



**INFORME DE SEGUIMIENTO
DE MERCADOS A PLAZO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ESPAÑA (*NOVIEMBRE 2019*)**

11 de febrero de 2020

IS/DE/003/19

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)	7
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	9
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 Q1-20 y Cal-20 e indicador del coste variable medio 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

En noviembre de 2019 el precio medio del mercado de contado se redujo un 10,5% respecto al mes anterior, situándose en 42,19 €/MWh (47,17 €/MWh en octubre).

Del mismo modo, las cotizaciones de todos los contratos a plazo analizados disminuyeron. El mayor descenso de precio correspondió al contrato mensual con liquidación en enero de 2020, que se situó en 52,30 €/MWh (-8%), seguido del contrato trimestral con entrega en el primer trimestre de 2020, que se situó en 51,30 €/MWh (-7,3%).

Asimismo, disminuyeron las cotizaciones de los contratos mensuales con vencimiento en diciembre de 2019 (-3,1%) y en febrero de 2020 (-5,6%), situándose a cierre del mes de noviembre en 50 €/MWh y 53,85 €/MWh, respectivamente. Las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2020 se redujeron un 6,2%, un 6,1% y un 5,7%, respectivamente; situándose, a cierre del mes de noviembre, en 47,20 €/MWh, 51,30 €/MWh y 54,76 €/MWh, respectivamente.

Por su parte, a 29 de noviembre, las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en 2020 (51,15 €/MWh) y 2021 (50,40 €/MWh) disminuyeron un 6,3% y un 4,1%, respectivamente, en relación al mes de octubre.

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

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

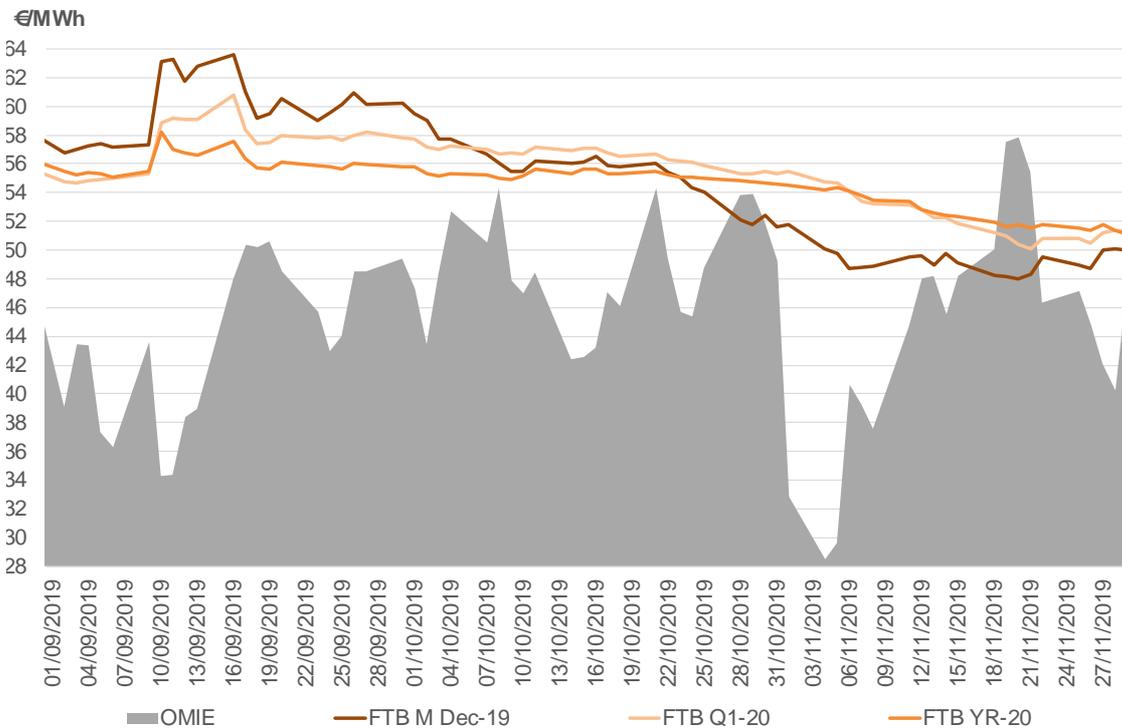
Contratos	MES DE NOVIEMBRE DE 2019				MES DE OCTUBRE DE 2019				% Δ Últ. Cotiz. nov-19 vs. oct-19
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Dec-19	50,00	51,75	48,00	49,29	51,60	59,50	51,60	55,52	-3,1%
FTB M Jan-20	52,30	57,95	51,00	53,17	56,87	59,65	56,85	58,36	-8,0%
FTB M Feb-20	53,85	56,71	52,79	54,62	57,03	59,35	56,88	58,12	-5,6%
FTB Q1-20	51,30	55,45	50,10	52,23	55,35	57,75	55,30	56,54	-7,3%
FTB Q2-20	47,20	50,50	47,20	48,76	50,30	51,38	50,30	50,95	-6,2%
FTB Q3-20	51,30	54,84	51,30	52,91	54,62	56,10	54,48	55,08	-6,1%
FTB Q4-20	54,76	57,73	54,76	56,28	58,09	58,78	57,80	58,17	-5,7%
FTB YR-20	51,15	54,50	51,15	52,56	54,60	55,80	54,60	55,19	-6,3%
FTB YR-21	50,40	52,63	50,40	51,48	52,55	53,75	52,45	52,84	-4,1%

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de octubre a 31/10/2019 y últimas cotizaciones de noviembre a 29/11/2019.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

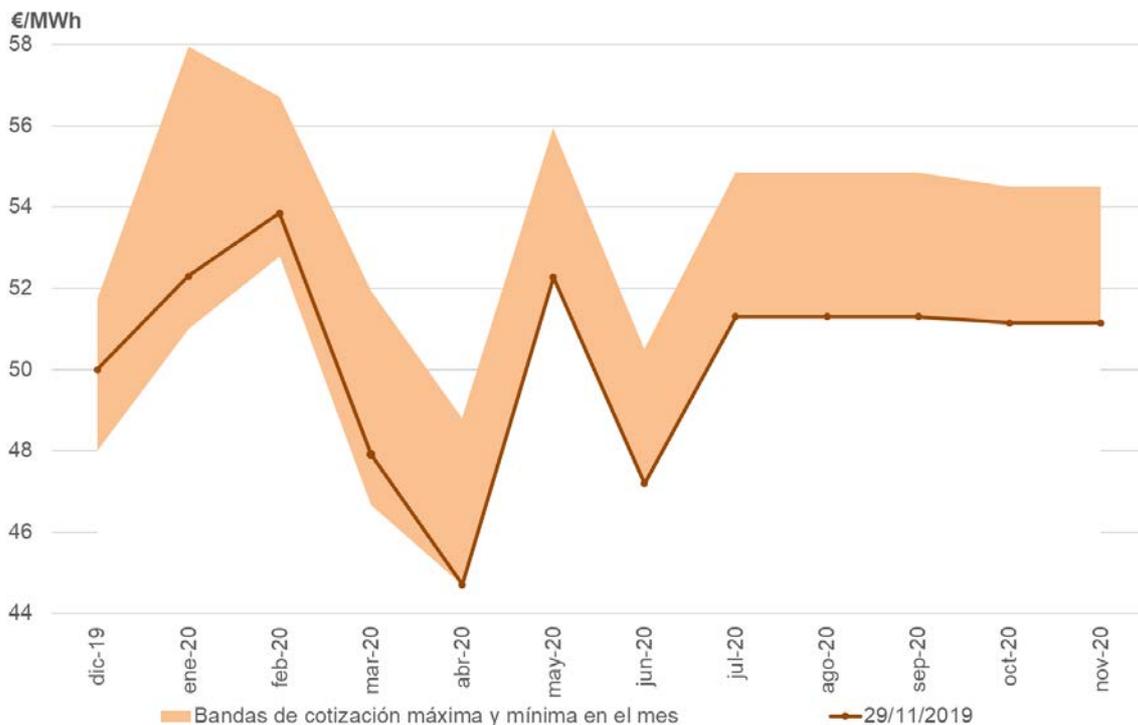
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de septiembre a 29 de noviembre de 2019**



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 noviembre de 2019. A 29 de noviembre, la curva presenta una tendencia ascendente (curva en “contango”²) entre diciembre de 2019 y febrero de 2020 (cotización máxima prevista de 53,85 €/MWh). Por el contrario, a partir de febrero y hasta abril de 2020 la tendencia prevista sería descendente (curva en “backwardation”³), con un mínimo de 44,71 €/MWh. A partir de abril de 2020 la curva muestra un nuevo ascenso, previendo un precio de 52,27 €/MWh para el mes de mayo, continuando con un nuevo descenso para el mes de junio, situándose en 47,2 €/MWh, para a continuación ascender hasta 51,3 €/MWh donde se mantiene para el tercer trimestre de 2020. Para los meses de octubre y noviembre de 2020 la curva forward anticipa un ligero descenso respecto a la cotización prevista para el tercer trimestre de ese año, situándose en 51,15 €/MWh.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de noviembre de 2019



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en noviembre de 2019 (de 31 de octubre de 2019) anticipaba un precio medio del mercado diario de 46,80 €/MWh para dicho mes, un 10,9% superior al precio

² 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.

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.

spot finalmente registrado (42,19 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP⁴, se alcanzaron el 15 de julio de 2019 (máxima de 63,94 €/MWh) y el 31 de octubre de 2019 (mínima de 46,80 €/MWh), siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 17,14 €/MWh. Tal y como se observa en el Gráfico 3, el precio medio del mercado diario en el mes de noviembre (42,19 €/MWh) fue inferior a las cotizaciones del contrato mensual con liquidación en el mes de noviembre durante todo el periodo de cotización de dicho contrato en OMIP (desde el 1 de mayo hasta el 31 de octubre de 2019). Así, las primas de riesgo calculadas ex post⁵ del contrato mensual de noviembre fueron siempre positivas y, por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios).

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2019 en OMIP vs. precio spot de noviembre de 2019. Periodo del 1 de mayo de 2019 al 31 de octubre de 2019



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2019, a 29 de noviembre, anticipa un precio medio del mercado diario en diciembre de 50 €/MWh.

⁴ Del 1 de mayo al 31 de octubre 2019.

⁵ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2019 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en noviembre de 2019.

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

En noviembre de 2019 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (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 noviembre de 2019 (40,63 €/MWh) fue inferior al precio medio diario del mercado de contado en noviembre de 2019 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁶) que se situó en 41,61 €/MWh.

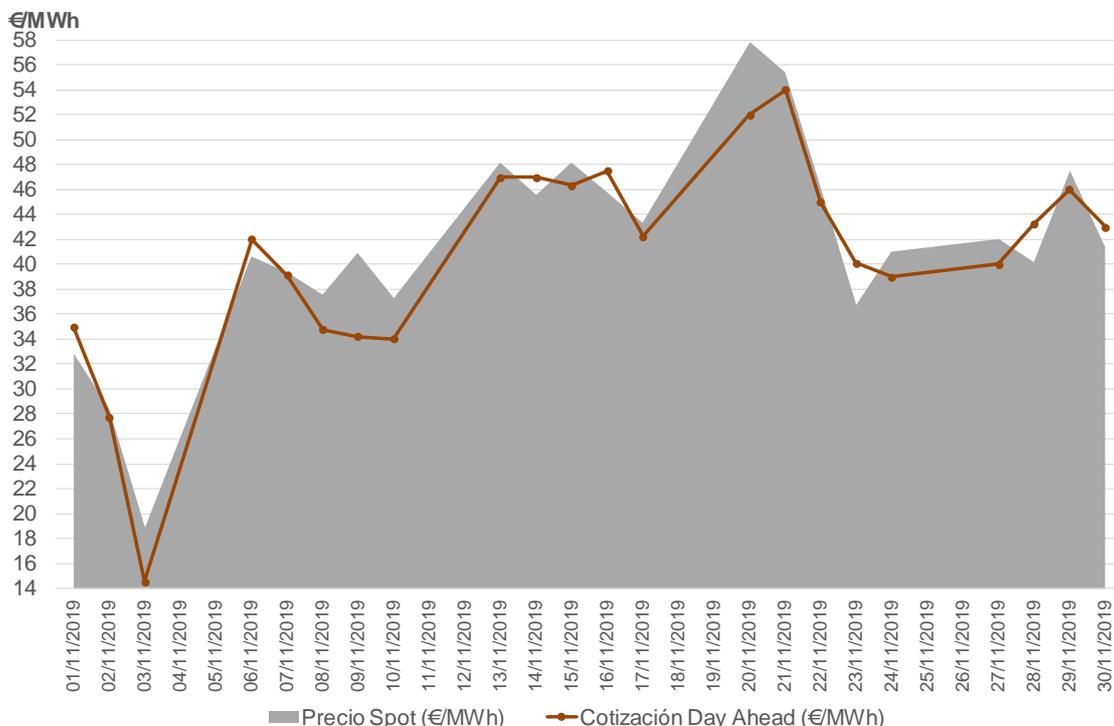
Por tanto, la prima de riesgo de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day-ahead* en OMIP del día anterior a su liquidación y el precio del subyacente) en noviembre de 2019 fue negativa (-0,98 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

En el mes de noviembre de 2019, la máxima prima de riesgo ex post⁷ de los contratos *day-ahead* se registró el día 9 (-6,71 €/MWh).

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.

**Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP (€/MWh).
 Periodo: noviembre de 2019**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

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.

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.

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 octubre y noviembre de 2019⁹.

En el mes de noviembre de 2019, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 22,8 TWh, un 21% superior al volumen negociado el mes anterior (18,8 TWh), y un 57,2% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (14,5 TWh).

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) (1,9 TWh) representó el 8,2% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) en noviembre de 2019, frente al 6,3% del mes de octubre. El volumen negociado en los mercados organizados (OMIP y EEX) en el conjunto de 2018 se situó en 11,8 TWh, lo que representó el 7,4% del volumen total negociado en los mercados a plazo.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en noviembre de 2019 (22,8 TWh) representó el 109,7% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,8 TWh¹⁰), superior al porcentaje (63,1%) que representó la negociación en dichos mercados en el conjunto del año 2018 (160,1 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (253,7 TWh).

En el mes de noviembre de 2019, 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

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 éstas remiten voluntariamente, con las transacciones intermediadas por cada una de las agencias, así como con los precios de cierre (mejor precio de compra, "bid", y mejor precio de venta, "ask"). En dicha información no se incluye la identidad de las contrapartes.

¹⁰ En noviembre de 2018, el volumen total negociado en los mercados a plazo (14,5 TWh) representó el 69,4% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (20,9 TWh).

Commodity Clearing (ECC, mercado de derivados de EEX¹¹) aumentó un 24,1% respecto al volumen registrado el mes anterior.

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 noviembre 2019	Mes anterior octubre 2019	% Variación	Acumulado 2019	Total 2018	2019 (%)	2018 (%)
OMIP	1.126	884	27,4%	6.654	6.000	3,6%	3,7%
EEX	754	311	142,6%	4.927	5.813	2,6%	3,6%
OTC	20.909	17.635	18,6%	174.697	148.266	93,8%	92,6%
OTC registrado y compensado**:	21.342	17.191	24,1%	168.468	125.067	90,4%	78,1%
<i>OMIClear</i>	2.677	3.553	-24,6%	22.415	12.076	12,0%	7,5%
<i>BME Clearing</i>	3.678	1.483	148,1%	23.911	12.343	12,8%	7,7%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	14.987	12.156	23,3%	122.143	100.648	65,6%	62,9%
Total (OMIP, EEX y OTC)	22.789	18.830	21,0%	186.278	160.078	100,0%	100,0%

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

** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

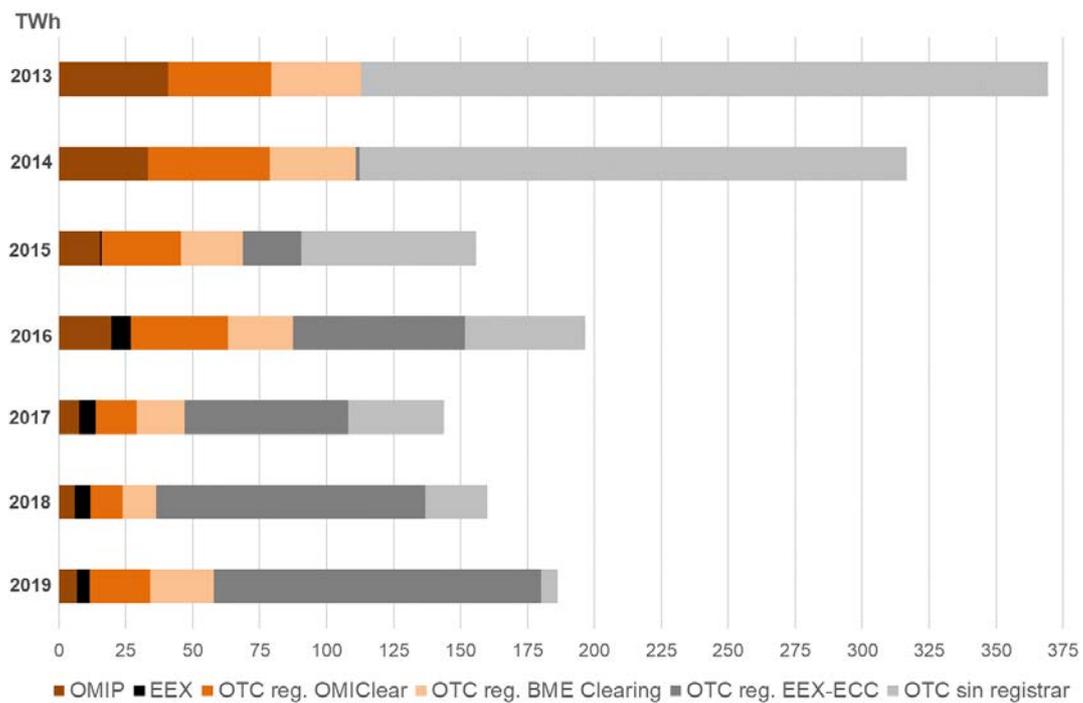
- Podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las agencias de intermediación pueden no remitir estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo quieren.
- Asimismo, podría incorporar aquellas operaciones registradas que no han sido intermediadas a través de bróker ("bilaterales puras").
- Por otro lado, el volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría estar sobrerrepresentado, debido a que en una de las cámaras la cancelación de operaciones se realiza a través del registro de operaciones de signo contrario, por lo que las transacciones canceladas quedarían registradas en esa cámara por duplicado. Adicionalmente, también se registra la posición del agente de intermediación como contraparte cuando este agrega las posiciones de compra o de venta de varios compradores o vendedores, al objeto de satisfacer un volumen de compra o venta elevado para el que inicialmente no había contraparte.

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

¹¹ 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 mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2013 hasta el 30 de noviembre de 2019, 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.

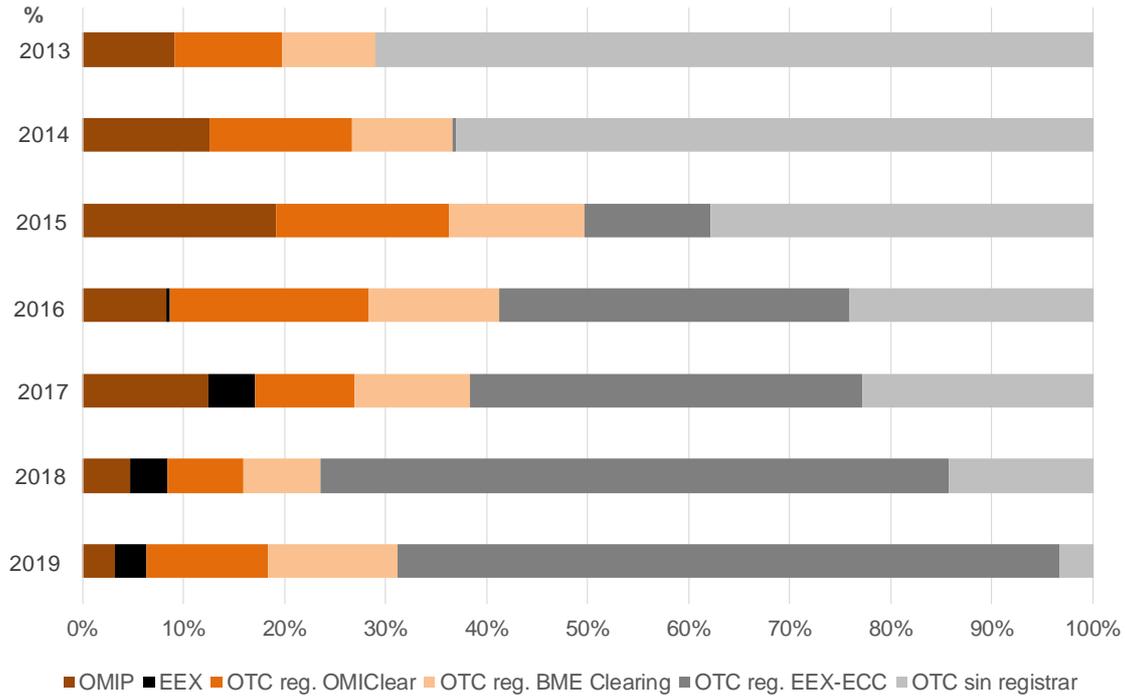
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a noviembre de 2019



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. Hasta noviembre de 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 168,5 TWh, lo que representa el 96,4% del volumen negociado en el mercado OTC (174,8 TWh).

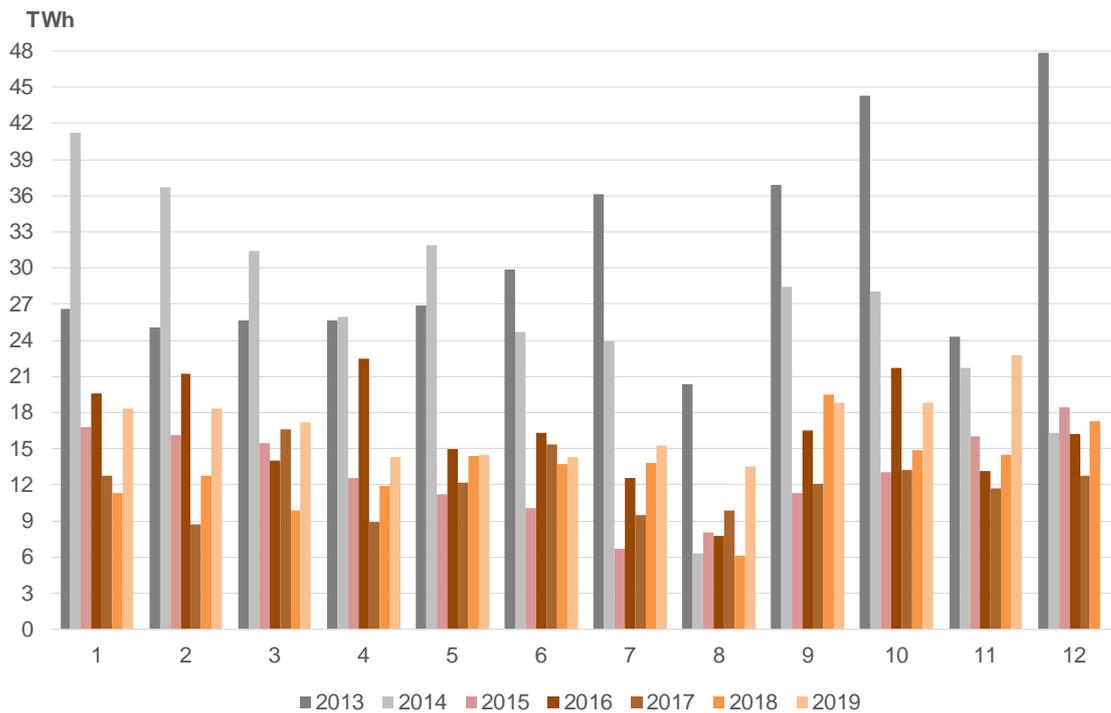
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a noviembre de 2019



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 2013 hasta noviembre de 2019. En el mes de noviembre de 2019 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 22,8 TWh, un 57,2% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (14,5 TWh en noviembre de 2018).

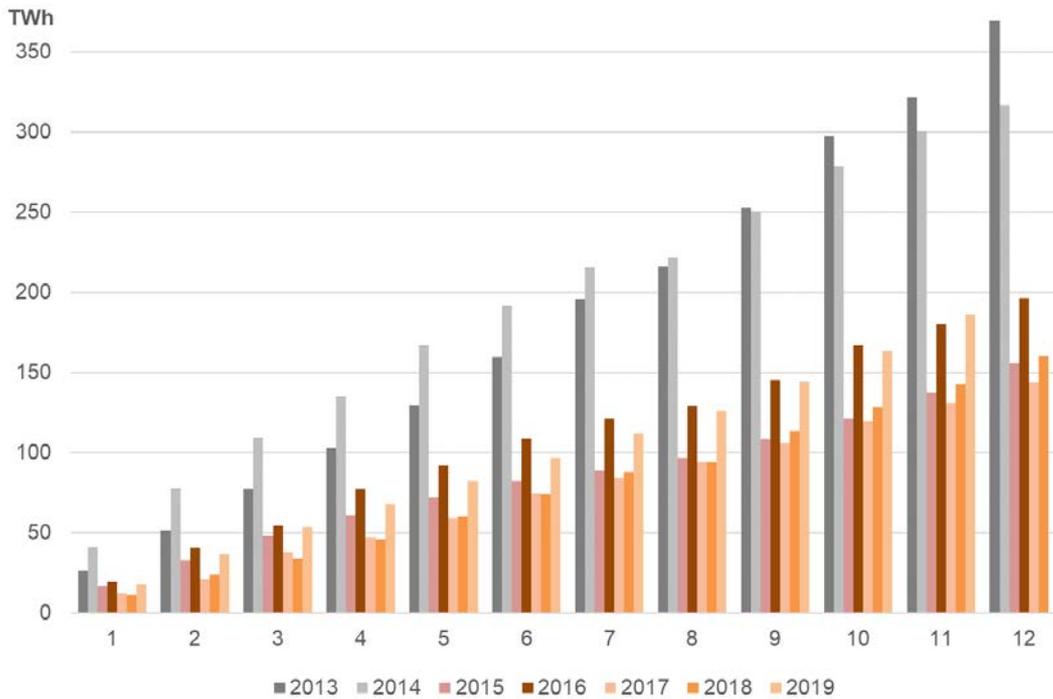
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a noviembre de 2019



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 2013 a noviembre de 2019



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 octubre y noviembre de 2019, 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 noviembre de 2017 y noviembre de 2019, 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 noviembre de 2019 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 94,4 % (21,5 TWh),

ligeramente inferior al porcentaje obtenido para el mes de octubre de 2019 (95,2%), con un volumen de negociación de 17,9 TWh¹².

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 5,6% (1,3 TWh), siendo inferior en el mes previo dicho porcentaje de negociación (4,8%), con un volumen de 0,9 TWh¹³. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en noviembre a 1.757 MW (6,1% de la demanda horaria media de dicho mes, 28.850 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en noviembre fue el contrato con liquidación semanal, con el 57,8% (0,7 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,3 TWh)¹⁴, seguido del contrato con liquidación diario, con el 35,8% (0,5 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En noviembre de 2019 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 65,2% (14 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (21,5 TWh)¹⁵. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 21,6% (4,7 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 2020, cuyo volumen negociado en el mes de noviembre ascendió a 11,4 TWh (81,3% del total negociado sobre contratos anuales). Por su parte, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista (Cal+2: 2021) ascendió a 1,6 TWh (11% de los contratos anuales negociados). En el mes de noviembre también se negociaron contratos anuales con liquidación entre tres años vista (Cal+3: 2022) y seis años vista (Cal+6: 2025), con un volumen total de 1,1 TWh (7,7% del volumen total de contratos anuales negociados en noviembre de 2019).

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

¹² En noviembre de 2018 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 94,6% (13,7 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

¹³ En noviembre de 2018, 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 5,4% (0,8 TWh).

¹⁴ En el mes de octubre de 2019 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (38,5%; 0,3 TWh).

¹⁵ En el mes de octubre de 2019 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (50,8%; 9,1 TWh).

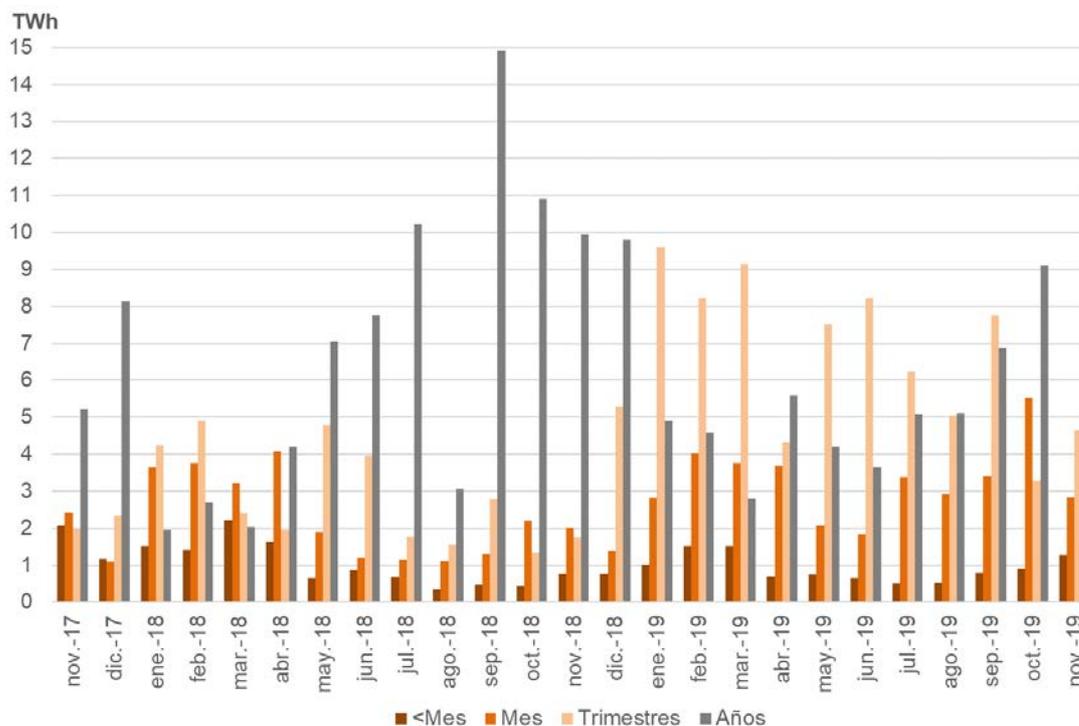
dicho año). Por su parte, el volumen de contratos a corto plazo (horizonte de liquidación inferior al mes) ascendió a 11,7 TWh en 2018.

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 noviembre-19	Mes anterior octubre-19	% Variación	Total 2019	% Total 2019	Total 2018	% Total 2018
Diario	453	492	-7,8%	4.550	45,0%	5.717	48,7%
Fin de semana	81	67	21,4%	772	7,6%	1.264	10,8%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,00%
Semana	731	349	109,4%	4.799	47,4%	4.766	40,6%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	3	0,0%
Total Corto Plazo	1.265	907	39,4%	10.121	5,4%	11.750	7,3%
Mensual	2.830	5.538	-48,9%	36.265	20,6%	26.981	18,2%
Trimestral	4.654	3.283	41,8%	73.949	42,0%	36.764	24,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	14.039	9.102	54,2%	65.943	37,4%	84.584	57,0%
Total Largo Plazo	21.524	17.923	20,1%	176.157	94,6%	148.329	92,7%
Total	22.789	18.830	21,0%	186.278	100%	160.079	100%

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

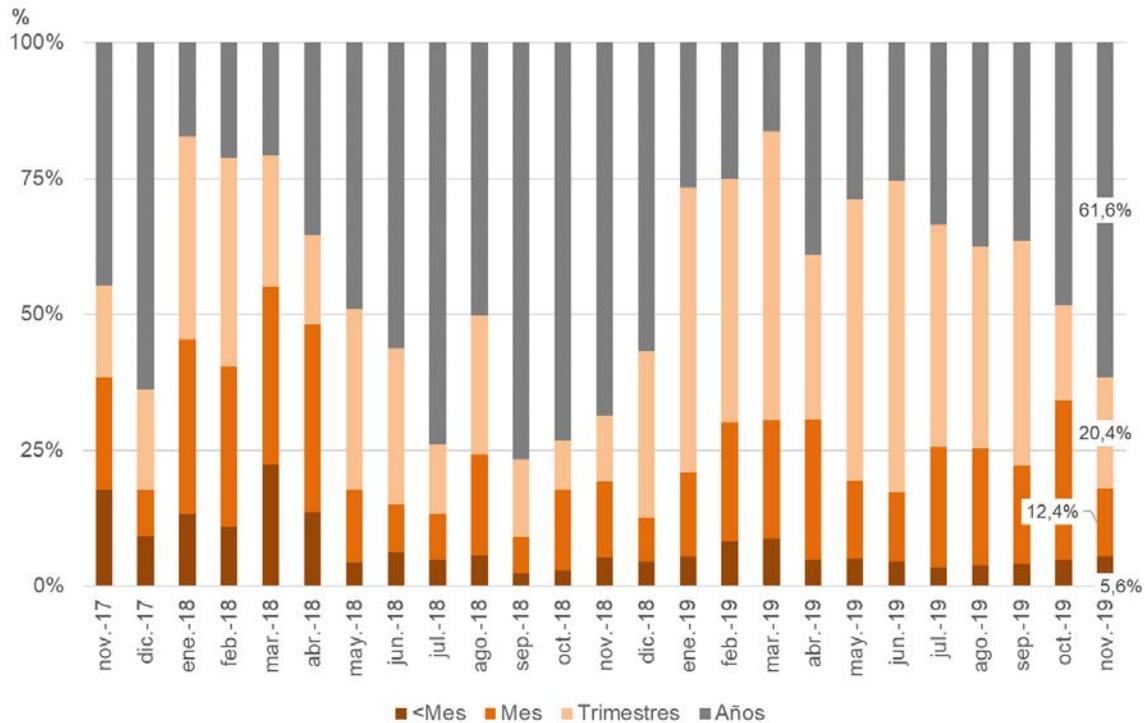
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: noviembre de 2017 a noviembre de 2019



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: noviembre 2017 a noviembre de 2019



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.

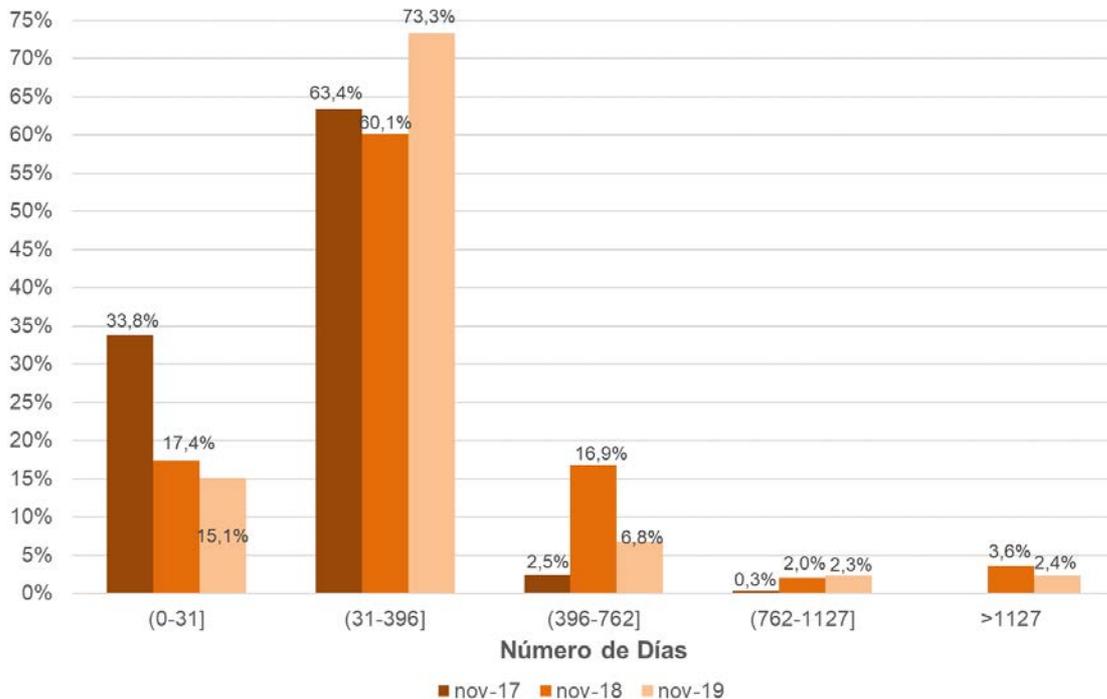
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

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 noviembre de 2019, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos con liquidación en el año 2020, con el 73,3% del volumen negociado en noviembre, seguidos de los contratos con vencimiento en diciembre de 2019 (contratos mensuales con liquidación en diciembre de 2019), con el 15,1% del volumen total negociado en noviembre (véase Gráfico 11).

El volumen de contratos negociados en noviembre de 2019 con liquidación en el año 2021 (contrato Cal+2) ascendió a 1,6 TWh (6,8% del volumen total negociado en noviembre). Por su parte, el volumen de contratos con liquidación entre 2022 (contrato Cal+3) y 2025 (contrato Cal+6) ascendió a 1,1 TWh y acaparó el 4,7% del volumen total negociado en el mes de noviembre de 2019.

Gráfico 11. Volumen negociado en noviembre (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 30 de noviembre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en noviembre de 2019¹⁶ se situó en torno a 20.109 GWh, un 7,5% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en octubre de 2019 (18.701 GWh), y un 87,3% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2018 (10.734 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en noviembre de 2019, el 93,7% (18.844 GWh) correspondió a

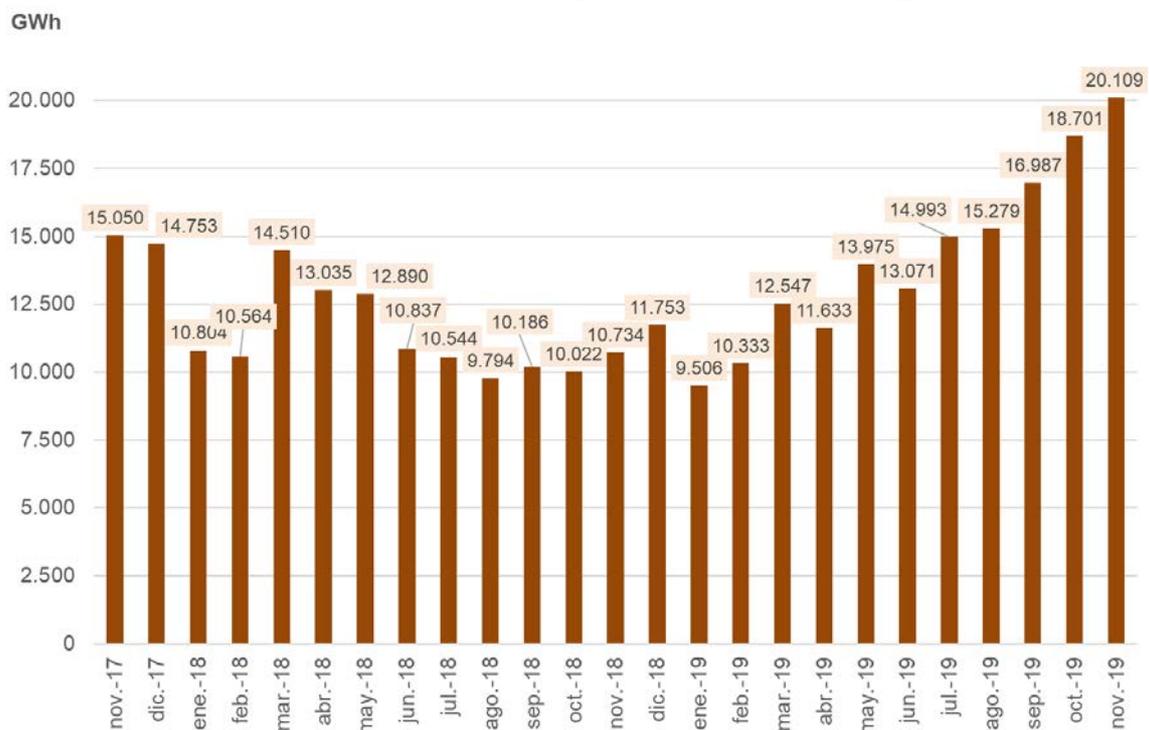
¹⁶ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en noviembre de 2019: mensual nov-19, trimestral Q4-19, anual YR-19, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en noviembre de 2019, 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 nov-19, trimestral Q4-19 y anual 2019), mientras que el 6,3% restante (1.265 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 2018 ascendió a 135,7 TWh. Del volumen total liquidado en 2018, el 91,3% (124 TWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del 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 noviembre de 2019 (20.109 GWh) representó el 96,8% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.772 GWh). El volumen de contratos a plazo liquidado en los mercados OTC, OMIP y EEX en 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: noviembre de 2017 a noviembre de 2019



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 liquidación¹⁷. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en noviembre de 2019 (mensual nov-19, trimestral Q4-19 y anual 2019) se situó en 26.172 MW, un 9,6% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de octubre de 2019 (23.884 MW) y un 89,3% superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de noviembre de 2018 (13.826 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de noviembre de 2019 (26.172 MW) representó el 90,7% de la demanda horaria media de dicho mes (28.850 MW).

En 2018, el volumen medio de contratación a plazo con liquidación en todos los días de 2018 ascendió a 14.217 MW.

El volumen total negociado en noviembre de 2019 sobre contratos con liquidación en todos los días del mes¹⁸ (26.172 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 25.223 MW (96,4%¹⁹ del volumen total). De forma más concreta, el 15,4% (4.023 MW) del volumen total (26.172 MW) se registró en OMIClear²⁰ (véase Gráfico 14), el 11,3% (2.951 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 69,7% (18.249 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 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.

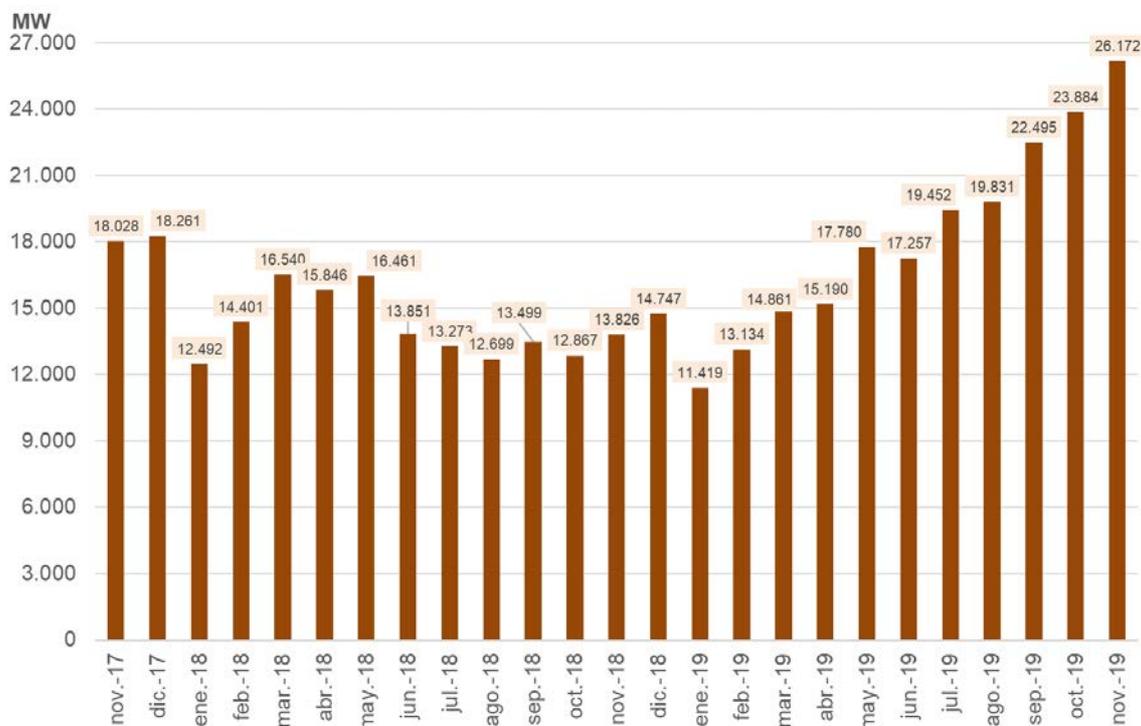
¹⁷ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

¹⁸ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

¹⁹ El volumen registrado en las Cámaras de Compensación (CCPs) habría sido superior al volumen negociado OTC debido a que en dicho volumen de registro: (i) podrían estar contabilizadas transacciones privadas y confidenciales no contenidas en el volumen total OTC (ya que no son comunicadas a la CNMC por los *brókers*); (ii) podría incorporar transacciones no intermediadas por *brókers* (bilaterales puras); y (iii) en una de las cámaras la cancelación de operaciones se realiza a través del registro de operaciones de signo contrario, por lo que las transacciones canceladas quedarían registradas en esa cámara por duplicado. Adicionalmente, también se registra la posición del agente de intermediación como contraparte cuando este agrega las posiciones de compra o de venta de varios compradores o vendedores, al objeto de satisfacer un volumen de compra o venta elevado para el que inicialmente no había contraparte.

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: noviembre de 2017 a noviembre de 2019



* 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.

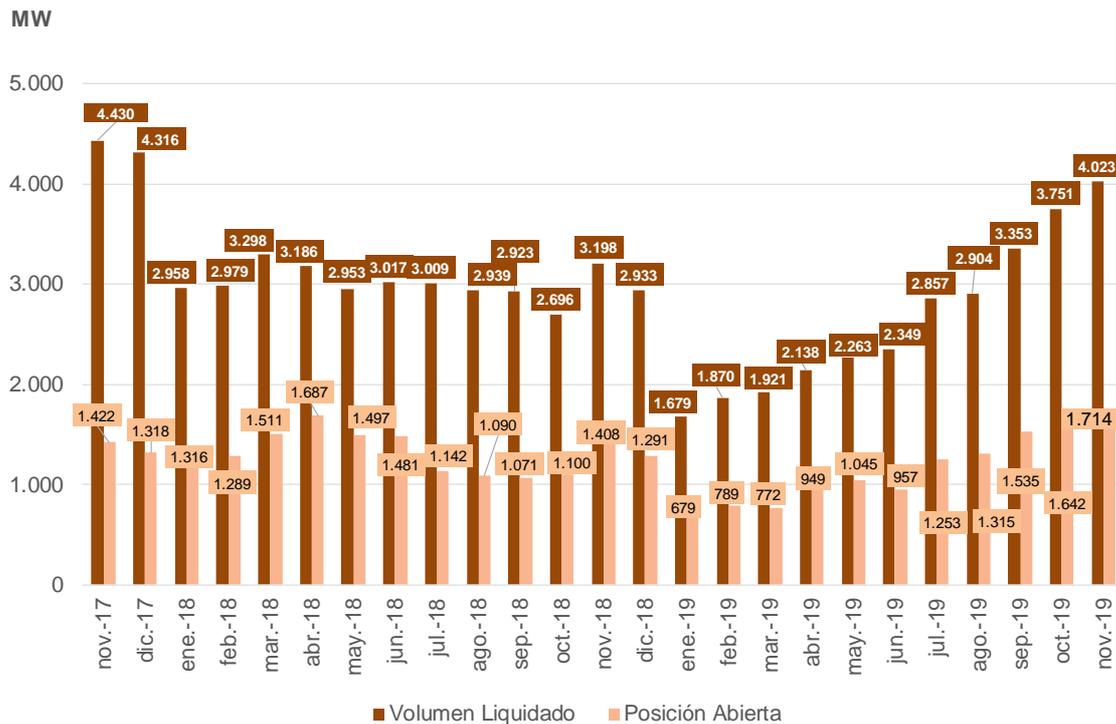
En este sentido, de los 4.023 MW con liquidación en noviembre de 2019 que se registraron en OMIClear, el 57,4% (2.309 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 42,6% restante (1.714 MW) quedaron abiertas²¹ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 57,4% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores²² (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en noviembre de 2019.

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 a 1.324 MW, lo que equivale al 44% del volumen medio registrado en OMIClear con liquidación en 2018 (3.007 MW).

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta²³ (MW)*
Periodo: noviembre de 2017 a noviembre de 2019



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

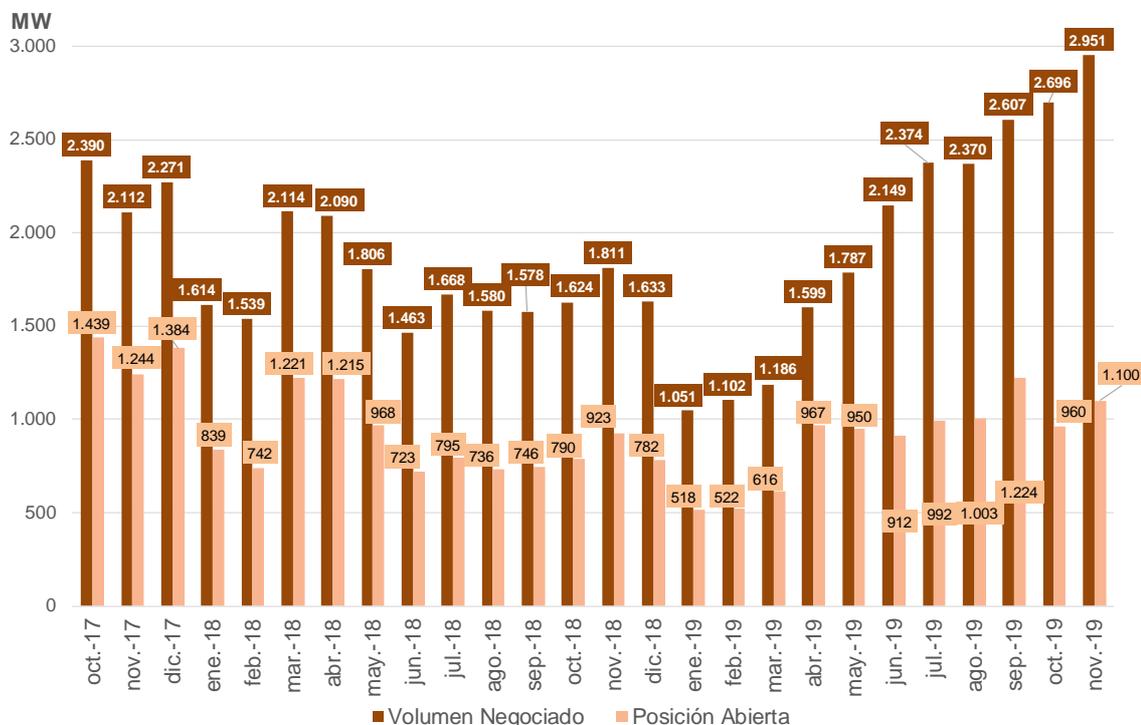
²³ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las 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>).

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en noviembre de 2019 (26.172 MW), el 11,3% (2.951 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 62,7% (1.851 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 37,3% restante (1.100 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15).

En términos medios, la posición abierta con liquidación en 2018 (873 MW) representó el 51,1% del volumen total registrado en BME Clearing (1.710 MW).

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁵ (MW)*
Periodo: noviembre de 2017 a noviembre de 2019



* 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 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.

Posición abierta en European Commodity Clearing

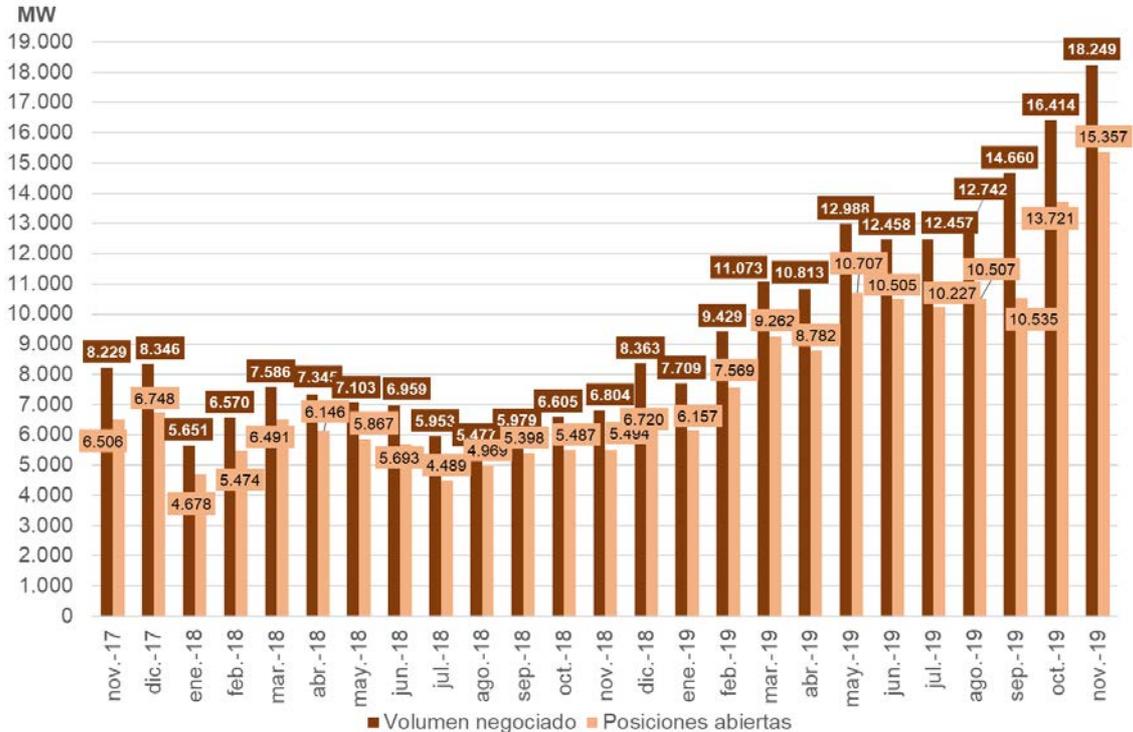
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre 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 noviembre de 2019 (26.172 MW), el 69,7% (18.249 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 15,8% (2.892 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 84,2% restante (15.357 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16).

En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2018 (5.576 MW) supuso el 83,2% del volumen total registrado en EEX-ECC en 2018 (6.700 MW).

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: noviembre de 2017 a noviembre de 2019



*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 subyacente, 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.

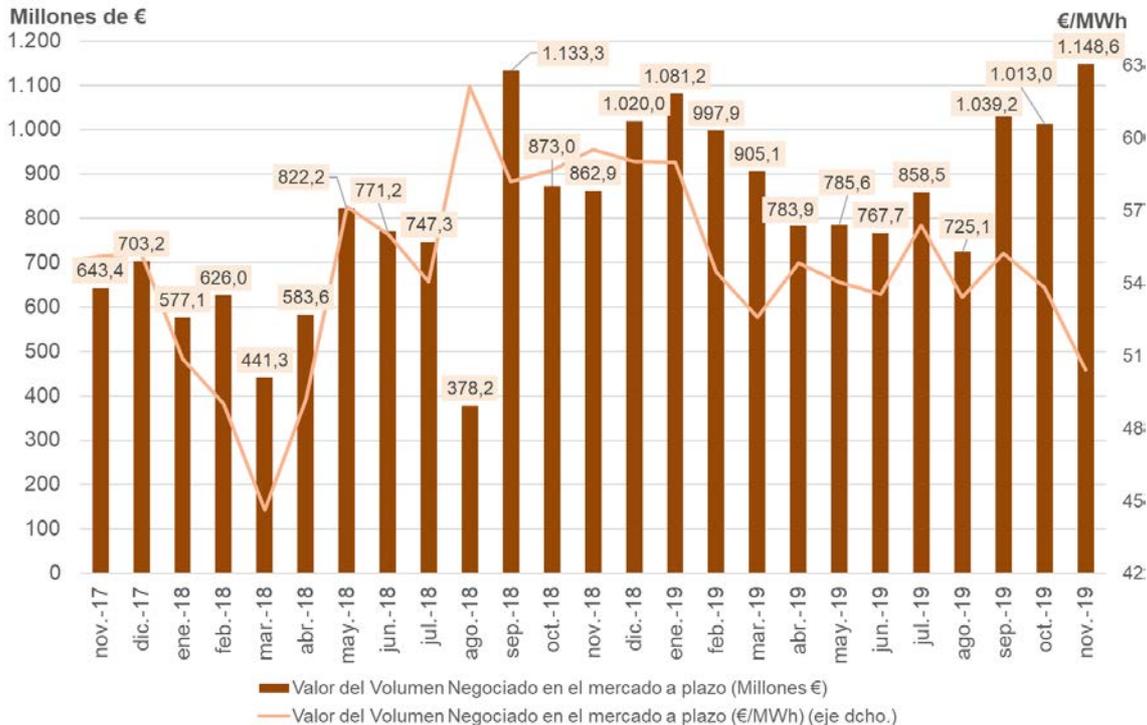
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX

El valor económico del volumen negociado en noviembre de 2019 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (22,9 TWh) fue de 1.148,6 millones de euros, un 13,4% superior al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (1.013 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en noviembre de 2019, en dichos mercados, fue 50,40 €/MWh, un 6,3% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (53,80 €/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 8.836 millones de euros. El precio medio ponderado por el volumen negociado en 2018 en dichos mercados fue 55,20 €/MWh, un 10,5% 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: noviembre de 2017 a noviembre de 2019**



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 del mercado de contado.

A 30 de noviembre de 2019, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en noviembre de 2019²⁹

²⁹ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en noviembre de 2019: mensual nov-19, trimestral Q4-19, anual YR-19, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en noviembre de 2019, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

(20.109 GWh), bajo el supuesto anterior, ascendería a 222,2 millones de €³⁰; un 21,5% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en octubre de 2019 negociados en dichos mercados (182,8 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en noviembre de 2019, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 55,79 €/MWh, superior en 10,66 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero hasta el 30 de noviembre de 2019 (45,13 €/MWh)³¹. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

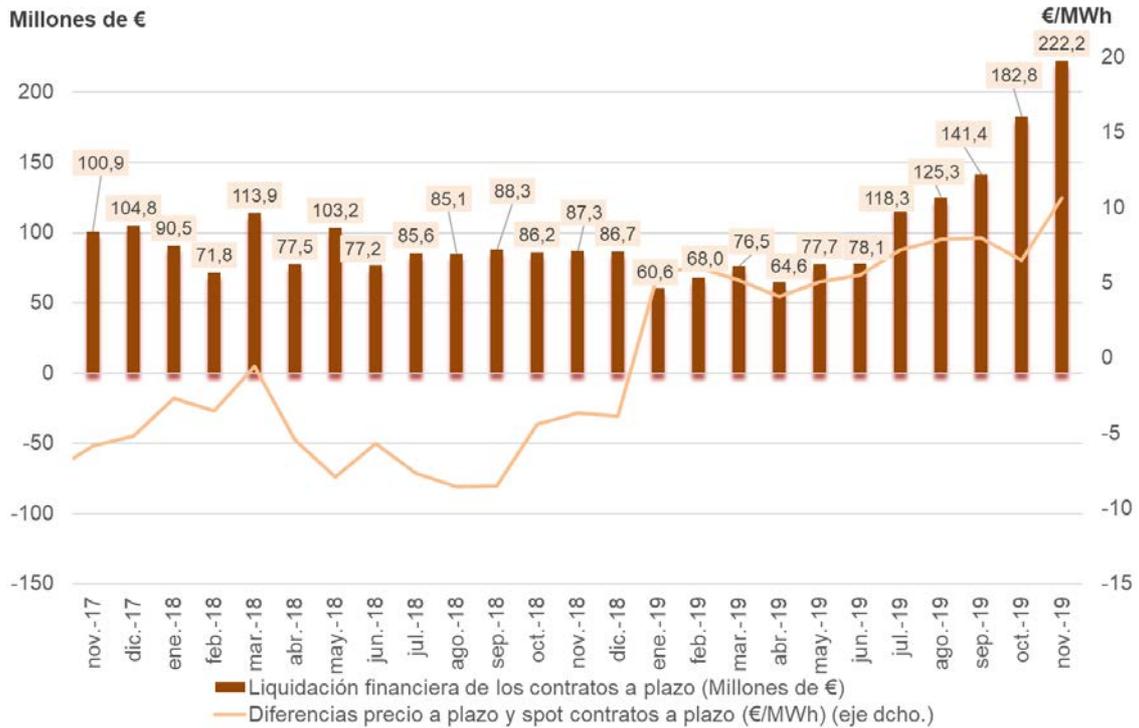
- El precio medio de los contratos que se liquidaron en todos los días del mes de noviembre de 2019 (mensual nov-19, trimestral Q4-19, anual YR-19), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 56,56 €/MWh, fue superior en 11,40 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de noviembre de 2019 (45,16 €/MWh). Asimismo, los precios máximo y mínimo de negociación de esos contratos registrados en los mercados a plazo durante todo su horizonte de negociación fueron 64,40 €/MWh y 41,95 €/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 noviembre de 2019, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 44,37 €/MWh, inferior en 0,40 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de noviembre de 2019 (44,76 €/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). Por tanto, las primas de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2018 fueron negativas, liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

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

³¹ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de noviembre provienen del contrato anual 2019 y trimestral Q4-19, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot desde el 1 de enero hasta el 30 de noviembre de 2019.

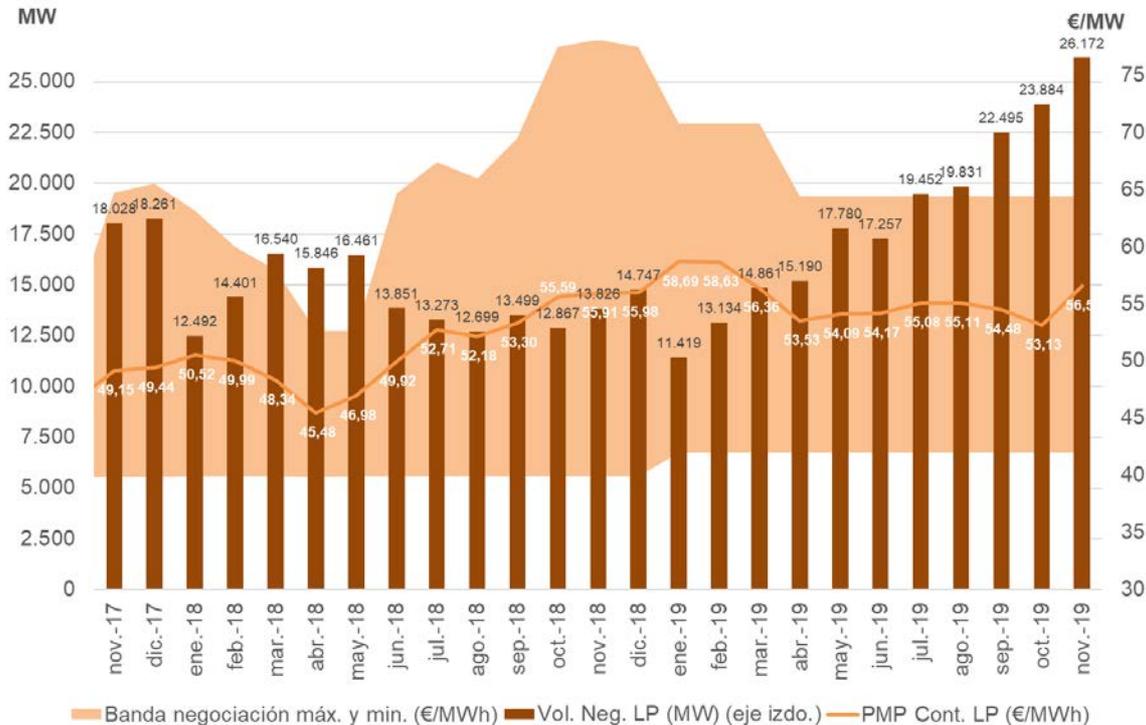
Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones €y €/MWh) a 30 de noviembre de 2019
Periodo: de noviembre de 2017 a noviembre de 2019



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: noviembre de 2017 a noviembre de 2019



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. En noviembre de 2019 se observa un comportamiento dispar en la evolución de las cotizaciones de los contratos analizados en los tres mercados. Así, mientras que descendieron los precios de todos los contratos considerados en los mercados español y alemán, en el mercado francés (con la excepción del contrato Q2-20) las cotizaciones de los contratos a plazo mostraron una tendencia ascendente.

El mayor descenso de precio en España y en Alemania fue contabilizado por los contratos con vencimiento más cercano. En el mercado español la cotización del contrato con liquidación en enero de 2020 se redujo un 8%, mientras que en el mercado alemán fue el contrato con liquidación en diciembre de 2019 el que contabilizó la mayor caída de cotización (-8,8%). En el resto de contratos analizados, el descenso de precios fue más significativo para los contratos con subyacente español que para los contratos con subyacente alemán.

Por el contrario, en el mercado francés solo redujo su cotización el contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2020 (-2,8%). El resto de contratos con subyacente francés mostraron una cierta tendencia ascendente, que osciló entre el aumento del 3,3% del precio del contrato con liquidación en diciembre de 2019 y el 0,3% del contrato con vencimiento en el tercer trimestre de 2020. El contrato anual para 2020 mantuvo su cotización en 49,1 €/MWh.

A cierre del mes de noviembre (29/11/2019), todos los contratos analizados con subyacente español cotizaron por encima de los contratos equivalentes con subyacente alemán, mientras que los contratos con subyacente francés y vencimiento más cercano, hasta el del primer trimestre de 2020 (inclusive), cotizaron por encima de los equivalentes con subyacente español. Así, a 29 de noviembre, disminuyeron los diferenciales de precio entre los contratos dic-19 con subyacente español y su equivalente francés, ene-20 y Q1-20, con subyacente español y su equivalente en Alemania, así como los diferenciales de precio entre los contratos Q2-20 y Q3-20 con subyacente español y sus equivalentes en el mercado alemán y francés.

A 29 de noviembre de 2019, la cotización a plazo del contrato anual con liquidación en 2020 en el mercado español se situó en 51,15 €/MWh (-6,3% respecto al mes anterior), manteniéndose por encima de las cotizaciones de los contratos equivalentes en Alemania (45,49 €/MWh) y en Francia (49,14 €/MWh). En el mes de noviembre, disminuyó el diferencial entre la cotización de dicho contrato con subyacente español y las cotizaciones de los contratos equivalentes con subyacentes alemán (-2,68 €/MWh) y francés (-3,46 €/MWh).

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

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	noviembre-19	octubre-19	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-19	octubre-19	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-19	octubre-19	% Variación nov. vs. oct.
dic.-19	50,00	51,60	-3,1%	37,37	40,96	-8,8%	51,87	50,20	3,3%
ene.-20	52,30	56,87	-8,0%	46,54	47,63	-2,3%	59,75	59,27	0,8%
Q1-20	51,30	55,35	-7,3%	46,14	47,06	-2,0%	56,12	55,40	1,3%
Q2-20	47,20	50,30	-6,2%	41,52	42,76	-2,9%	40,39	41,54	-2,8%
Q3-20	51,30	54,62	-6,1%	44,45	44,84	-0,9%	42,56	42,43	0,3%
YR-20	51,15	54,60	-6,3%	45,49	46,26	-1,7%	49,14	49,13	0,0%

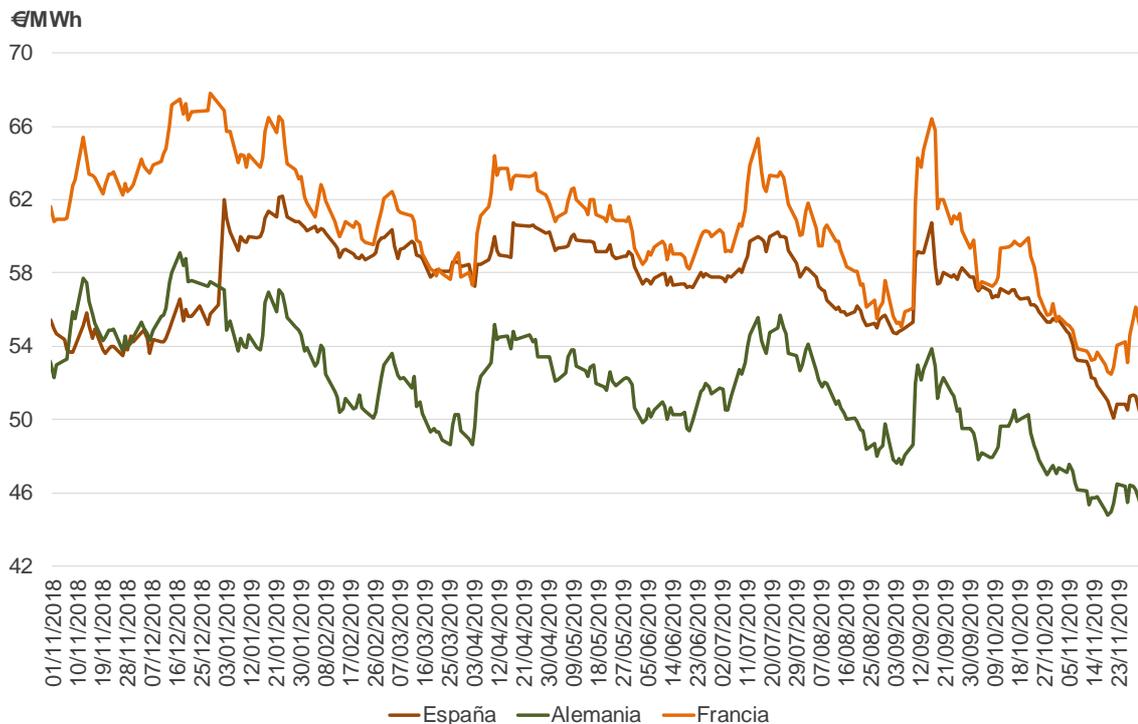
(*) Cotizaciones a 29/11/2019

Nota: últimas cotizaciones de octubre a 31/10/2019 y últimas cotizaciones de noviembre a 29/11/2019.

Nota: con anterioridad al 1/11/2018, el subyacente alemán hacía referencia a la zona común de precios entre 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.

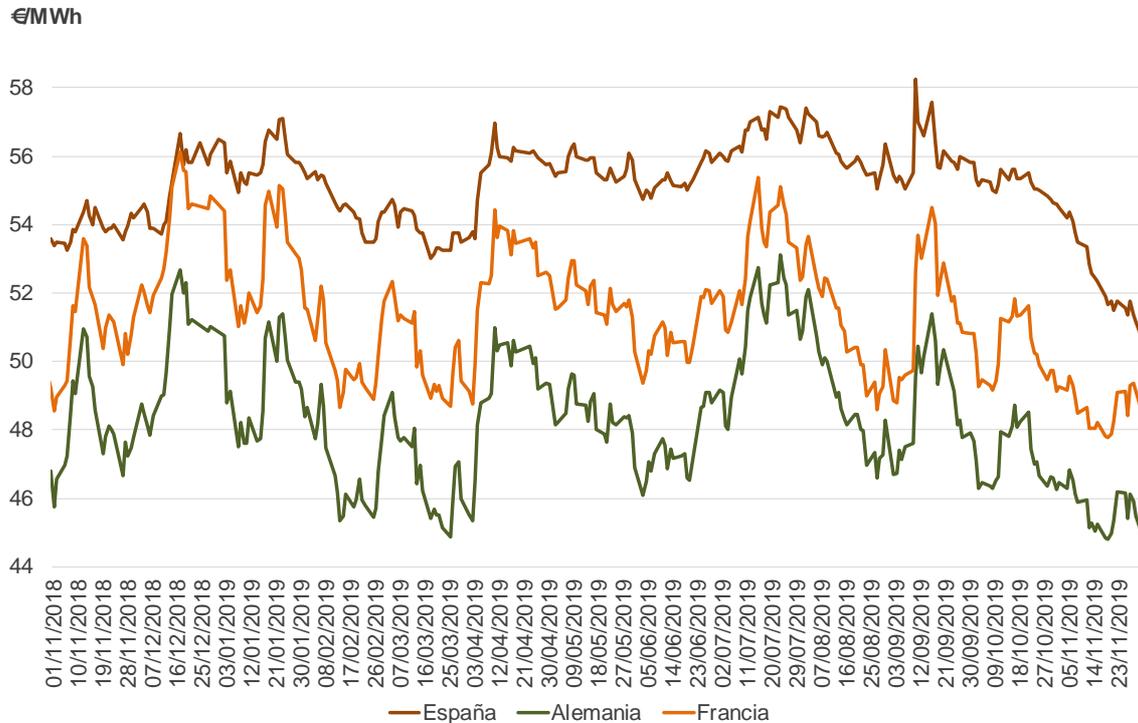
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-20 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 noviembre de 2018 a 29 de noviembre de 2019



Fuente: EEX y OMIP

**Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-20 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
 Periodo: 1 noviembre de 2018 a 29 de noviembre de 2019**



Fuente: EEX y OMIP

En el mes de noviembre de 2019 el precio medio del mercado diario español (42,19 €/MWh) fue un 10,5% inferior al del mes anterior. Por el contrario, respecto al mes de octubre, aumentó el precio medio del mercado diario alemán, hasta situarse en 41,00 €/MWh (+11,0%), y el del mercado diario francés (+19,0%), situándose en 45,94 €/MWh. El diferencial entre el precio medio del mercado diario de España y el de Francia disminuyó en 12,32 €/MWh, en el mes de noviembre respecto al mes de octubre de 2019.

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

Precios medios	noviembre-19	octubre-19	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	42,19	47,17	-10,5%
Alemania	41,00	36,94	11,0%
Francia	45,94	38,60	19,0%

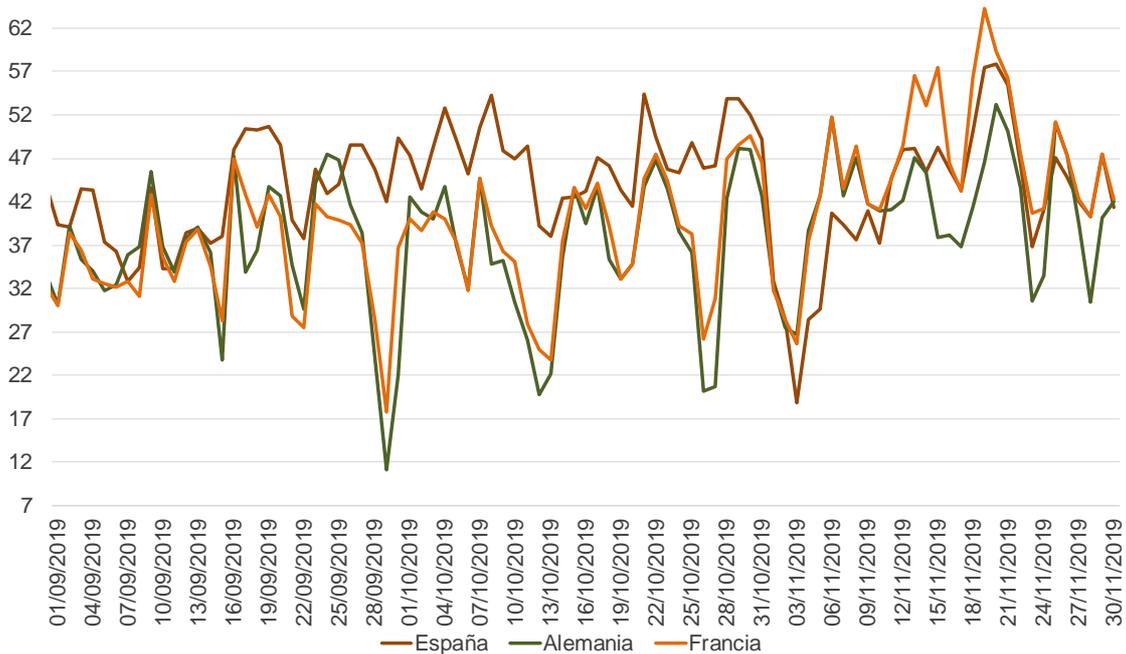
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

El Gráfico 22 refleja la evolución del precio del mercado diario en España, en Alemania y en Francia. En el mes de noviembre de 2019, el precio medio diario más bajo se registró el día 3 en el mercado español (18,88 €/MWh), mientras

que el precio medio diario más alto se registró el día 20 en el mercado francés (64,20 €/MWh). En el mes de noviembre de 2019 aumentó el acoplamiento entre el precio del mercado diario español y el precio del mercado diario francés (pasó de un acoplamiento en el 22% de las horas del mes de octubre a un acoplamiento en el 53,3% de las horas del mes de noviembre de 2019).

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de septiembre de 2019 a 30 de noviembre de 2019

€/MWh



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 noviembre de 2019 de contratos

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 de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes 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 noviembre de 2019, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs, ascendieron a 205.519 GWh en Alemania y 43.419 GWh en Francia, siendo 9,5 y 2 veces superiores, respectivamente, al volumen total de los contratos de largo plazo equivalentes con subyacente español negociados en el mercado a plazo (21.524 GWh), incluido el volumen negociado en el mercado OTC con subyacente español no registrado en ninguna cámara.

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, registrados en ambas cámaras, ascendió a 205.519 GWh, un 8% inferior al volumen negociado en el mes anterior (223.487 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 43.419 GWh, un 41,4% superior al volumen negociado el mes anterior (30.709 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 (358% de la demanda eléctrica alemana en 2018: 538,4 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 (60% de la demanda eléctrica francesa en 2018: 478,7 TWh).

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 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: noviembre de 2017 a noviembre de 2019

Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
nov-17	149.751	34.623
dic-17	133.022	23.504
ene-18	142.937	20.329
feb-18	163.356	22.335
mar-18	136.061	21.408
abr-18	127.065	17.705
may-18	168.521	17.982
jun-18	129.326	20.958
jul-18	124.627	16.523
ago-18	146.726	23.108
sep-18	226.794	36.383
oct-18	194.609	32.235
nov-18	215.528	30.857
dic-18	152.727	27.443
ene-19	216.228	16.452
feb-19	242.314	19.180
mar-19	224.532	18.894
abr-19	221.446	23.116
may-19	163.612	17.878
jun-19	152.716	25.308
jul-19	204.138	33.759
ago-19	184.364	19.813
sep-19	237.365	35.964
oct-19	223.487	30.709
nov-19	205.519	43.419

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 noviembre de 2017 a noviembre de 2019 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de noviembre de 2019, la prima de riesgo ex post en los mercados español, alemán y francés fue positiva (4,61 €/MWh, 0,65 €/MWh y 0,82 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en noviembre de 2019, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 63,94 €/MWh y 46,80 €/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 42,19 €/MWh) ascendieron a 21,75 €/MWh y a 4,61 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2019 ascendieron a 57,46 €/MWh y a 40,47 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 41 €/MWh) se situaron en 16,46 €/MWh y -0,53 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en noviembre de 2019 ascendieron a 67,10 €/MWh y a 44,72 €/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 45,94 €/MWh), se situaron en 21,16 €/MWh y -1,22 €/MWh, respectivamente.

En 2018, las primas de riesgo ex post en promedio 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). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios).

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.

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de noviembre de 2017 a noviembre de 2019, 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
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
ene-19	63,98	61,99	1,99	58,63	49,39	9,24	72,59	61,16	11,43
feb-19	59,25	54,01	5,24	54,14	42,82	11,32	60,24	46,62	13,62
mar-19	47,95	48,82	-0,87	38,54	30,63	7,91	41,92	33,86	8,06
abr-19	47,50	50,41	-2,91	35,90	36,96	-1,06	36,56	38,08	-1,52
may-19	52,00	48,39	3,61	38,35	37,84	0,51	37,93	37,21	0,72
jun-19	48,90	47,19	1,71	35,36	32,52	2,84	33,86	29,26	4,60
jul-19	49,35	51,46	-2,11	35,83	39,69	-3,86	32,54	37,66	-5,12
ago-19	47,75	44,96	2,79	39,62	36,85	2,77	34,73	33,39	1,34
sep-19	44,85	42,11	2,74	38,63	35,75	2,88	37,97	35,54	2,43
oct-19	48,45	47,17	1,28	40,55	36,94	3,61	45,00	38,60	6,40
nov-19	46,80	42,19	4,61	41,65	41,00	0,65	46,76	45,94	0,82

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 noviembre de 2019, a diferencia del mes de octubre, los precios de los combustibles mostraron, en general, una tendencia ascendente. Así, respecto al mes anterior, el precio spot y a plazo del Brent, el precio spot del NBP y del PEG, las referencias spot y a plazo de MIBGAS, así como las cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano de carbón evolucionaron al alza. Por el contrario, fue bajista el comportamiento de las cotizaciones de los contratos a plazo de gas en NBP y los precios de los derechos de emisión de CO₂.

El mayor incremento de precio de los combustibles correspondió a la referencia spot del gas natural en NBP³⁶, que aumentó un 75,1% respecto al mes de

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

octubre, situándose en 13,81 £/MWh. Este ascenso de la cotización de la referencia spot NBP, estuvo en línea con el aumento registrado por el contrato equivalente en MIBGAS (+55%) y en PEG (+67,4%). Del mismo modo la referencia del gas en PVB-ES a un mes aumentó, aunque de forma más moderada (+16%).

En contraste con la subida de la cotización spot del gas en NBP, en el mes de noviembre las cotizaciones de los contratos trimestrales de gas natural en este hub descendieron un 5,3% (Q1-20), un 4,4% (Q2-20) y un 3,8% (Q3-20).

El precio del Brent también mostró una tendencia ascendente en los contratos spot, con entrega a un mes y a doce meses, con subidas del 6,3%, 3,7% y del 1,1%, respectivamente.

Las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ARA) con entrega en diciembre y en el primer trimestre de 2020 aumentaron en torno a un 1%, alcanzando a cierre del mes una cotización de 58,65 \$/t y 60,68 \$/t, respectivamente, mientras que el precio del contrato anual con entrega en 2020 disminuyó un 0,6% situándose a cierre de mes en 63,54 \$/t.

En contraste, los precios de los derechos de emisión de CO₂ con entrega en diciembre de 2019 y diciembre de 2020 disminuyeron alrededor de un 1,5%, en ambos casos, situándose, a cierre del mes de noviembre en 25,22 €/tCO₂ y 25,36 €/tCO₂, respectivamente.

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

	Cotizaciones en Nov.-19: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Oct.2019: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	29-nov-19	Mín.	Máx.	31-oct-19	Mín.	Máx.	Nov. vs Oct.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	62,98	60,34	65,01	59,22	57,81	61,88	6,3%
Brent entrega a un mes	62,43	60,91	64,27	60,23	57,69	62,02	3,7%
Brent entrega a doce meses	56,93	56,93	59,61	56,30	55,11	58,54	1,1%
Gas natural Europa							
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	13,81	9,64	14,30	7,88	7,20	10,61	75,1%
Gas NBP entrega Q1-20	14,62	14,62	15,92	15,44	15,34	18,18	-5,3%
Gas NBP entrega Q2-20	12,92	12,92	14,01	13,51	13,48	15,60	-4,4%
Gas NBP entrega Q3-20	12,88	12,83	13,84	13,39	13,37	15,26	-3,8%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	14,00	7,89	16,02	9,03	9,03	14,58	55,0%
PVB-ES a un mes	15,20	13,10	16,15	13,10	13,10	17,45	16,0%
PEG Spot	15,40	11,23	16,15	9,20	8,15	12,15	67,4%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Dec-19	58,65	57,00	60,55	58,00	59,05	65,25	1,1%
Carbón ICE ARA Q1-20	60,68	58,30	61,28	60,10	60,10	66,40	1,0%
Carbón ICE ARA CAL-20	63,54	62,42	64,93	63,92	63,84	69,65	-0,6%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-2019	25,22	23,39	25,63	25,61	22,53	26,30	-1,5%
Dchos. emisión EUA Dic-2020	25,36	23,53	25,78	25,77	22,74	26,49	-1,6%

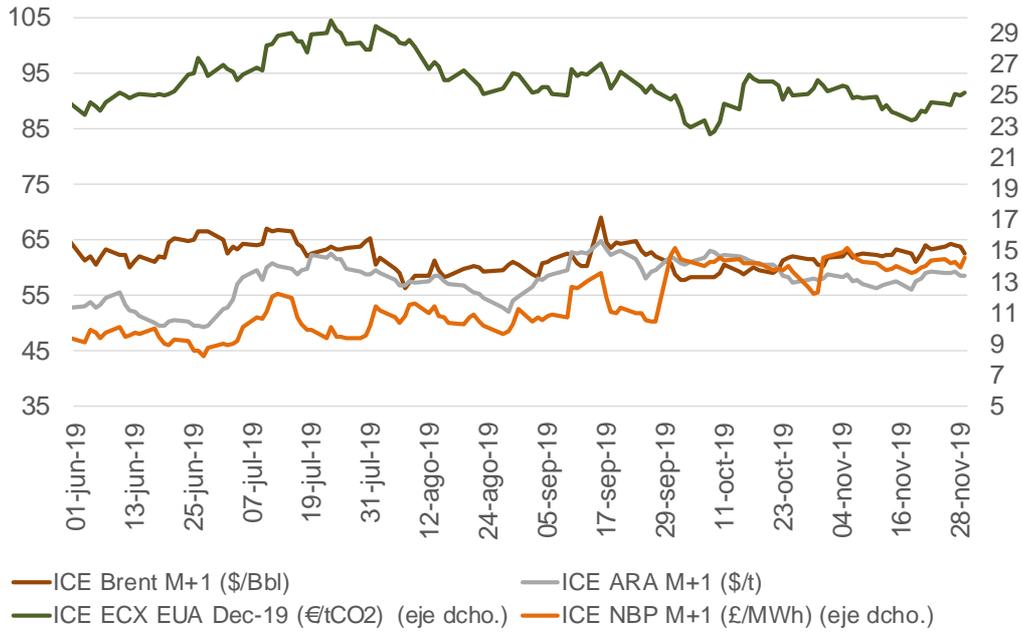
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS 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 octubre a 31/10/2019 y cotizaciones de noviembre a 29/11/2019.

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

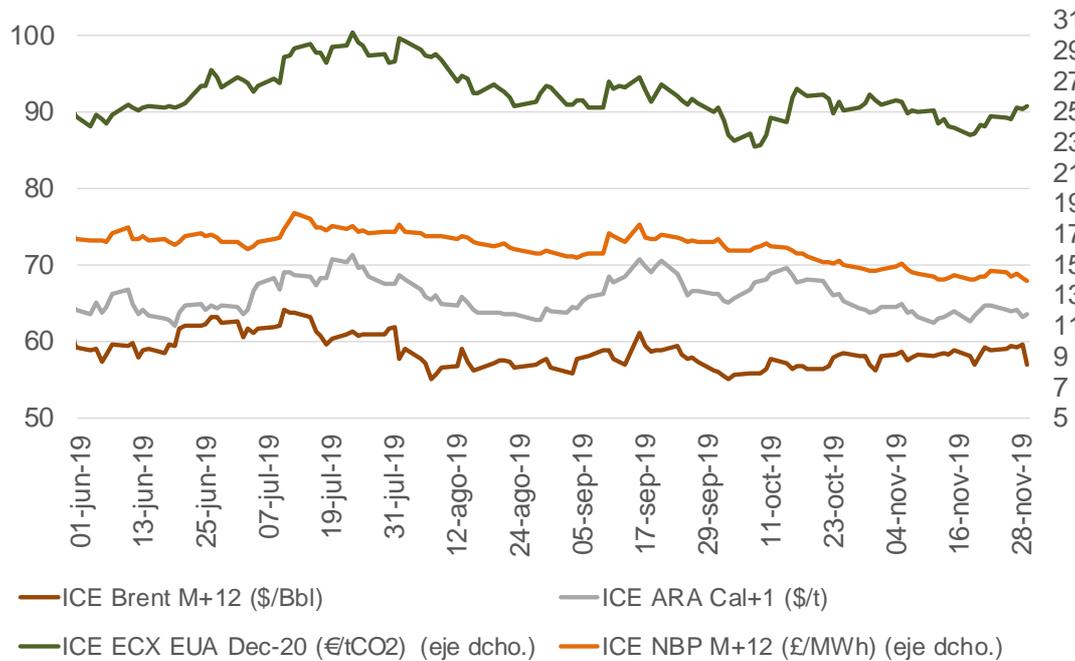
Las tendencias indicadas durante el mes de noviembre, se observan en el Gráfico 23, en el que se refleja la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente, así como en el Gráfico 24, en el que se muestra la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista.

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 junio de 2019 a 29 de noviembre de 2019



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 junio de 2019 a 29 de noviembre de 2019



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

Al cierre del mes de noviembre de 2019 (29 de noviembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,0982 \$/€ frente a 1,1154 \$/€ al final del mes anterior. Del mismo modo, también se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, al situarse a 29 de noviembre en 0,852 £/€ frente a 0,861 £/€ a cierre de mes de octubre.

En noviembre de 2019 la tendencia alcista de los precios del petróleo podría justificarse, en parte, por las noticias positivas sobre las conversaciones comerciales entre Estados Unidos y China; tendencia que contrasta con la relativa debilidad de los precios registrada durante la mayor parte de 2019, a pesar de las tensiones geopolíticas, en un contexto de disminución de la demanda bruta de petróleo en un mercado bien abastecido y con altos inventarios. Para el año 2020, las previsiones de la AIE apuntan a una recuperación de la actividad mundial de las refinerías, tras el parón en su crecimiento en 2019.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Al cierre del mes de noviembre, la curva a plazo de los combustibles (véase Gráfico 25), de forma similar al mes anterior, anticipa una tendencia descendente

de las cotizaciones del petróleo Brent, que pasarían de 62,43 \$/Bbl, en el mes de enero de 2020, a 57,16 \$/Bbl en el mes de noviembre de 2020.

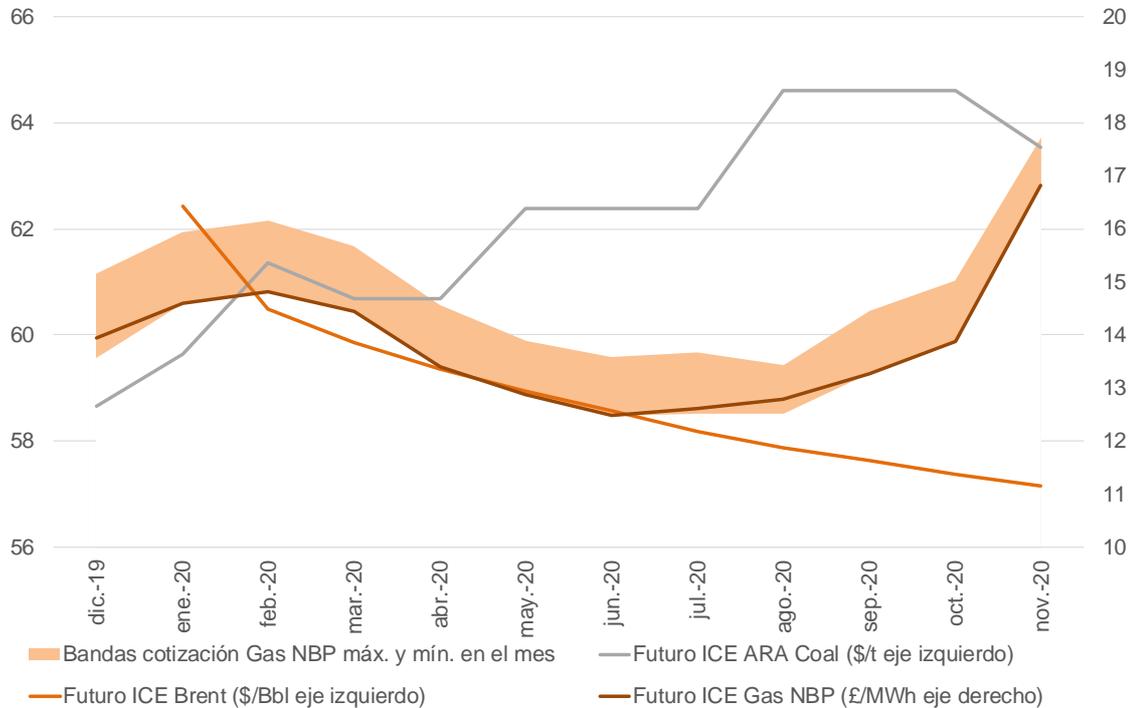
Por su parte, la curva forward del carbón (ICE ARA), a 29 de noviembre, muestra una tendencia alcista hasta el mes de febrero de 2020, pasando de una cotización prevista para el mes de diciembre de 2019 de 58,65 \$/t a una cotización de 61,35 \$/ton prevista para dicho mes y descendiendo a 60,68 \$/ton para el mes de marzo de 2020. A partir de abril de 2020, la cotización prevista del carbón (ICE ARA) vuelve a ascender, llegando a cotizar a 64,60 \$/t durante el tercer trimestre de 2020, aunque sufriría una nueva caída en el mes de noviembre de 2020, hasta situarse en 63,54 \$/t.

La curva a plazo del gas natural (NBP), al cierre del mes de noviembre, muestra un claro ascenso (curva en “contango³⁷”) entre los meses de diciembre de 2019 (13,94 £/MWh) y febrero de 2020 (14,82 £/MWh), , para, a continuación, descender hasta junio de 2020 (12,47 £/MWh) e incrementarse posteriormente hasta 16,81 £/MWh en noviembre de 2020, alcanzando en dicho mes la cotización máxima de la curva .

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 noviembre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio para el mes de noviembre en 1,17 £/MWh.

³⁷ 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 29 de noviembre de 2019 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

A 29 de noviembre de 2019, el precio spot NBP se situó en 16,20 €/MWh (9,15 €/MWh en el mes anterior) y el precio spot en MIBGAS en 14 €/MWh (9,03 €/MWh en el mes anterior), aumentando el diferencial entre ambas referencias de precios, al situarse en 2,2 €/MWh, frente a 0,12 €/MWh en el mes anterior. El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 15,20 €/MWh a 29 de noviembre de 2019 (13,10 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes (29 de noviembre) ascendió a 15,40 €/MWh (9,20 €/MWh en el mes anterior).

En cuanto a la evolución del coste de la materia prima empleado para el cálculo de la tarifa de último recurso³⁸, el valor vigente para el cuarto trimestre de 2019 continua siendo el del segundo trimestre de 2019 (20,68 €/MWh), un 16,3% inferior a la referencia del primer trimestre de 2019 (24,69 €/MWh), al mantenerse congelado por segundo trimestre consecutivo, por no haberse producido una variación (al alza o a la baja) superior al 2%, tal y como establece la metodología de cálculo.

³⁸ A incluir en el término variable en el cálculo de la Tarifa de Último Recurso de gas natural. Su valor se actualiza con periodicidad trimestral (los días 1 de enero, abril, julio y octubre), siempre que el coste de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2%.

Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

En noviembre de 2019 aumentó el volumen negociado en MIBGAS Derivatives con respecto al mes de octubre. En concreto, se negociaron 620,5 GWh con entrega en PVB, un 45,5% por encima del volumen negociado en el mes de octubre de 2019. Se negociaron 5 tipologías de contratos, siendo el más negociado el contrato anual con vencimiento en 2020 (48,4%), con 300.120 MWh negociados a un precio medio ponderado de 17,06 €/MWh, seguido del contrato trimestral Q1-20 (37,3%), con 231.140 MWh negociados a un precio medio ponderado de 16,99 €/MWh

El volumen total negociado en 2018 en MIBGAS Derivatives se situó en 1.998 GWh, distribuido en 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 el periodo estival siguiente (S) y contrato con entrega en el año siguiente (Y+1). El mayor volumen de negociación, en 2018, se concentró en el contrato anual con entrega en 2019 (38,9% del total negociado), seguido del contrato con entrega en el trimestre siguiente (32% del total negociado) y del contrato con entrega a dos meses vista (23,8%).

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-20 y Cal-20 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

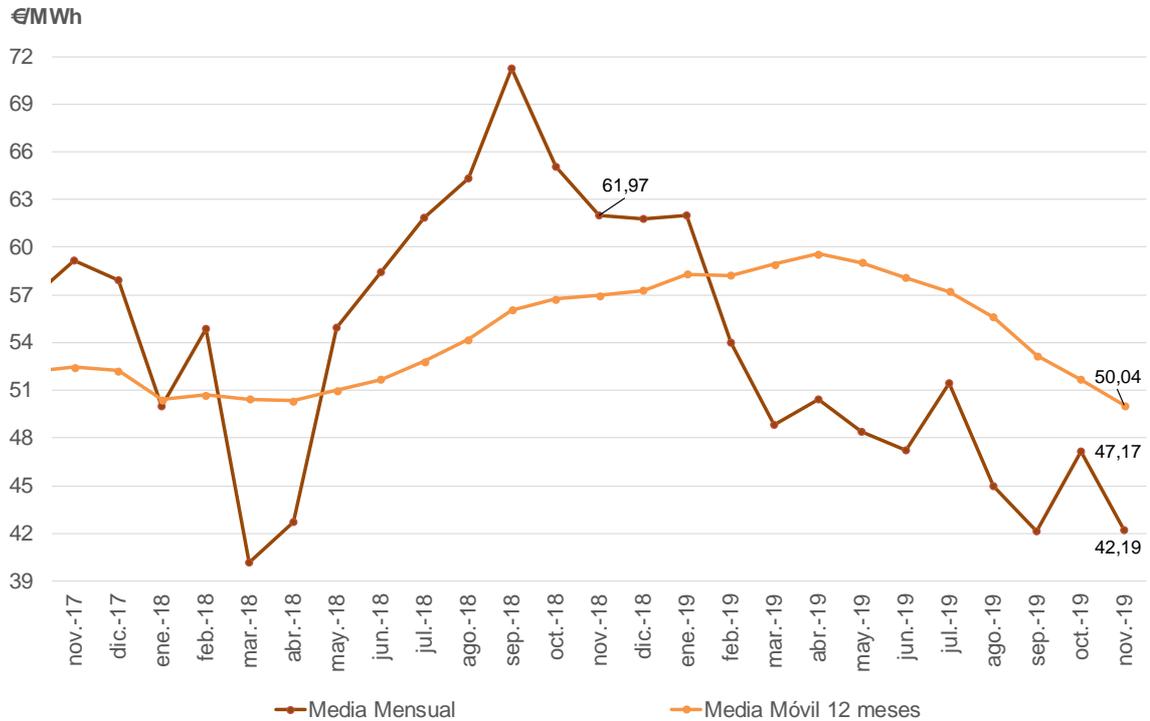
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

4.5. Análisis de los precios spot en España

El Gráfico 27 muestra la evolución del precio medio mensual y de la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre noviembre de 2017 y noviembre de 2019. En el mes de noviembre de 2019 el precio spot medio mensual se situó en 42,19 €/MWh³⁹, un 10,5% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (47,17 €/MWh), y un 32% inferior al precio spot medio registrado en noviembre de 2018 (61,97 €/MWh).

³⁹ En noviembre de 2019 el precio spot medio portugués se situó en 42,13 €/MWh. En dicho mes, el precio spot español y el precio spot portugués difirió en 17 horas de un total de 720 horas (2,4% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio 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).

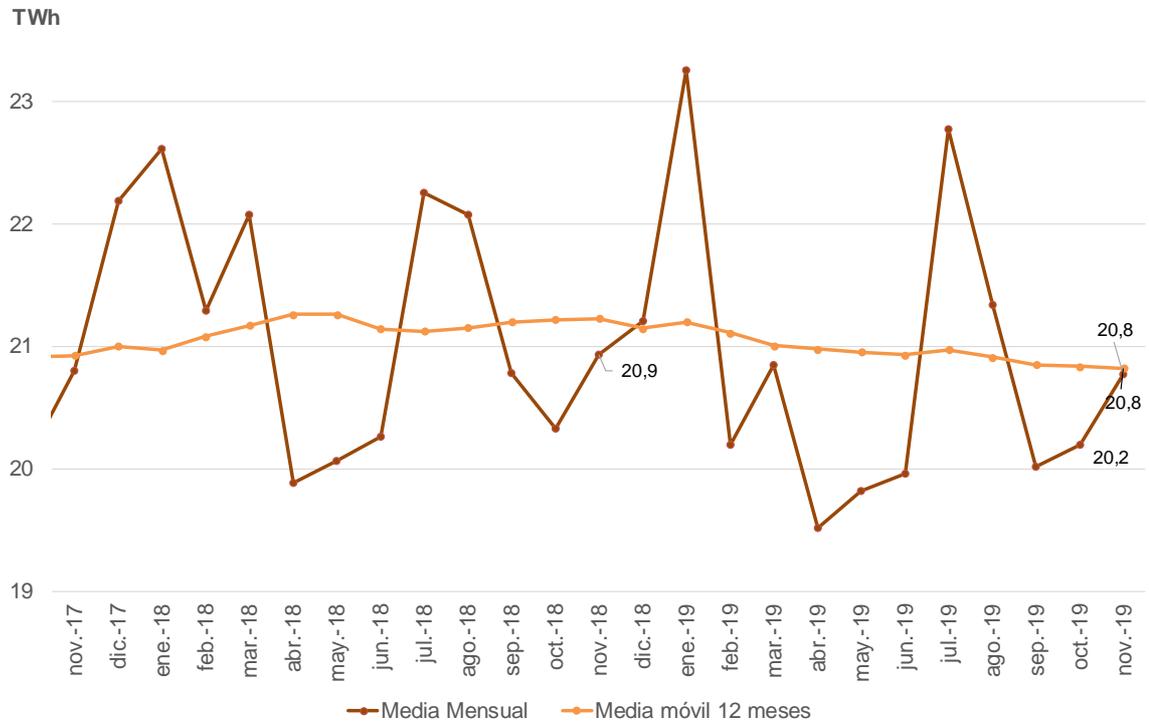
Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: noviembre de 2017 a noviembre de 2019



Fuente: OMIE

En el Gráfico 28 se representa la evolución mensual y la media móvil anual de la demanda de transporte peninsular. En el mes de noviembre de 2019, la demanda se cifró en 20,8 TWh, un 2,9% superior al valor registrado en el mes anterior (20,2 TWh), y un 0,8% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,9 TWh en noviembre de 2018). En el mes de noviembre de 2019, la demanda fue igual a la media móvil anual (20,8 TWh).

Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: noviembre de 2017 a noviembre de 2019



Fuente: REE

En el Cuadro 9 se recogen los datos relativos a la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de noviembre y de octubre de 2019, noviembre de 2018, así como para el año 2018 y el acumulado del año 2019.

Respecto al mes de noviembre de 2018, cabe destacar el descenso de la producción de las centrales de carbón (-85,6%), de la generación con residuos (-14,3%), de las centrales nucleares (-10,3%) y de la solar térmica (-4,4%). Por el contrario, aumentó significativamente la contribución de la eólica (+59%), de la solar fotovoltaica (+45%), de la hidráulica (+22,4%) y de las centrales de ciclo combinado (+21,7%).

La participación de fuentes renovables aumentó más de 16 puntos porcentuales en noviembre de 2019 (52,7%), respecto a noviembre de 2018 (36,1%). Para el conjunto del año 2018, el porcentaje de participación sobre la cobertura de la demanda de estas tecnologías fue del 39,5%.

Prosigue la tendencia bajista en los precios del gas, por lo que se mantiene la inversión en el orden de mérito económico del coste de las tecnologías térmicas de carbón y gas, en beneficio de los ciclos combinados, como ya ocurriera en los meses previos.

En línea con el aumento de la contribución de las centrales renovables (+21,5%) respecto al mes anterior, y una menor participación de las centrales de ciclo combinado (-31,5%) y de las centrales de carbón (-18,5%), y pese a la mayor demanda (+2,9 %), el precio de mercado spot en el mes de noviembre descendió (-4,98 €/MWh respecto al registrado en octubre de 2019).

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

	nov-19	oct-19	nov-18	% Var. nov-19 vs. oct-19	% Var. nov-19 vs. nov-18	2018	2018 % Total Demanda transporte	2019	2019 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,76	1,21	2,25	127,6%	22,4%	35,52	14,0%	20,93	9,2%
Nuclear	3,44	4,53	3,83	-24,1%	-10,3%	53,27	21,0%	51,56	22,5%
Carbón	0,56	0,69	3,88	-18,5%	-85,6%	35,01	13,8%	10,44	4,6%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	3,91	5,71	3,22	-31,5%	21,7%	26,68	10,5%	48,62	21,3%
Eólica	7,28	3,68	4,58	98,0%	59,0%	49,06	19,3%	47,58	20,8%
Solar fotovoltaica	0,50	0,76	0,34	-34,8%	45,0%	7,35	2,9%	8,35	3,7%
Solar térmica	0,09	0,33	0,09	-73,6%	-4,4%	4,68	1,8%	5,33	2,3%
Otras renovables ⁽²⁾	0,31	0,32	0,30	-0,6%	6,1%	3,62	1,4%	3,37	1,5%
Cogeneración	2,47	2,47	2,43	0,0%	1,8%	28,90	11,4%	27,22	11,9%
Residuos	0,21	0,23	0,24	-9,9%	-14,3%	3,01	1,2%	2,55	1,1%
Total Generación	21,52	19,93	21,18	8,0%	1,6%	247,14	97,4%	225,99	98,8%
Consumo en bombeo	-0,36	-0,17	-0,23	114,1%	61,8%	-3,20	-1,3%	-2,33	-1,0%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,09	-0,14	-0,06	-36,9%	39,1%	-1,23	-0,5%	-1,57	-0,7%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-0,30	0,58	0,04	-151,2%	-861,5%	11,05	4,4%	6,57	2,9%
Total Demanda transporte	20,77	20,19	20,93	2,9%	-0,8%	253,74	100,0%	228,66	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

