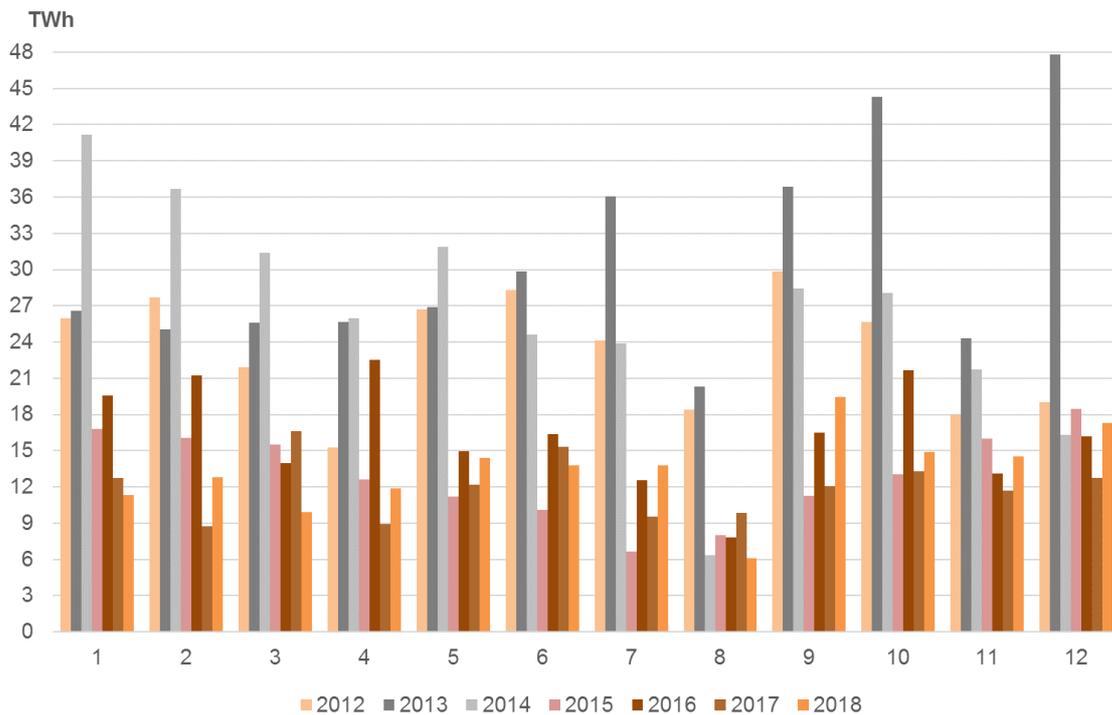
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2012 a diciembre de 2018



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 diciembre de 2018. En el mes de diciembre de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 17,3 TWh, un 35,7% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (12,7 TWh en diciembre de 2017).

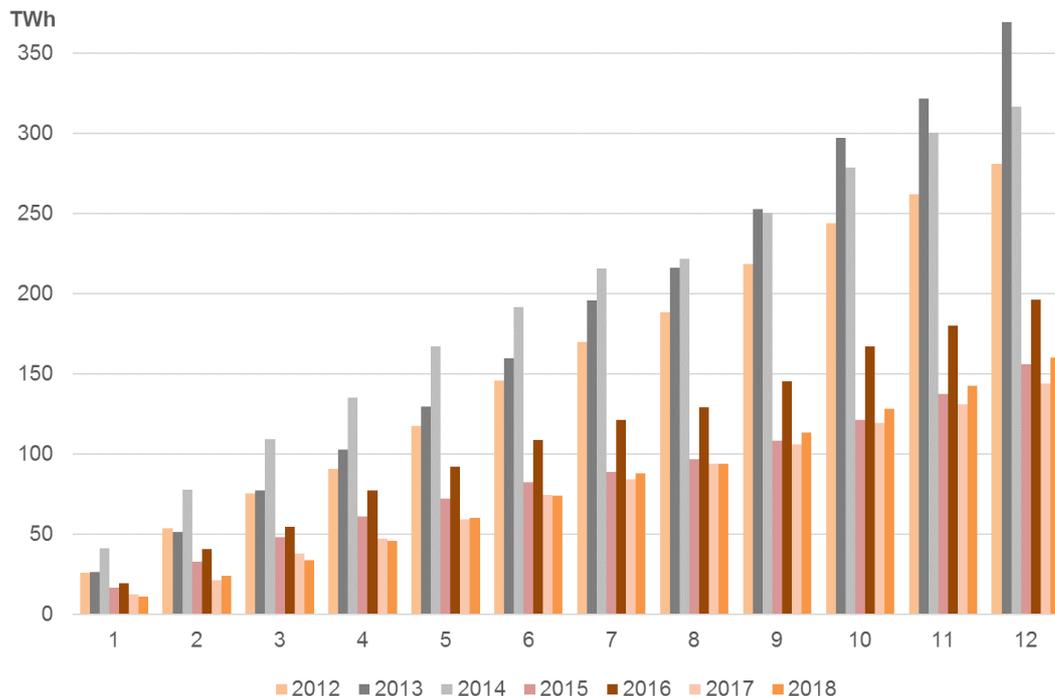
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a diciembre de 2018



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. De enero a diciembre de 2018, el volumen de negociación acumulado en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en 160,1 TWh, un 11,3% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo periodo del año anterior (143,8 TWh).

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a diciembre 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 noviembre y diciembre 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 diciembre de 2016 y diciembre 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 diciembre 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 95,5% (16,5 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue inferior (94,6%)¹³.

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 4,5% (0,8 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación superior (5,4%), con el mismo volumen de negociación (0,8 TWh)¹⁴. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en diciembre a 1.051 MW (3,7% de la demanda horaria media de dicho mes, 25.507 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en diciembre fue el contrato con liquidación semanal con el 48,9% (0,4 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (0,8 TWh)¹⁵, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 37,1% (0,3 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En diciembre de 2018 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 59,5% (9,8 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (16,5 TWh)¹⁶. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 32,1% (5,3 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 diciembre ascendió a 5,4 TWh (55,2% 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 2,8 TWh (28,1% de los contratos anuales negociados) y el correspondiente al contrato con liquidación a tres años vista (Cal+3), se situó en 0,5 TWh (5,4% de los contratos anuales negociados). El volumen total de contratos anuales negociados con liquidación a cuatro (Cal+4), cinco (Cal+5) y seis (Cal+6) años vista fue de 1,1 TWh. En el mes de diciembre, no se han negociado contratos con liquidación posterior a 2024.

Para el conjunto del año 2018, el volumen negociado de contratos con periodo de liquidación igual o superior al mes ascendió a 148,3 TWh (92,7% del volumen

¹³ En diciembre de 2017 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 90,8% (11,6 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

¹⁴ En diciembre 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 9,2 % (1,2 TWh).

¹⁵ En el mes de noviembre de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (54%; 0,4 TWh).

¹⁶ En el mes de noviembre de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue superior (72,5%; 9,9 TWh).

total negociado en dicho año), un 15,2% superior al volumen de contratos a largo plazo negociados en 2017. Por su parte, el volumen de contratos a corto plazo (horizonte de liquidación inferior al mes) ascendió, en 2018 a 11,7 TWh, un 22,1% inferior al volumen de contratos negociados a corto plazo en todo el año 2017.

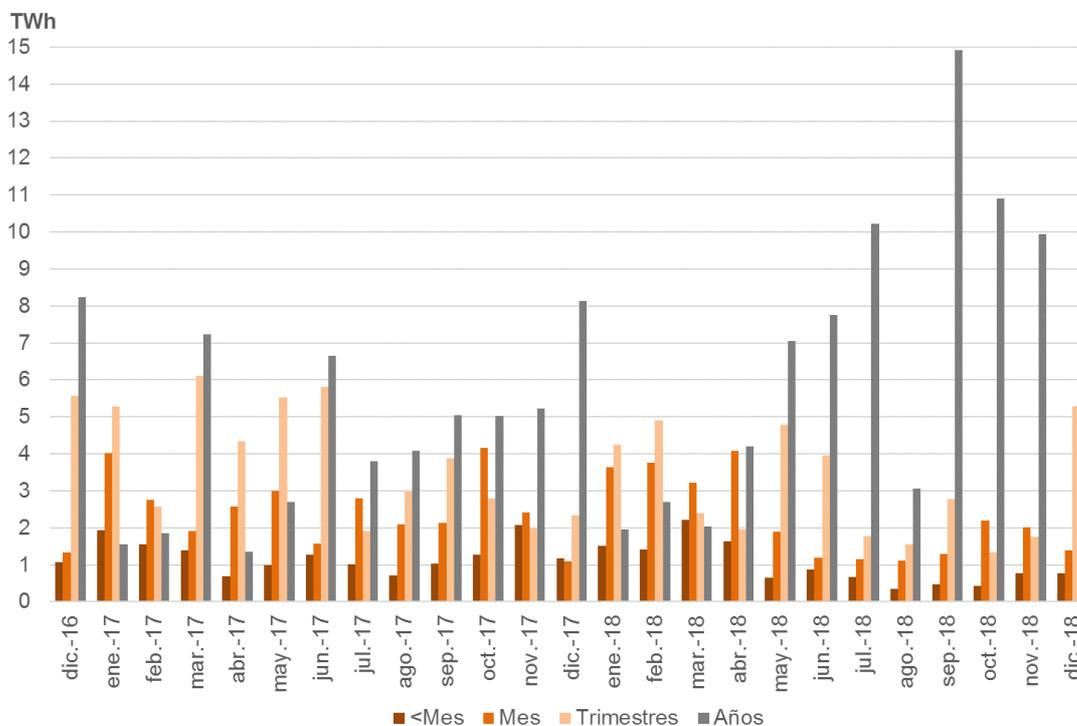
Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)

Tipo de contrato	Mes actual diciembre-18	Mes anterior noviembre-18	% Variación	Total 2018	% Total 2018	Total 2017	% Total 2017
Diario	290	276	5,0%	5.716	48,7%	7.494	49,7%
Fin de semana	109	83	31,1%	1.265	10,8%	1.340	8,9%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	28	0,44%
Semana	382	422	-9,4%	4.764	40,6%	6.222	41,2%
Balance de mes	0	0	-	3	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	782	782	0,0%	11.748	7,3%	15.084	10,5%
Mensual	1.395	2.009	-30,6%	26.983	18,2%	30.541	23,7%
Trimestral	5.296	1.753	202,2%	36.753	24,8%	45.547	35,4%
Balance de Año	0	9	-	9	0,0%	0	0,0%
Anual	9.811	9.949	-1,4%	84.581	57,0%	52.657	40,9%
Total Largo Plazo	16.502	13.720	20,3%	148.326	92,7%	128.745	89,5%
Total	17.283	14.501	19,2%	160.074	100%	143.829	100%

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

En el conjunto del año 2018, los contratos más negociados fueron el anual, el trimestral y el mensual, con una participación del 52,8%, 23% y 16,9%, respectivamente, sobre el volumen total negociado en 2018.

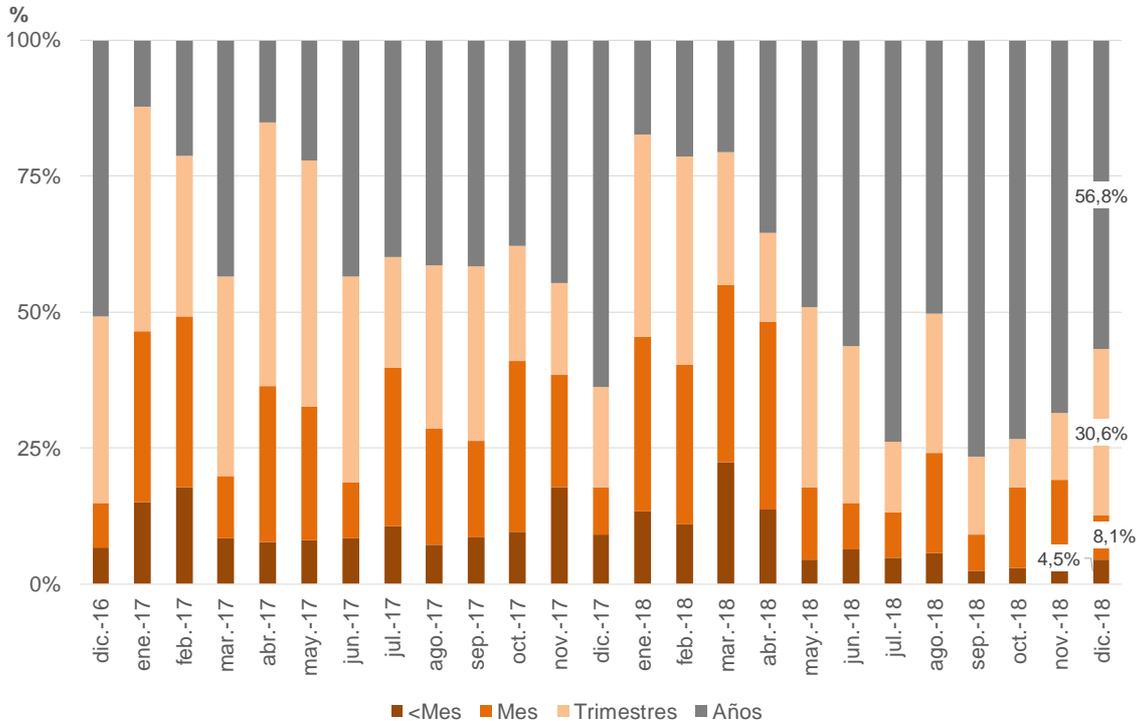
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: diciembre de 2016 a diciembre de 2018**



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: Igual o superior 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: diciembre 2016 a diciembre 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: Igual o superior a 1 año.

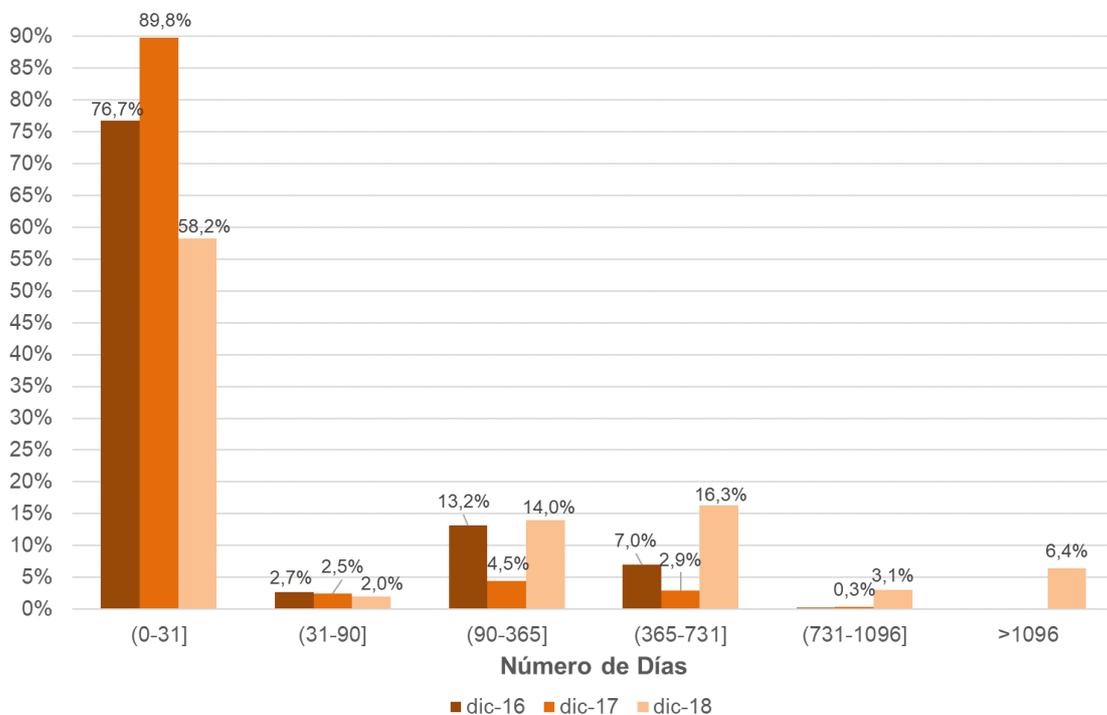
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 diciembre de 2018, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos cuya liquidación comienza en 2019, con el 58,2% del total negociado en el mes de diciembre; y en contratos que se liquidan en 2020 (contrato anual con liquidación en 2020), con el 16,3% del total negociado, seguido de los contratos con liquidación en los tres últimos trimestres de 2019, con el 14% del volumen negociado (véase Gráfico 11).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a tres años vista (Cal+3) alcanzó 0,5 TWh (3,1% del volumen total negociado en dicho mes). El volumen de contratos con liquidación posterior a 2022 ascendió a 1,1 TWh (6,4% del volumen total contratado). En particular, se negociaron contratos anuales con liquidación hasta 2024 (Cal+6).

Gráfico 11. Volumen negociado en diciembre (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 diciembre de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en diciembre de 2018¹⁷ se situó en torno a 11.752 GWh, un 7,1 % superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2018 (10.736 GWh), y un 20,3% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en diciembre de 2017 (14.753 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en diciembre de 2018, el 93,3% (10.970 GWh) correspondió a

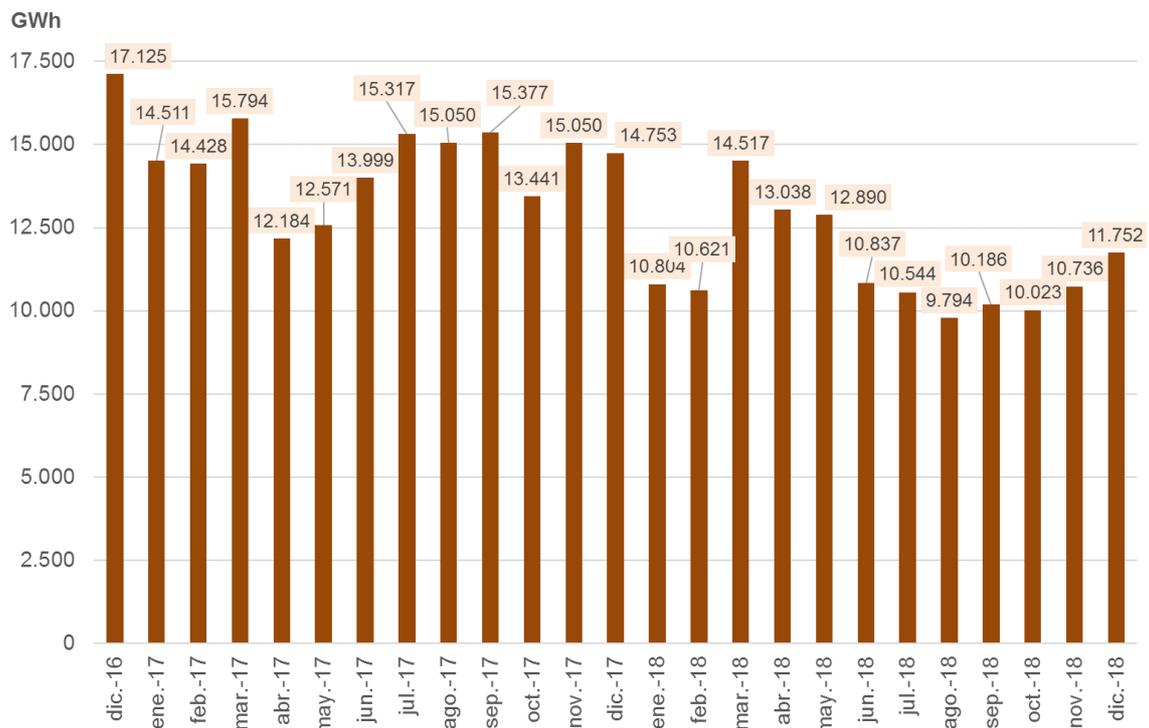
¹⁷ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en diciembre de 2018: mensual dic-18, trimestral Q4-18, anual YR-18, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en diciembre de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual dic-18, trimestral Q4-18 y anual 2018), mientras que el 6,7% restante (782 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales y balances de semana y de mes).

El volumen total de contratos a plazo liquidados en el conjunto del año 2018 ascendió a 135,7 TWh, un 21,3% inferior al volumen total de contratos liquidados en 2017 (172,4 TWh). Del volumen total liquidado en 2018, el 91,3% (157,4 TWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (prácticamente el mismo porcentaje que se obtuvo en 2017).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen de contratos a plazo con liquidación en diciembre de 2018 (11.752 GWh) representó el 55,4% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (21.209 GWh). El volumen de contratos a plazo liquidado en los mercados OTC, OMIP y EEX durante 2018 (135,7 TWh) supuso el 53,5% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (253,7 TWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: diciembre de 2016 a diciembre 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 liquidación¹⁸. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en diciembre de 2018 (dic-18, Q4-18 y anual 2018) se situó en 14.745 MW, un 6,6% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de noviembre de 2018 (13.826 MW) y un 19,3% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de diciembre de 2017 (18.261 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de diciembre de 2018 (14.745 MW) representó el 51,7% de la demanda horaria media de dicho mes (28.507 MW).

Para el conjunto de 2018, el volumen de contratación a plazo medio con liquidación en todos los días de 2018 (14.217 MW), inferior en un 20,9% al volumen de contratación a plazo medio con liquidación en todos los días de 2017 (17.976 MW).

El volumen total negociado en diciembre de 2018 sobre contratos con liquidación en todos los días del mes¹⁹ (14.745 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 12.929 MW (87,7% del volumen total). De forma más concreta, el 19,9% (2.933 MW) del volumen total (14.745 MW) se registró en OMIClear²⁰ (véase Gráfico 14), el 11,1% (1.633 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 56,7% (8.363 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 a 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.

El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo registrado para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2018 ascendió al 80,3% del volumen total: el 21,2% se registró en OMIClear, el 12% se registró en BME Clearing y el 47,1% se registró en EEX-ECC. Con liquidación 2017, el porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo registrado para su compensación y liquidación en las CCPs fue 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.

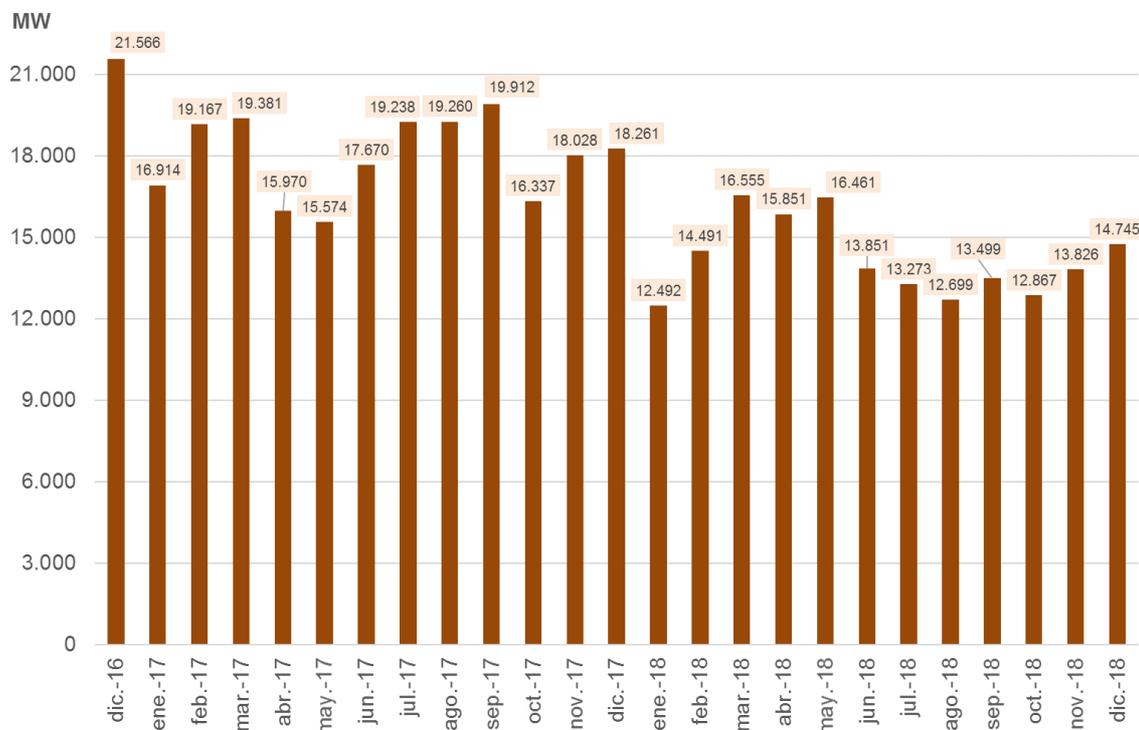
El volumen medio de contratación a plazo con liquidación en todos los días de 2018 registrado en cámaras (11.417 MW) se redujo un 17,2% respecto al volumen medio registrado en cámaras con liquidación en 2017 (13.794 MW).

¹⁸ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

¹⁹ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

²⁰ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

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

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 2.933 MW con liquidación en diciembre de 2018 que se registraron en OMIClear, el 56% (1.642 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 44% restante (1.291 MW) quedaron abiertas²¹ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 56% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores²² (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en diciembre de 2018.

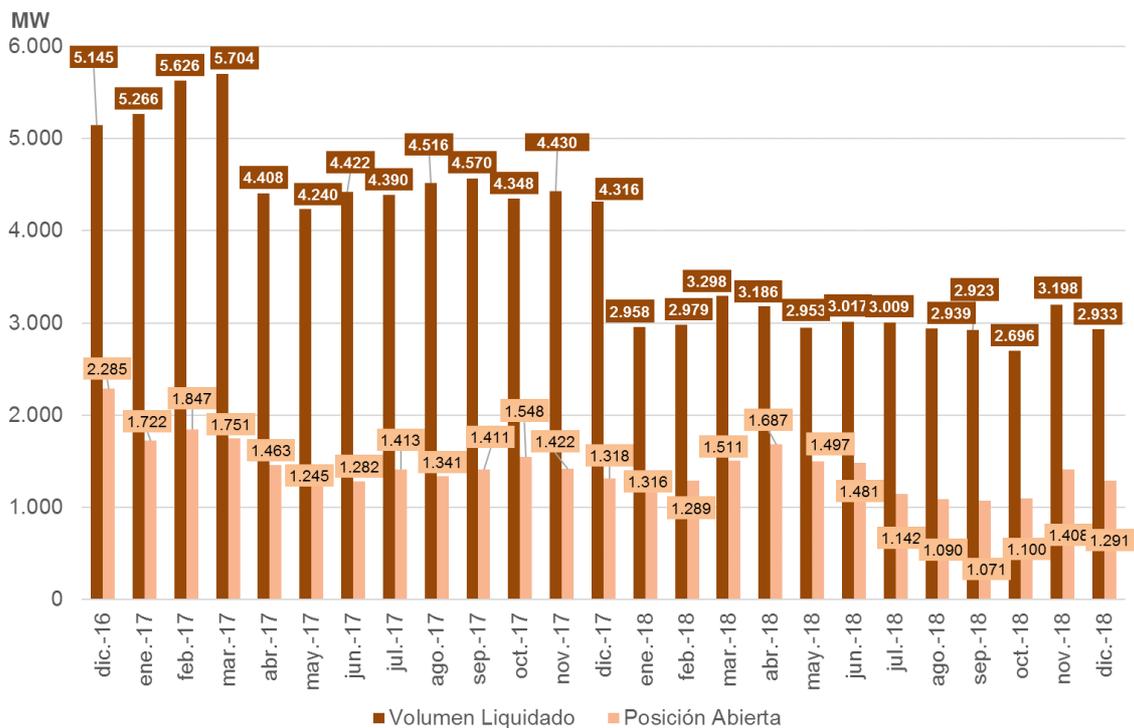
²¹ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

²² Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2018 ascendió al 44%, frente al 31,6 % que representó la posición abierta del volumen registrado con liquidación en 2017.

El volumen medio registrado en OMIClear con liquidación en 2018 (3.007 MW) descendió un 35,8% respecto al volumen medio registrado en dicha cámara con liquidación en 2017 (4.686 MW).

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta²³ (MW)*
Periodo: diciembre de 2016 a diciembre de 2018



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

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

Posición abierta en BME Clearing

Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing²⁴, en concreto sobre el

²³ 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, 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.

²⁴ Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

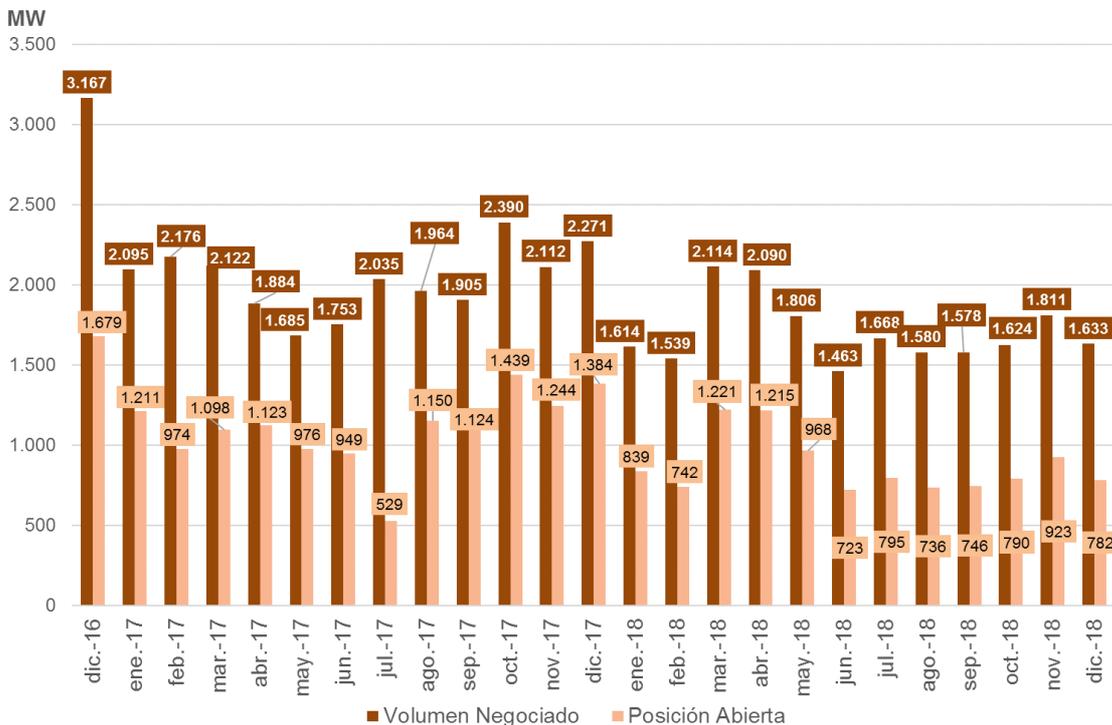
volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en diciembre de 2018 (14.745 MW), el 11,1% (1.633 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 52,1% (851 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 47,9% restante (782 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15).

En términos medios, la posición abierta con liquidación en 2018 representó un 51,1% sobre el volumen total registrado en BME Clearing, frente al 54,1% que representó la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2017.

El volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2018 (en media 1.710 MW) descendió un 15,9%, respecto al volumen total registrado con liquidación en 2017 en dicha cámara (2.033 MW).

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁵ (MW)*
Periodo: diciembre de 2016 a diciembre 2018



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.
 Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing.

²⁵ 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

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-ECC²⁶ (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en diciembre de 2018 (14.745 MW), el 56,7% (8.363 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 19,6% (1.643 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 80,4% restante (6.720 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16).

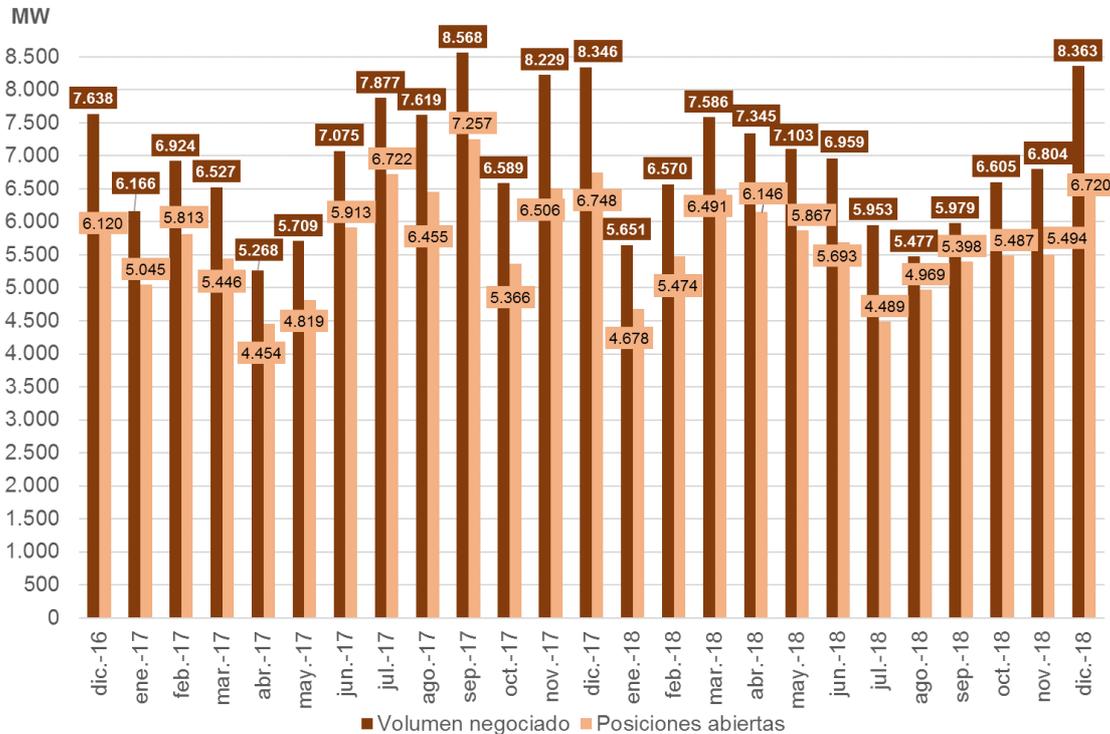
En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2018 ascendió al 83,2%, un porcentaje muy similar al registrado en dicha cámara con liquidación en 2017, ya que las posiciones abiertas supusieron el 83,1% del volumen total registrado en EEX-ECC con liquidación en dicho año.

El volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2018 (en media 6.700 MW) descendió un 5,3%, respecto al volumen total registrado con liquidación en 2017 en dicha cámara (7.075 MW).

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.

²⁶ Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁷ (MW)*
Periodo: diciembre de 2016 a diciembre 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.

²⁷ 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 EEX²⁸– 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.

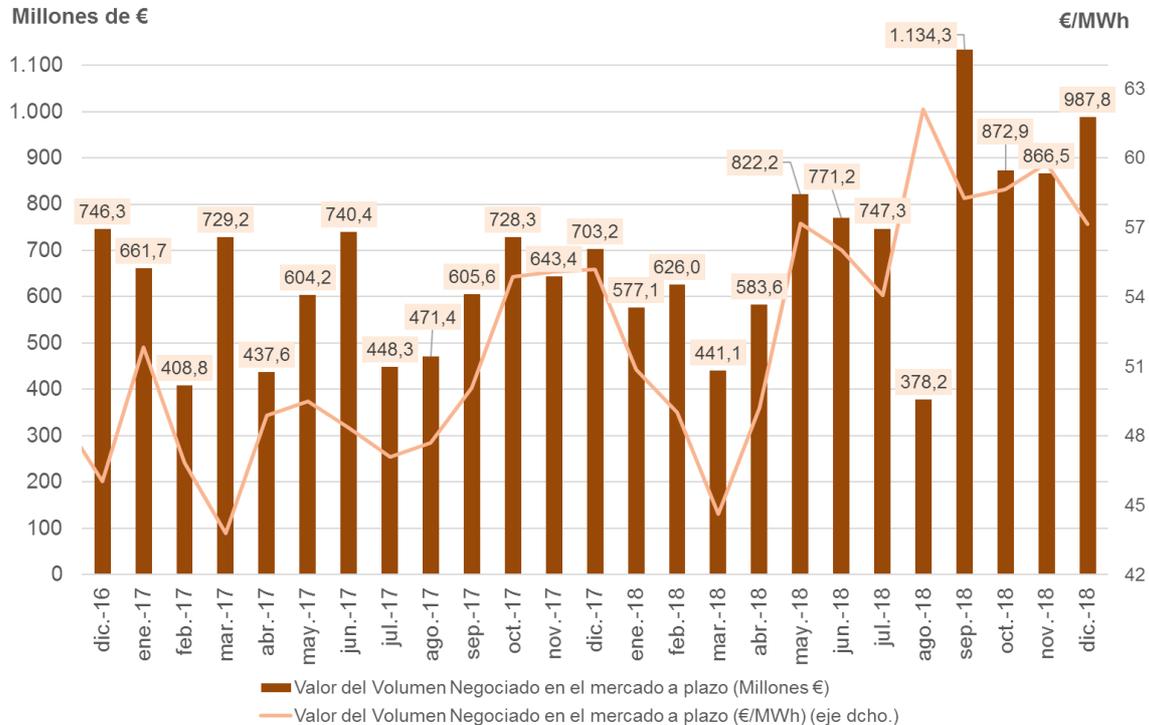
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX

El valor económico del volumen negociado en diciembre de 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (17,3 TWh) fue de 987,8 millones de euros, un 14% superior al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (866,5 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en diciembre de 2018, en dichos mercados, fue 57,15 €/MWh, un 4,4% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (59,75 €/MWh) (véase Gráfico 17).

El valor económico del volumen negociado en 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (160,1 TWh) fue de 8.808,2 millones de euros, superior en un 22,6% al valor económico del volumen negociado en 2017 (7.182,1 millones de euros), en tanto que la energía y los precios a los que se negoció la energía en 2018 fueron superiores a los de 2017. En particular, el precio medio ponderado por el volumen negociado en 2018 en dichos mercados fue 55,03 €/MWh, un 10,2% superior al precio medio del volumen negociado en 2017 (49,94 €/MWh).

²⁸ 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: diciembre de 2016 a diciembre 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 diciembre de 2018 la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en diciembre de 2018²⁹

²⁹ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en diciembre de 2018: mensual dic-18, trimestral Q4-18, 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 diciembre de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

(11.752 GWh), bajo el supuesto anterior, ascendería a 86,7 millones de €³⁰; inferior en un 0,7% (87,3 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en noviembre de 2018 negociados en dichos mercados (10.736 GWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en diciembre de 2018 ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 56,29 €/MWh, inferior en 3,85 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2018 (60,15 €/MWh)³¹. 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 diciembre de 2018 (mensual dic-18, trimestral Q4-18, anual YR-18), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 55,99 €/MWh, inferior en 4,04 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de diciembre de 2018 (60,03 €/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 75,50 €/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 diciembre de 2018, ponderado por el volumen liquidado, alcanzó los 60,59 €/MWh, inferior en 1,20 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de diciembre (61,78 €/MWh).

El precio medio de negociación de los contratos liquidados en 2018, ponderado por el volumen liquidado en 2018 (135.743 GWh), ascendió a 51,34 €/MWh, inferior en 5,1 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación en dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 (56,39 €/MWh).

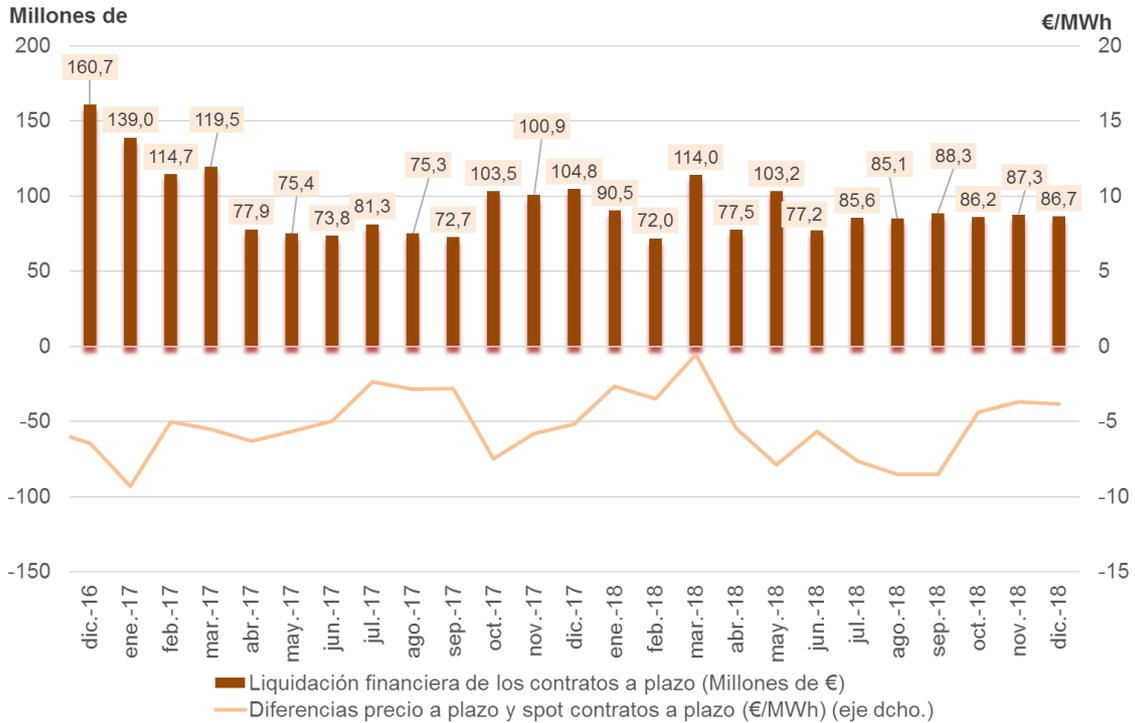
El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en 2017, ponderado por el volumen liquidado en 2017 (172.473 GWh), ascendió a 47,10 €/MWh, inferior en 5,21 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2017 (52,31 €/MWh).

³⁰ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

³¹ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de diciembre provienen de contratos Q4-18 y anual 2018, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra los precios spot del cuarto trimestre de 2018 y anual 2018.

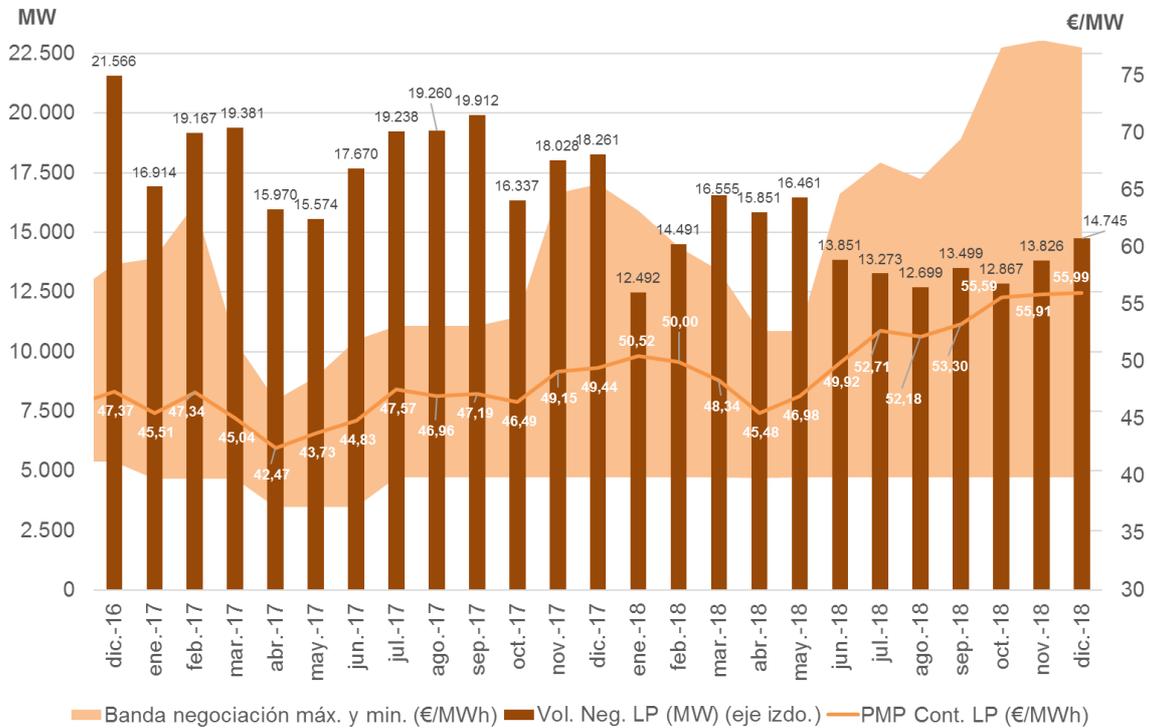
Por tanto, las primas de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2017 y en 2018 fueron negativas, liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 31 de diciembre de 2018
Periodo: diciembre de 2016 a diciembre 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: diciembre de 2016 a diciembre 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

En diciembre de 2018, en un contexto descendente de los precios medios de los mercados diarios en Alemania y en Francia (-15,1% y -19% respectivamente), la cotización del contrato con liquidación en enero de 2019 con subyacente alemán y francés registró una caída del 3,5%, en el mercado alemán y del 4,2% en el mercado francés. Asimismo, fue descendente el comportamiento de los precios de los contratos mensual con liquidación en febrero de 2019 y trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2019 con subyacente francés. El resto de las cotizaciones de los contratos a plazo analizados para Alemania y Francia mostraron una tendencia alcista, con mayor incidencia en el contrato con vencimiento en el Q3-19, cuyo precio aumentó un 6,9% en el mercado alemán y un 9,4% en el mercado francés. Por el contrario, la cotización de este contrato (Q3-19) mostró un comportamiento descendente en el mercado español, registrando a cierre del mes de diciembre una caída del 3,2%.

Las cotizaciones de los contratos negociados en el mercado francés con liquidación en los meses de enero y febrero de 2019 y en el primer trimestre de 2019, a pesar de su evolución descendente, se mantuvieron en el mes de diciembre por encima de los precios de los contratos equivalentes en el mercado español. Para el resto de contrato analizados, las cotizaciones en el mercado español fueron superiores a las registradas para los contratos equivalentes en Alemania y en Francia.

A 27 de diciembre de 2018, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2019 en el mercado español se elevó hasta los 61,90 (+0,8% respecto al mes anterior), por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (54,44 €/MWh; +4,4%) y de la registrada en Francia (59,96 €/MWh; +4%).

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)		
	diciembre-18	noviembre-18	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-18	noviembre-18	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-18	noviembre-18	% Variación dic. vs. nov.
ene.-19	63,98	63,60	0,6%	58,63	60,76	-3,5%	72,59	75,77	-4,2%
feb.-19	63,13	64,17	-1,6%	62,65	61,07	2,6%	74,37	76,17	-2,4%
Q1-19	61,25 (*)	61,45	-0,3%	57,93 (*)	57,12	1,4%	67,42 (*)	69,61	-3,1%
Q2-19	59,25	57,00	3,9%	50,96	48,21	5,7%	52,37	48,85	7,2%
Q3-19	61,00	63,00	-3,2%	52,60	49,22	6,9%	53,63	49,03	9,4%
YR-19	61,90 (*)	61,40	0,8%	54,44 (*)	52,16	4,4%	59,96 (*)	57,67	4,0%

(*) Cotizaciones a 27/12/2018

Nota: Últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2018 y últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2018 (27 de diciembre de 2018 para los contratos Q1-19 y YR-19).

Nota: con anterioridad a 1/11/2018, el subyacente alemán hacía referencia a una zona común de precios (Austria y Alemania). A partir de dicha fecha, se consideran dos zonas de precio independientes, por lo que las cotizaciones incluidas en el cuadro 4 para el mercado alemán, se refieren a productos con subyacente exclusivamente el precio spot de la electricidad en Alemania.

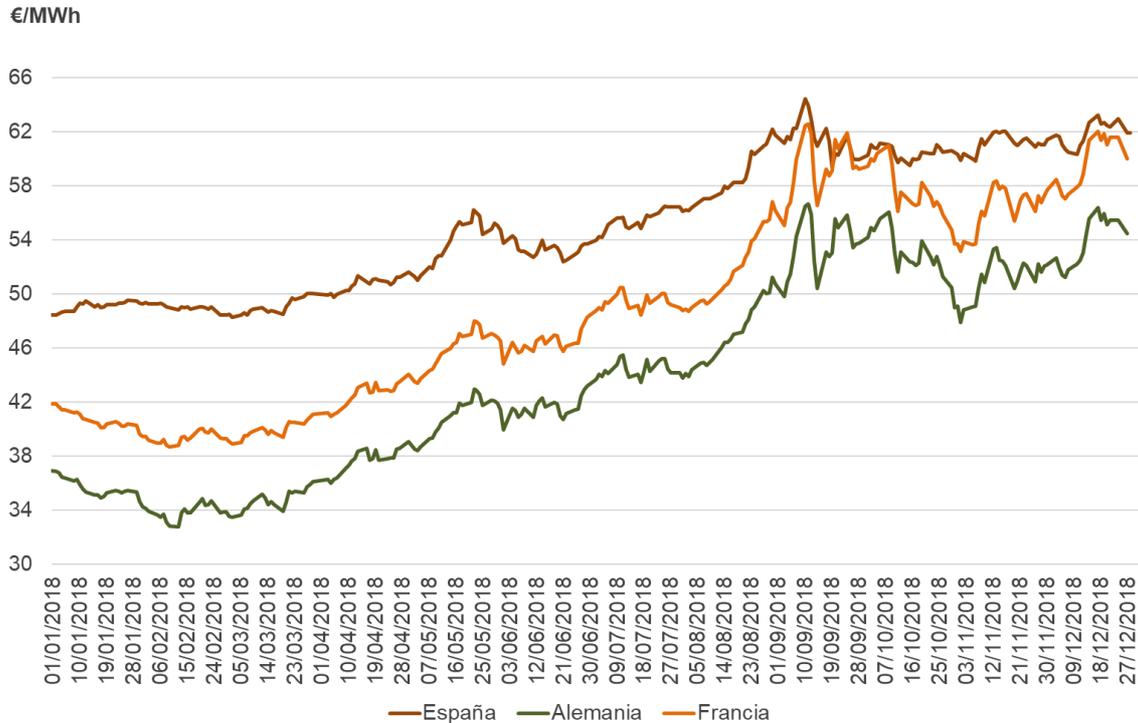
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-19 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 enero a 31 de diciembre 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 a 31 de diciembre de 2018**



Fuente: EEX y OMIP.

Durante el mes de diciembre, mientras que los precios medios del mercado diario español se mantuvieron relativamente estables (-0,3%), el precio medio del mercado diario alemán y francés descendió un 15,1% y un 19%, respectivamente. En particular, el precio medio del mercado diario en diciembre se situó en España en 61,81 €/MWh, en Alemania en 48,13 €/MWh y en Francia en 54,90 €/MWh.

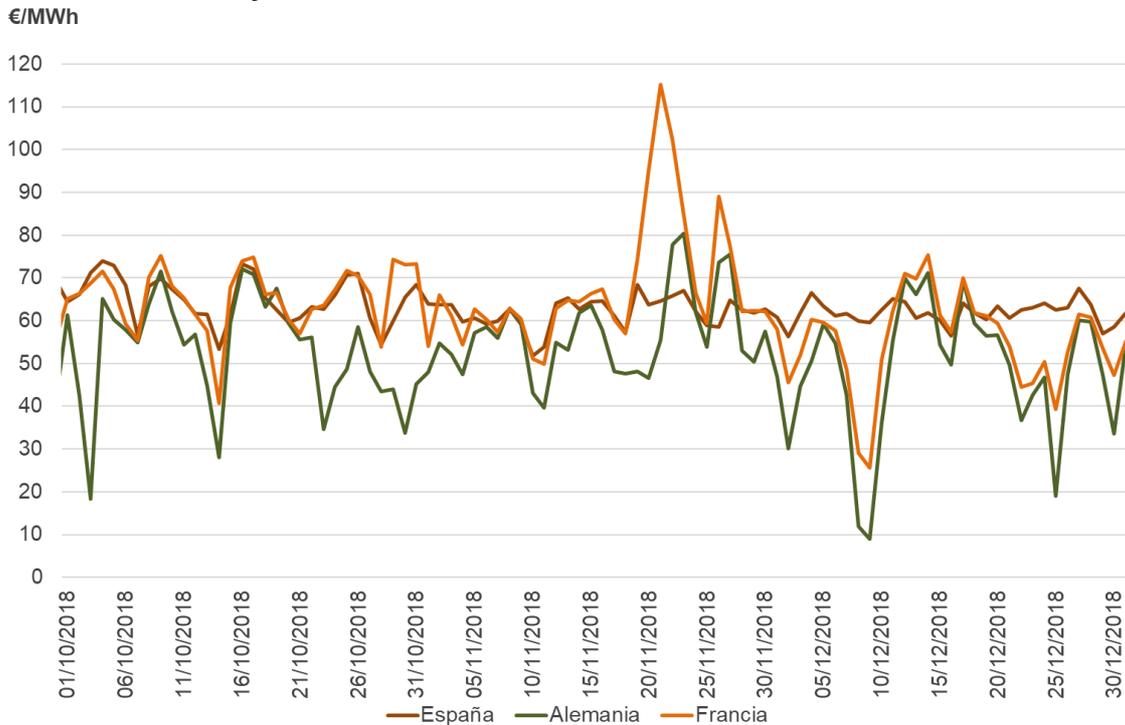
Cuadro 5. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

Precios medios	diciembre-18	noviembre-18	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	61,81	61,97	-0,3%
Alemania	48,13	56,68	-15,1%
Francia	54,90	67,80	-19,0%

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

En el Gráfico 22 se observa la evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. En el mes de diciembre de 2018, el precio medio diario más bajo se contabilizó el día 9 en el mercado alemán (8,92 €/MWh), mientras que el precio medio diario más alto se registró el día 14 en el mercado francés (75,34 €/MWh).

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo:1 de octubre a 31 de diciembre 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 OMIClear³² y en EEX-ECC³³, por mes de negociación. El volumen negociado en diciembre de 2018 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria³⁴,

³² Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

³³ 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 diciembre de 2018, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs (215.528 GWh en Alemania y 30.857 GWh en Francia), fueron 15,7 y 2,3 veces superiores, respectivamente, al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (13.727 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

³⁴ Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de noviembre 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. Desde el 1 de noviembre de 2018, Alemania y Austria ya no constituyen una zona de precios única, sino que

registrados en ambas cámaras, ascendió a 152.727GWh (un 29% inferior al volumen negociado en el mes anterior, 215.528 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 27.443 GWh (un 11,1 % inferior al volumen negociado el mes anterior, 30.857 GWh).

Para el conjunto del año 2018, el volumen negociado de contratos con liquidación mayor o igual al mes, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria ascendió a 1.928 TWh, lo que supone un 7,5% superior al volumen negociado para dichos subyacentes en 2017 (1.794 TWh).

En el caso del volumen negociado de contratos con subyacente el precio de contado francés y horizonte de liquidación igual o superior al mes, el volumen negociado en 2018 ascendió a 287 TWh (un 13,2% superior al volumen negociado para dicho subyacente en 2017, 254 TWh).

están constituidas como dos zonas de precios y el precio de liquidación de los contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de noviembre de 2018 con subyacente EPEX SPOT-Phelix de Alemania y Austria es función de los precios spot alemán y austriaco resultantes a partir de entonces (en particular, el precio spot alemán representa un 90% frente a un 10% del precio spot austriaco).

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: diciembre de 2016 a diciembre de 2018

Mes de negociación	España	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
dic-16	15.137	194.200	29.840
ene-17	10.844	214.598	14.811
feb-17	7.182	142.029	10.593
mar-17	15.255	212.206	18.236
abr-17	8.270	161.841	12.492
may-17	11.228	166.993	18.419
jun-17	14.044	109.919	16.655
jul-17	8.516	94.721	14.411
ago-17	9.163	101.209	20.288
sep-17	11.058	160.695	33.754
oct-17	12.003	146.843	35.900
nov-17	9.608	149.751	34.623
dic-17	11.574	133.022	23.504
ene-18	9.833	142.937	20.329
feb-18	11.373	163.356	22.335
mar-18	7.672	136.061	21.408
abr-18	10.237	127.065	17.705
may-18	13.739	168.521	17.982
jun-18	12.905	129.326	20.958
jul-18	13.152	124.627	16.523
ago-18	5.743	146.726	23.108
sep-18	19.006	226.794	36.383
oct-18	14.446	194.609	32.235
nov-18	13.720	215.528	30.857
dic-18	16.502	152.727	27.443

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 mensuales³⁵ con liquidación en los meses de diciembre de 2016 a diciembre de 2018 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de diciembre de 2018, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo (-0,86 €/MWh), al contrario que en los mercados alemán y francés (+2,92 €/MWh y +6,34 €/MWh respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en diciembre de 2018, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 78,79 €/MWh y 60,95 €/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 61,81 €/MWh) ascendieron a 16,98 €/MWh y a -0,86 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2018 ascendieron a 60,42 €/MWh y a 36,43 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 48,13 €/MWh) se situaron en 12,29 €/MWh y -11,70 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en diciembre de 2018 ascendieron a 85,34 €/MWh y a 52,50 €/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 54,90 €/MWh), se situaron en 30,44 €/MWh y -2,40 €/MWh, respectivamente.

En promedio en 2018 las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés, calculadas a partir de la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales, registraron valores positivos (+0,47 €/MWh, +1,42 y +2,08 €/MWh, respectivamente). En 2017 las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron también en promedio valores positivos (+0,07 €/MWh; 2,18 €/MWh y 1,02 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras)

³⁵ 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.

adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales en 2017 y 2018 se liquidaron con pérdidas (beneficios).

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de diciembre de 2016 a diciembre de 2018, 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
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
jul-18	62,40	61,88	0,52	46,68	49,54	-2,86	47,55	51,41	-3,86
ago-18	63,50	64,33	-0,83	51,10	56,19	-5,09	51,59	58,40	-6,81
sep-18	68,60	71,27	-2,67	59,33	54,83	4,50	63,88	61,97	1,91
oct-18	69,50	65,08	4,42	55,96	53,11	2,85	68,33	65,63	2,70
nov-18	62,30	61,97	0,33	57,09	56,68	0,41	66,35	67,80	-1,45
dic-18	60,95	61,81	-0,86	51,05	48,13	2,92	61,24	54,90	6,34

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 diciembre de 2018, la evolución de las cotizaciones de los contratos spot y a plazo de gas natural, carbón y crudo de petróleo analizadas fue menos heterogénea que en el mes anterior. Así, salvo la referencia de carbón ARA con entrega en el mes siguiente (enero 2019) que aumentó ligeramente, todas las referencias de crudo (Brent), de gas natural spot y a plazo y las referencias del carbón (ICE ARA) con entrega en el primer trimestre de 2019 y en todo el año 2019, descendieron. Por su parte, los derechos de emisión de CO₂ mantuvieron el comportamiento alcista iniciado el mes anterior.

Al igual que en el mes de noviembre, el mayor descenso en la cotización se registró en los contratos spot y a plazo de petróleo (ref. Brent), aunque se atenúa la tendencia respecto al mes anterior. A 31 de diciembre de 2018, el precio spot

y el precio de los contratos a plazo de petróleo con entrega a un mes y doce meses descendieron, respecto a los del mes anterior, un 12,4%, un 8,4% y un 7,5%, respectivamente. El precio spot y los precios a plazo del Brent a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de mes, en 50,21 \$/Bbl (dato a 28 de diciembre), 53,80 \$/Bbl y 55,35 \$/Bbl, respectivamente.

A diferencia del mes anterior, todas las cotizaciones de los contratos de gas natural analizados descendieron. El precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) se redujo un 2,2% (+2,1% en noviembre), al igual que las cotizaciones de los contratos a plazo con entrega en el Q1-19, en el Q2-19 y en el Q3-19, que disminuyeron un 6,8%, un 4,5% y un 4,2%, respectivamente. De este modo, el precio spot y las cotizaciones de los contratos Q1-19, Q2-19 y Q3-19, se situaron al cierre de mes en 21,16 £/MWh (cotización a 28 de diciembre), 21,34 £/MWh (cotización a 28 de diciembre), 18,45 £/MWh y 17,96 £/MWh, respectivamente.

Asimismo, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS³⁶) disminuyó un 5,4%, situándose en 24,28 €/MWh al cierre de mes (31 de diciembre), superior en un 4,4% al precio del contrato spot de gas natural en Francia (PEG), que se situó, a 29 de diciembre, en 23,25 €/MWh. El precio OTC de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, disminuyó un 4,6%, situándose al cierre de mes en 24,80 €/MWh³⁷.

La cotización del contrato a plazo sobre carbón EEX ARA con entrega en enero de 2019 mostró un ligero comportamiento ascendente (+0,3% respecto al mes anterior), alcanzando a cierre de mes un valor de 86,70 \$/t. Por el contrario, las cotizaciones de los contratos sobre carbón con entrega en el primer trimestre de 2019 y en el año 2019 mostraron una cierta tendencia descendente (-0,3% en ambos casos), situándose a cierre de mes en 86,08 \$/t y 85,92 \$/t, respectivamente.

Por último, respecto al mes de noviembre, y en línea con el comportamiento registrado el mes anterior, el precio de referencia de los derechos de emisión de CO₂ volvió a aumentar, hasta situarse en 25,01 €/t CO₂ (+20%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2019, y en 25,58 €/t CO₂ (+16,6%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2020.

³⁶ Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

³⁷ El 1 de noviembre 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 Dic.-18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Nov.-18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-dic-18	Mín.	Máx.	30-nov-18	Mín.	Máx.	Dic. vs Nov.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	50,21 (*)	50,21	61,60	57,30	57,30	72,33	-12,4%
Brent entrega a un mes	53,80	50,47	62,08	58,71	58,71	73,17	-8,4%
Brent entrega a doce meses	55,35	52,38	62,64	59,85	59,85	72,18	-7,5%
Gas natural Europa							
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	21,16 (*)	20,72	22,80	21,64	20,53	23,98	-2,2%
Gas NBP entrega Q1-19	21,34 (*)	21,34	23,32	22,89	22,53	25,09	-6,8%
Gas NBP entrega Q2-19	18,45	18,45	20,37	19,32	19,15	20,58	-4,5%
Gas NBP entrega Q3-19	17,96	17,96	19,95	18,74	18,55	19,90	-4,2%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	24,28	24,03	26,82	25,66	23,91	27,15	-5,4%
PVB-ES a un mes	24,80	24,80	27,15	26,30	25,85	28,23	-5,7%
PEG	23,25 (**)	22,55	24,58	24,38	23,18	26,45	-4,6%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Ene-18	86,70	86,05	90,90	86,40	83,35	94,45	0,3%
Carbón ICE ARA Q1-19	86,08	85,70	90,50	86,30	83,50	93,95	-0,3%
Carbón ICE ARA CAL-19	85,92	85,20	89,75	86,20	83,70	92,90	-0,3%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-2019	25,01	20,02	25,18	20,84	15,94	21,30	20,0%
Dchos. emisión EUA Dic-2020	25,58	20,57	25,76	21,38	16,26	21,85	19,6%

(*) Cotización a 28/12/2018

(**) Cotización a 29/12/2018

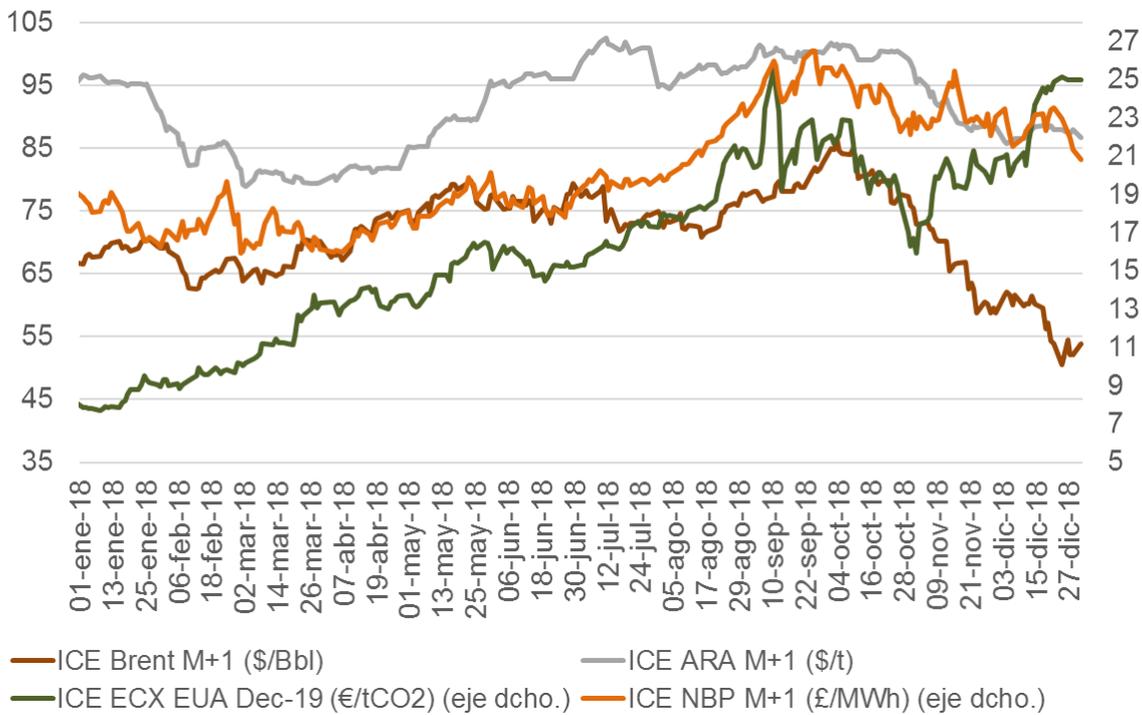
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS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

Nota: Cotizaciones de noviembre a 30/11/2018 y cotizaciones de diciembre a 31/12/2018, 29/12/2018 y 28/12/2018.

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

Las tendencias indicadas durante el mes de diciembre 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 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2018



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

Al cierre del mes de diciembre de 2018 (31 de diciembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,145 \$/€ frente a 1,136 \$/€ al final del mes anterior. Asimismo, se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro, situándose en torno a 0,895 £/€, frente a 0,891 £/€ al final del mes anterior.

Entre los factores que pudieron incidir en la evolución de las cotizaciones de los contratos analizados, en lo que respecta a los precios del Brent, cabe mencionar que el mes de diciembre estuvo marcado por un fuerte incremento de producción por parte de la OPEP (y países no-OPEP, como Rusia y EE.UU.), lo que, unido a la relajación de las sanciones de EE.UU. sobre Irán, habría incidido en la tendencia decreciente de la cotización del Brent.

Para frenar la caída del precio del crudo, la OPEP adelantó su celebración de un nuevo acuerdo de reducción de producción en diciembre de 2018, en la que se preveía una reducción de la oferta situada entre 1 y 1,5 millones de barriles diarios. Sin embargo, la falta de acuerdo en la citada reunión llevó al crudo de petróleo a una nueva caída.

La evolución de las cotizaciones de gas natural ha estado marcada por su indexación al precio del crudo, registrándose una clara tendencia a la baja desde el mes de octubre de 2018 en la cotización de los contratos de más largo plazo.

El fuerte ascenso de las cotizaciones de los derechos de emisión de CO₂ (a 29/12/2017 el contrato mensual Dec-2019 cotizaba a 8,25 €/ton) se debe, entre otros, a factores regulatorios. El 27 de febrero de 2018 se aprobó la reforma del régimen de derechos de emisión de CO₂ (RCDE) para el periodo posterior a 2020, que tenía como objetivo en 2030 la reducción en un 43%³⁸ de las emisiones de CO₂ de los sectores a los que aplica el RCDE. Esta reforma, entre otros elementos, establecía una reducción más rápida del número de derechos de emisión (a partir de 2021 la reducción será del 2,2% anual, en lugar del 1,74%) y el aumento (hasta finales de 2023) del número de derechos de emisión que se colocarán en la reserva de estabilidad del mercado³⁹.

Al cierre del mes de diciembre, como ya sucediera el mes anterior, la curva a plazo del Brent continúa con su tendencia ascendente a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25), oscilando su cotización entre 52,20 \$/Bbl y 55,14 \$/Bbl. Por su parte, la curva a plazo del carbón ICE ARA muestra un comportamiento estable, si bien con una banda de oscilación más amplia que la observada el mes anterior, variando su cotización entre los 85,35 \$/t y los 86,70 \$/t.

La curva forward del gas natural (NBP) muestra dos zonas bien diferenciadas, observándose una curva en “backwardation⁴⁰” hasta el mes de agosto de 2019, momento en que se alcanza un mínimo de 17,50 £/MWh, invirtiéndose en ese momento la tendencia (curva en “contango⁴¹”), hasta el mes de diciembre de 2109, en el que se alcanza un valor de 21,38 £/MWh.

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 diciembre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio para el mes de diciembre en 2,05 €/MWh.

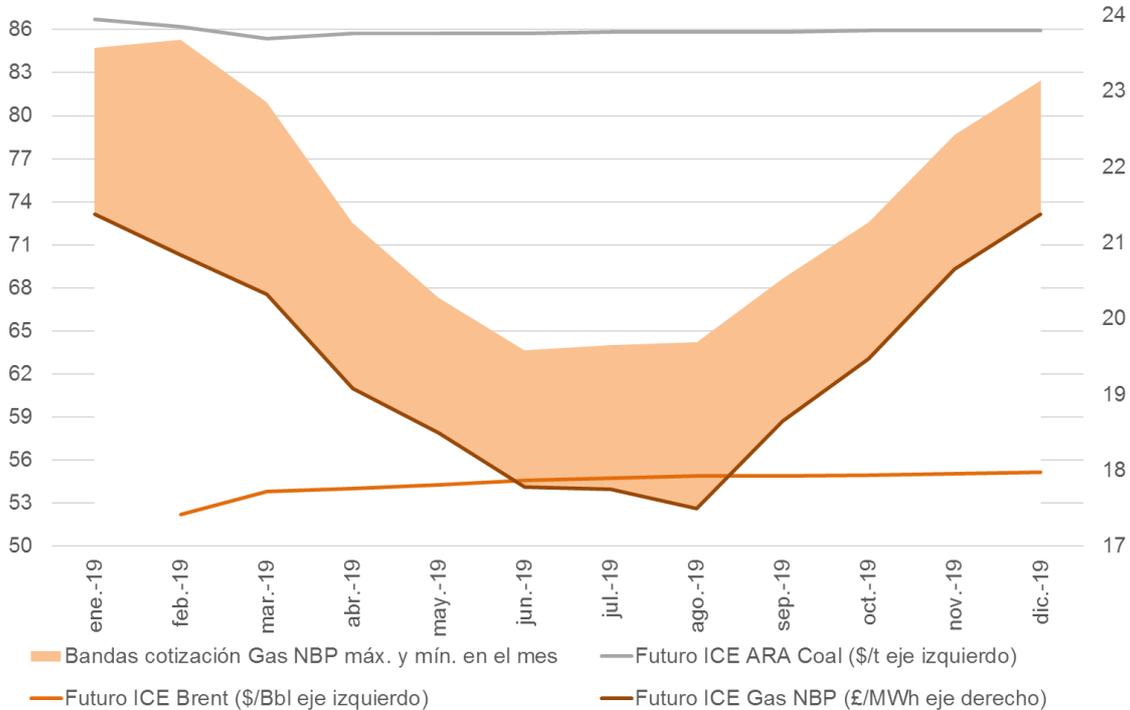
³⁸ Dentro del objetivo global a 2030 de reducir las emisiones de CO₂ de la Unión Europea en un 40%.

³⁹ La finalidad de la reserva era corregir el gran excedente de derechos de emisión que se había acumulado en el RCDE.

⁴⁰ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

⁴¹ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

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



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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

A 28 de diciembre de 2018, el precio spot NBP se situó en 23,44 €/MWh (24,29 €/MWh en el mes anterior) y el precio spot en MIBGAS (a 31 de diciembre) en 24,28 €/MWh (25,82 €/MWh en el mes anterior), reduciéndose, al igual que en el mes anterior, el diferencial entre ambas referencias de precios (al situarse en 0,84 €/MWh frente a 1,37 €/MWh en el mes anterior). El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 24,80 €/MWh a 31 de diciembre de 2018 (26,30 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes (datos a 28 de diciembre) ascendió a 23,25 €/MWh (24,38 €/MWh en el mes anterior).

En el gráfico siguiente se muestra, asimismo, la evolución del coste de la materia prima empleado en el cálculo de la tarifa de último recurso (cuyo valor vigente en el cuarto trimestre de 2018 asciende a 27,68 €/MWh, un 22,66% superior a la referencia vigente en el trimestre anterior: 22,58 €/MWh).

Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a la negociación en la plataforma de MIBGAS Derivatives, el volumen total negociado en dicha plataforma en el mes de diciembre, ascendió a 446.080 MWh, un 6,16% superior al volumen negociado el mes anterior.

El volumen negociado en diciembre se distribuye entre contratos mensuales con vencimiento a dos meses vista (254.510 y un precio medio ponderado de 27,55 €/MWh), contratos trimestrales con entrega a un trimestre vista (12.600 MWh a un precio medio ponderado de 27,14 €/MWh), contratos estacionales con entrega en el siguiente periodo “verano” (43.920 MWh a un precio medio ponderado de 23,84 €/MWh) y contratos anuales con entrega en 2019 (135.050 MWh y un precio medio ponderado de 25,40 €/MWh).

Desde el inicio de la negociación en el mes de abril, el volumen total negociado acumulado (a 31 de diciembre) en MIBGAS Derivatives se ha situado en 1.641 GWh. En el periodo abril-diciembre, se han negociado los contratos con entrega a dos meses vista (M+2), contratos con entrega a uno y dos trimestres vista (Q+1 y Q+2), contratos con entrega en el periodo invernal siguiente (W), contratos con entrega en periodo estival siguiente (S) y en el año siguiente (Y+1). El mayor volumen de negociación, entre abril y diciembre, se ha concentrado en el contrato con entrega en el trimestre siguiente (38,5% del total negociado), seguido del contrato anual con entrega en 2019 (30,3% del total negociado) y el contrato con entrega a dos meses vista (25,4%).

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-19 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

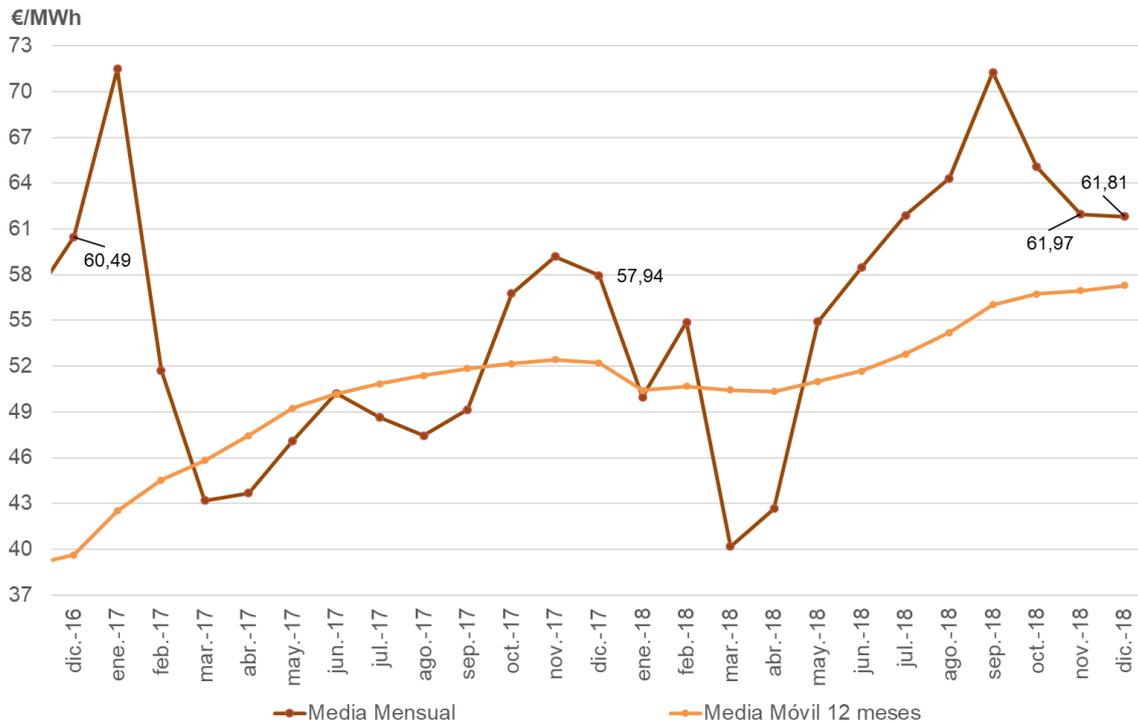
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

4.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 27 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre diciembre de 2016 y diciembre de 2018. En el mes de diciembre de 2018 el precio spot medio mensual se situó en 61,81 €/MWh⁴², un 0,3% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (61,97 €/MWh), y un 6,7% superior al precio spot medio registrado en diciembre de 2017 (57,94 €/MWh).

⁴² En diciembre de 2018 el precio spot medio portugués se situó en 61,87 €/MWh. En diciembre de 2018 ha existido un precio diferente en 29 horas de un total de 744 horas (3,9% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio positivo de 0,06 €/MWh. En 2018 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.304 horas de las 8.760 horas totales (diferencial promedio positivo de 0,16 €/MWh). Por tanto, en 456 horas de las 8.760 horas totales (5,2% del total de las horas de 2018) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 2,20 €/MWh en esas horas).

Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: diciembre de 2016 a diciembre de 2018



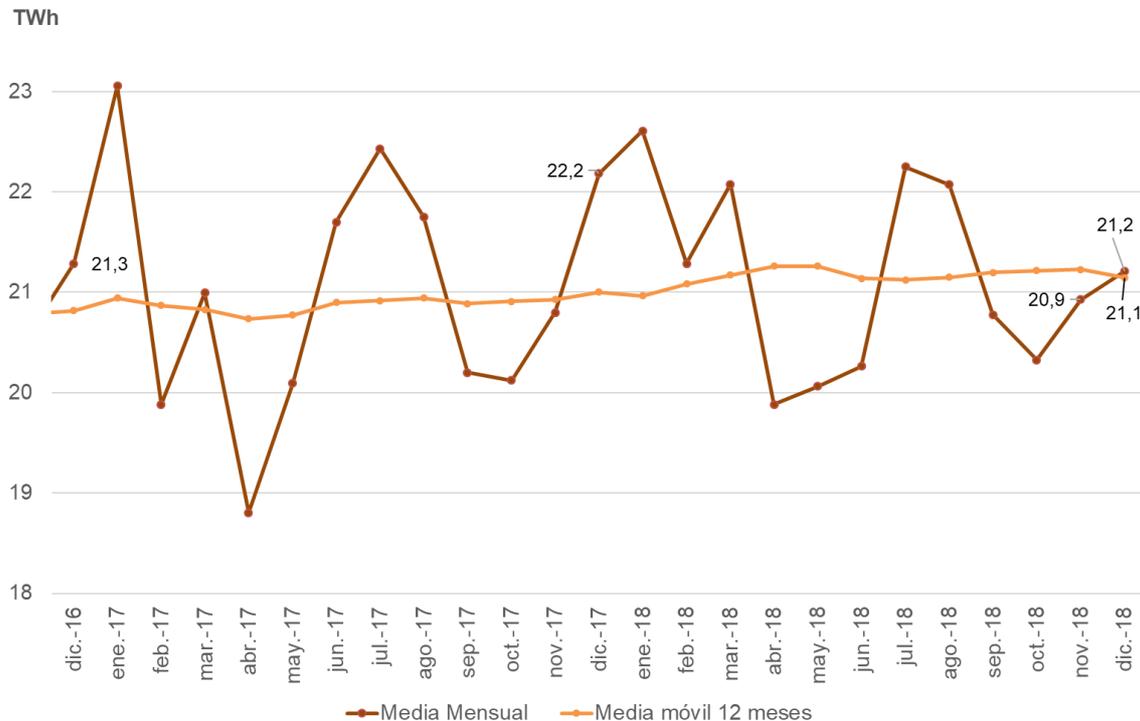
Fuente: OMIE.

En el Gráfico 28 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

En el mes de diciembre, la demanda se cifró en 21,2 TWh, un 1,3% superior al valor registrado en el mes anterior (20,9 TWh)⁴³, y un 4,4% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (22,2 TWh en diciembre de 2017). En el mes de diciembre de 2018, la demanda fue un 0,3% superior a la media móvil anual (21,1 TWh).

⁴³ Nótese que el mes de diciembre de 2018 ha tenido 31 días naturales mientras que noviembre de 2018 tuvo 30, por lo que si bien la demanda mensual en diciembre ha sido superior que la de noviembre, la demanda media diaria en diciembre ha sido inferior a la del mes anterior.

Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: diciembre de 2016 a diciembre 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 noviembre y diciembre de 2018, diciembre de 2017 y para el conjunto del año 2018.

En diciembre de 2018 destacó, por un lado, el descenso de la contribución a la generación bruta total, respecto al mes anterior, de las centrales de carbón y de ciclo combinado (-26,6% y -8,7%); y por el otro, el incremento de la producción a partir de energía solar, tanto en el caso de la energía solar térmica (+41,8%) como en el caso de la energía solar fotovoltaica (+15,5%). La generación con fuentes de energía renovables (un 36,6% de la demanda de transporte en diciembre de 2018 procede de fuentes renovables, un 2,6% superior respecto al mes de noviembre de 2018), la participación de renovables está por debajo de la media registrada para todo el año 2018 (39,5%).

A pesar del descenso de la contribución a la generación bruta total, respecto al mes anterior, de las centrales de carbón y de ciclo combinado, el precio de mercado spot en el mes de diciembre se mantuvo estable (-0,16 €/MWh respecto al registrado en noviembre), lo que podría deberse a un incremento en las ofertas de las centrales térmicas.

Para el conjunto del año 2018, cabe destacar que el porcentaje de participación renovable (39,5%) es superior en casi 6 puntos porcentuales al porcentaje de participación renovable registrado para el año 2017 (33,6%). En este sentido,

destaca el aumento de la participación de la tecnología hidráulica, que se incrementó en más de un 77% respecto a 2017, así como el incremento de la participación eólica (+3,8% respecto a 2018). Este incremento de la participación renovable supuso la reducción de la participación de otras tecnologías, principalmente de generación térmica convencional. La contribución de las centrales térmicas de carbón y ciclos combinados se redujo un 17,9% y un 21,4% respectivamente, reduciéndose la aportación de ambas tecnologías en 2018 un 19,4% respecto a 2017. Esta situación no ha impedido, sin embargo, que el precio medio spot de la electricidad en 2018, calculado como la media de los promedios mensuales (57,29 €/MWh), sea superior al precio medio obtenido para el año 2017 (52,22 €/MWh), en un año en el que también se han aplicado medidas de exención de impuestos a la generación.

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

	dic-18	nov-18	dic-17	% Var. dic-18 vs. nov-18	% Var. dic-18 vs. dic-17	2018	2018 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,63	2,25	1,49	16,5%	75,7%	35,52	14,0%
Nuclear	4,30	3,83	5,04	12,1%	-14,6%	53,27	21,0%
Carbón	2,85	3,88	4,15	-26,6%	-31,5%	35,01	13,8%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	2,94	3,22	3,09	-8,7%	-4,9%	26,68	10,5%
Eólica	4,31	4,58	5,76	-5,9%	-25,2%	49,06	19,3%
Solar fotovoltaica	0,40	0,34	0,39	15,5%	1,0%	7,35	2,9%
Solar térmica	0,13	0,09	0,14	41,8%	-9,8%	4,68	1,8%
Otras renovables ⁽²⁾	0,30	0,30	0,32	1,7%	-7,1%	3,62	1,4%
Cogeneración	2,51	2,43	2,48	3,3%	1,2%	28,90	11,4%
Residuos	0,28	0,27	0,29	3,3%	-3,5%	3,09	1,2%
Total Generación	20,61	21,18	23,16	-2,7%	-11,0%	247,14	97,4%
Consumo en bombeo	-0,22	-0,23	-0,54	-3,6%	-59,7%	-3,20	-1,3%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,11	-0,06	-0,09	78,1%	22,6%	-1,23	-0,5%
Saldo intercambios	0,93	0,04	-0,35	2287,2%	-364,5%	11,05	4,4%
Total Demanda transporte	21,21	20,93	22,19	1,3%	-4,4%	253,74	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.

