



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

3 de octubre de 2019

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 Q2-19 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 agosto de 2019, en contraste con la subida experimentada en el mes julio, el precio medio del mercado de contado descendió un 12,6% respecto al mes anterior, situándose en 44,96 €/MWh.

En este contexto, las cotizaciones de los contratos a plazo de electricidad analizados también registraron una tendencia descendente, que fue más acusada para los contratos con vencimiento más cercano. Así, el mayor descenso de precios lo contabilizaron los contratos mensuales con liquidación en septiembre y octubre de 2019, cuyas cotizaciones cayeron un 10,5% y un 8,1%, respectivamente, hasta situarse, a cierre del mes de agosto, en 44,85 €/MWh para el contrato sep-19, y en 48,50 €/MWh para el contrato oct-19.

Los precios de los contratos trimestrales descendieron también de manera notable. El mayor descenso correspondió a la cotización del contrato trimestral Q4-19 (-4,9%), que se situó al cierre del mes de agosto en 54,50 €/MWh (57,30 €/MWh a 31 de julio), seguido de la caída del precio del contrato Q1-20, (-3,9%), que cerró el mes de agosto en 55,70 €/MWh (57,95 €/MWh a 31 de julio).

Por su parte, a 30 de agosto, las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en 2020 (56,35 €/MWh) y 2021 (53 €/MWh) disminuyeron un 0,7% y un 0,1%, respectivamente, en relación al mes de julio.

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.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

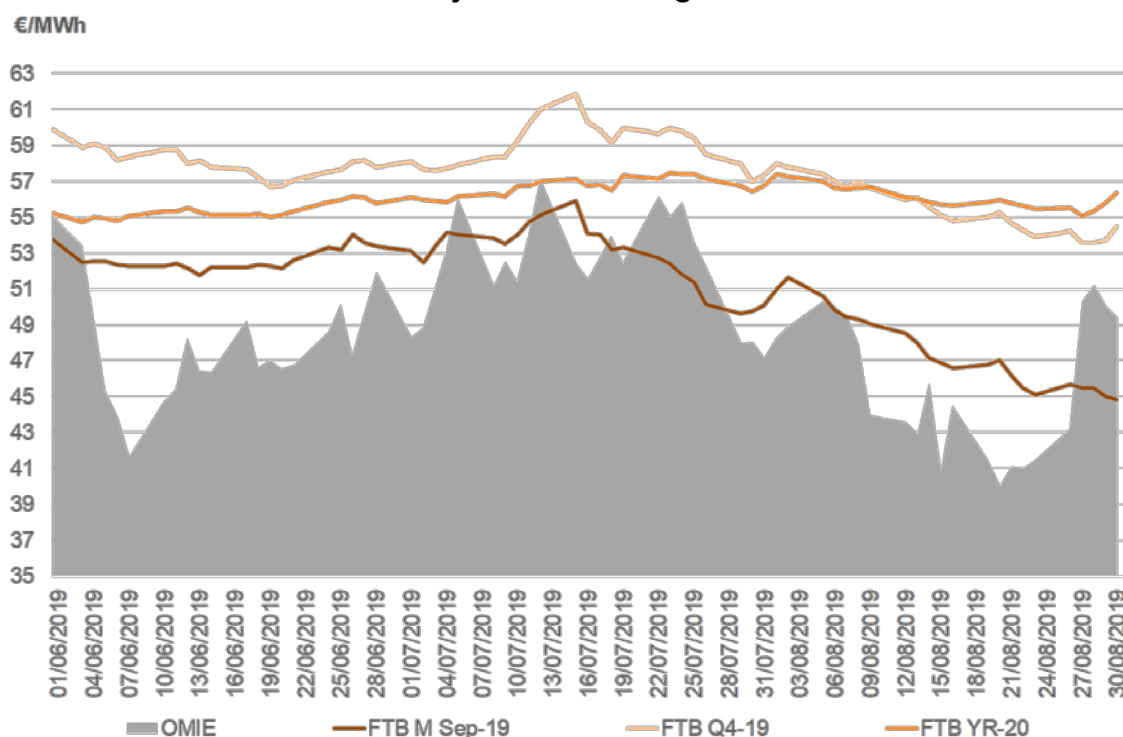
Contratos	MES DE AGOSTO DE 2019				MES DE JULIO DE 2019				% Δ Últ. Cotiz. ago-19 vs. jul-19
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Sep-19	44,85	51,60	44,85	47,50	50,10	55,93	49,65	52,91	-10,5%
FTB M Oct-19	48,50	53,10	47,90	50,52	52,75	57,00	52,25	54,62	-8,1%
FTB M Nov-19	56,75	60,62	55,00	58,17	59,24	63,94	58,77	60,86	-4,2%
FTB Q4-19	54,50	58,00	53,55	55,48	57,30	61,85	57,00	59,00	-4,9%
FTB Q1-20	55,70	58,25	55,00	56,24	57,95	60,25	57,50	58,89	-3,9%
FTB Q2-20	51,85	52,50	51,13	51,62	52,27	52,50	51,30	51,96	-0,8%
FTB Q3-20	57,16	58,46	55,30	57,07	57,44	57,70	56,16	56,99	-0,5%
FTB YR-20	56,35	57,40	55,05	56,10	56,75	57,45	55,85	56,69	-0,7%
FTB YR-21	53,00	53,40	52,55	52,96	53,05	53,60	52,00	52,89	-0,1%

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de julio a 31/07/2019 y últimas cotizaciones de agosto a 30/08/2019.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

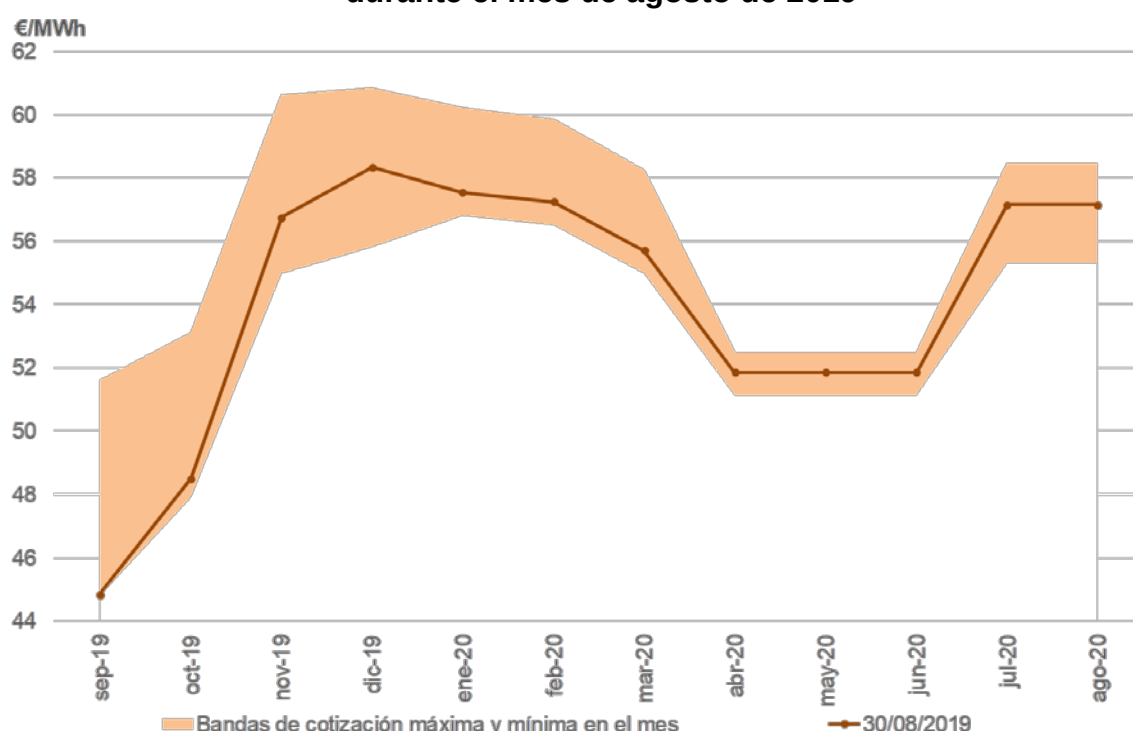
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de junio a 30 de agosto de 2019**



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 agosto de 2019. A 30 de agosto, la curva presenta una tendencia claramente ascendente (curva en “contango”²) a partir del mes de septiembre y hasta el mes de diciembre de 2019 (cotización máxima prevista de 58,33 €/MWh). Por el contrario, a partir de diciembre de 2019 y hasta abril de 2020 la tendencia prevista sería descendente (curva en “backwardation”³), con un mínimo de 51,85 €/MWh para el segundo trimestre de 2020. A partir de julio de 2020 la curva muestra un nuevo ascenso, previendo un precio de 57,16 €/MWh para el tercer trimestre de 2020.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de agosto, el precio medio del mercado diario (44,96 €/MWh) fue un 12,6% inferior al registrado en el mes anterior (51,46 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en agosto de 2019 (de 31 de julio de 2019) anticipaba un precio medio del mercado diario de 47,75 €/MWh para dicho mes, un 6,2% superior al precio spot finalmente registrado (44,96 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de

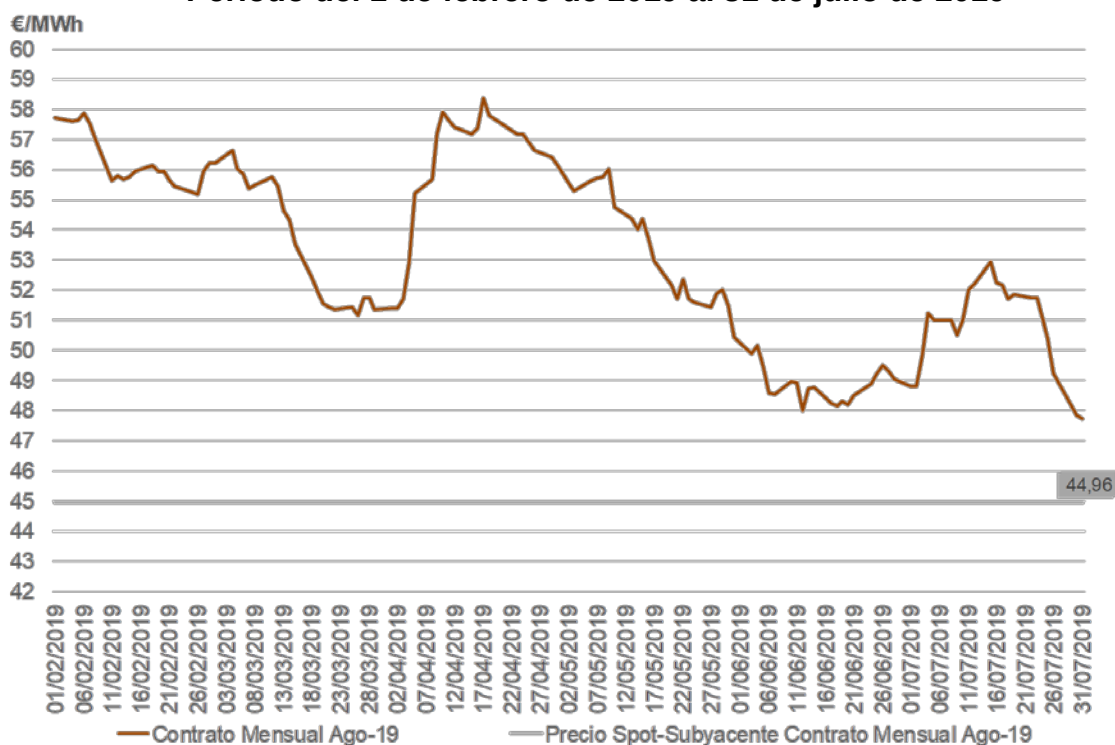
² Curva a plazo en “contango”: cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

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.

dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP⁴, se alcanzaron el 17 de abril de 2019 (máxima de 58,39 €/MWh) y el 31 de julio de 2019 (mínima de 47,75 €/MWh), siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 10,64 €/MWh.

Tal y como se observa en el Gráfico 3, el precio medio del mercado diario en el mes de agosto (44,96 €/MWh) fue inferior a las cotizaciones del contrato mensual con liquidación en el mes de agosto durante todo el periodo de cotización del contrato en OMIP (desde el 1 de febrero hasta el 31 de julio de 2019). Así, las primas de riesgo calculadas ex post⁵ del contrato mensual de agosto fueron positivas y, por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios).

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en agosto de 2019 en OMIP vs. precio spot de agosto de 2019. Periodo del 1 de febrero de 2019 al 31 de julio de 2019



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en septiembre de 2019, a 30 de agosto, anticipa un precio medio del mercado diario en septiembre de 44,85 €/MWh.

⁴ Del 1 de febrero al 31 de julio de 2019.

⁵ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en agosto de 2019 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en agosto 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 agosto 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 agosto de 2019 (45,31 €/MWh) fue superior al precio medio diario del mercado de contado en agosto 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 44,70 €/MWh.

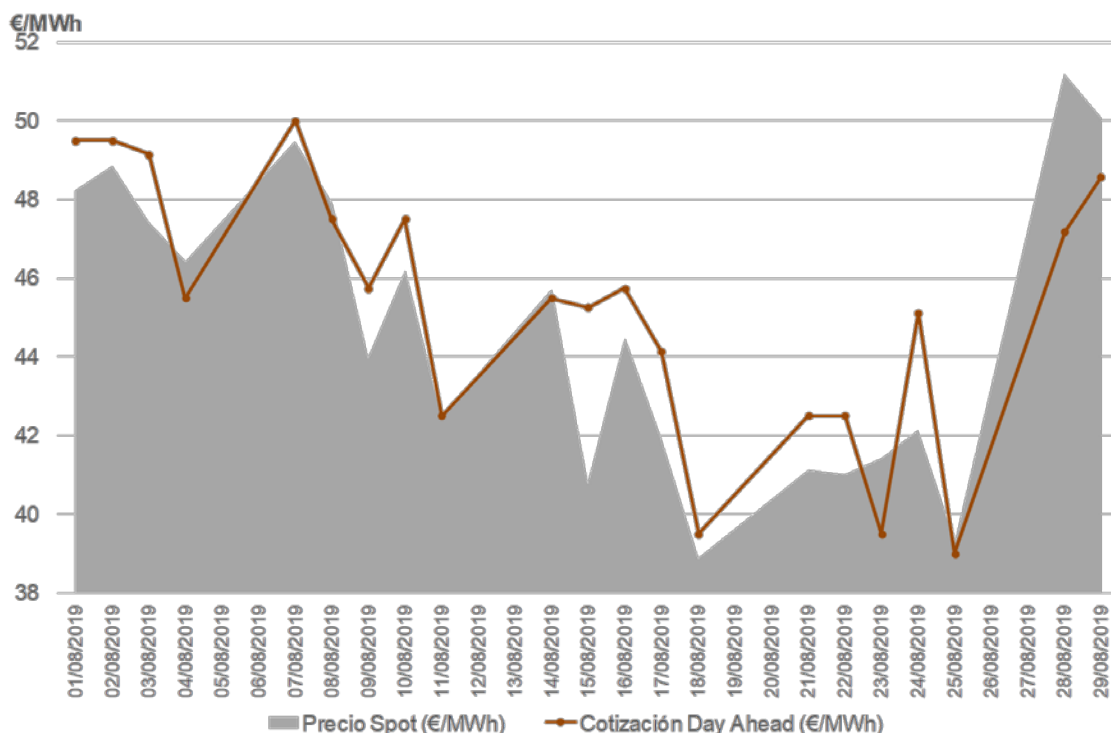
Por tanto, la prima de riesgo de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day-ahead* en OMIP del día anterior a su liquidación y el precio del subyacente) en agosto de 2019 fue positiva (+0,61 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con beneficios (pérdidas).

En el mes de agosto de 2019, la máxima prima de riesgo ex post⁷ de los contratos *day-ahead* se registró el día 15 (4,47 €/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: agosto 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 julio y agosto de 2019⁹.

En el mes de agosto de 2019, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 13,6 TWh, un 10,9% inferior al volumen negociado el mes anterior (15,2 TWh), y un 122,8% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (6,1 TWh).

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) (0,7 TWh) representó el 5% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) en agosto de 2019, frente al 4,6% de julio. 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 agosto de 2019 (13,6 TWh) representó el 63,6% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (21,3 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 agosto 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 Commodity

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 agosto de 2018, el volumen total negociado en los mercados a plazo (6,1 TWh) representó el 27,6% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (22,1 TWh).

Clearing (ECC, mercado de derivados de EEX¹¹) se situó en 12,2 TWh (un 9,9% inferior al volumen registrado el mes anterior), lo que supone el 95% del volumen negociado en los mercados OTC. 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.

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 agosto 2019	Mes anterior julio 2019	% Variación	Acumulado 2019	Total 2018	2019 (%)	2018 (%)
OMIP	486	371	31,1%	4.189	6.000	3,3%	3,7%
EEX	194	329	-41,1%	3.357	5.812	2,7%	3,6%
OTC	12.890	14.522	-11,2%	118.297	148.261	94,0%	92,6%
OTC registrado y compensado**:	12.244	13.584	-9,9%	112.042	125.067	89,0%	78,1%
<i>OMIClear</i>	2.491	2.511	-0,8%	13.475	12.076	10,7%	7,5%
<i>BME Clearing</i>	1.235	1.668	-26,0%	16.801	12.343	13,4%	7,7%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	8.519	9.405	-9,4%	81.766	100.648	65,0%	62,9%
Total (OMIP, EEX y OTC)	13.569	15.221	-10,9%	125.844	160.073	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:

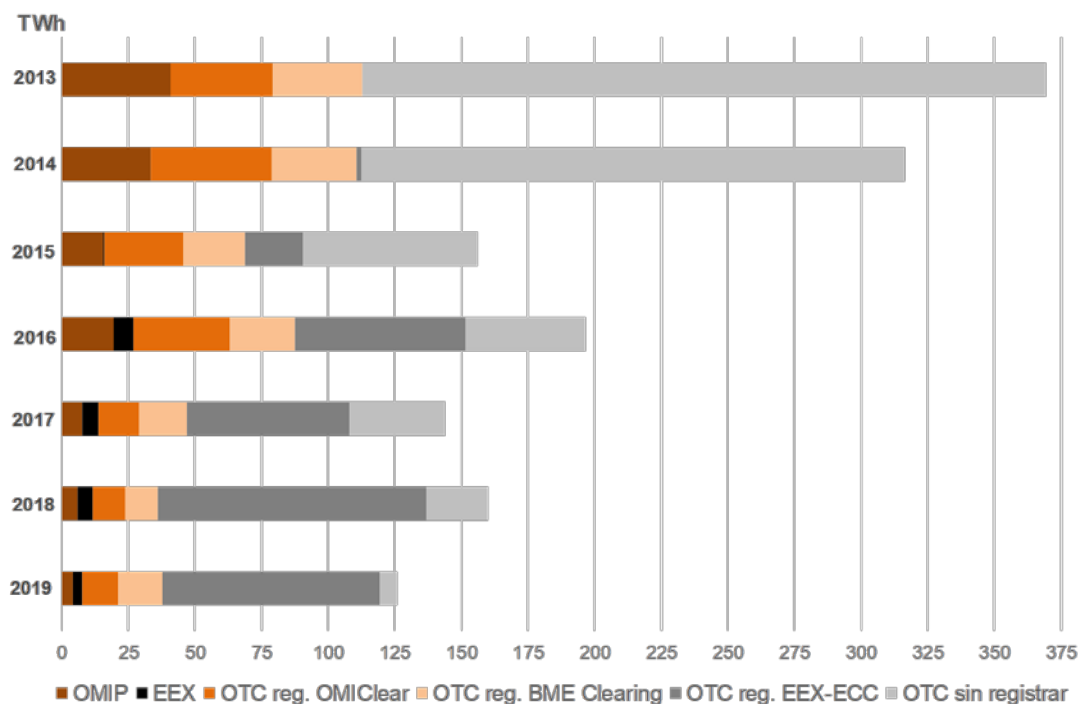
- Podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las agencias de intermediación pueden no remitir estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo 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 31 de agosto 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.

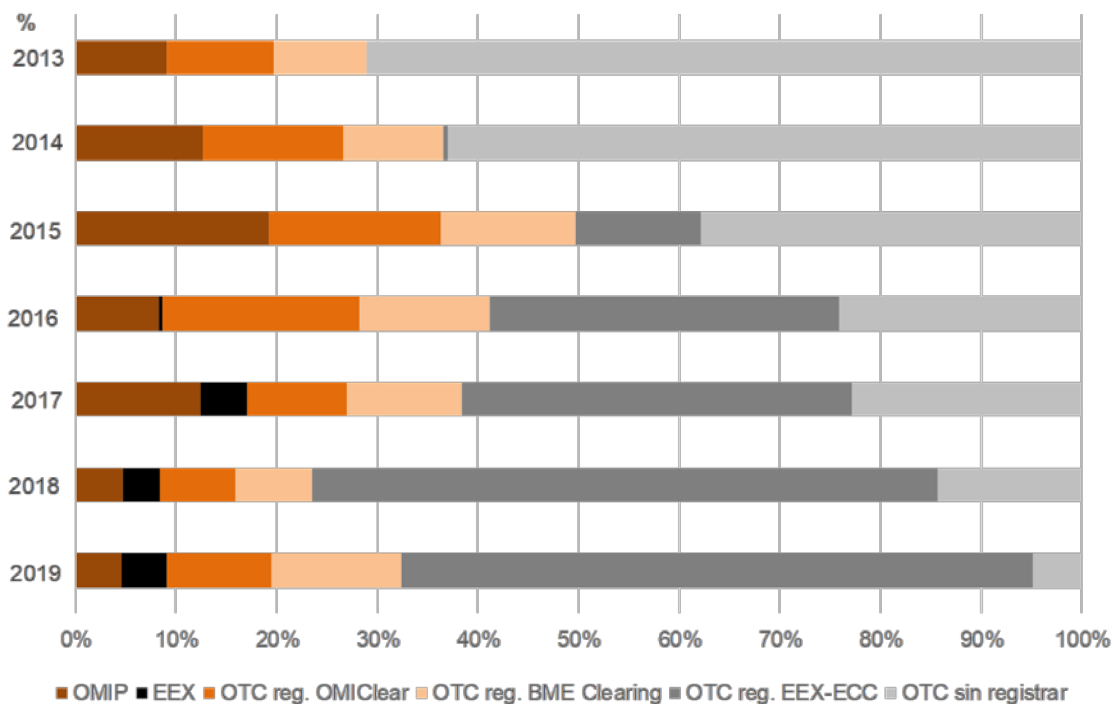
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a agosto de 2019



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 agosto de 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 112 TWh, lo que representa el 94,7% del volumen negociado en el mercado OTC (118,3 TWh).

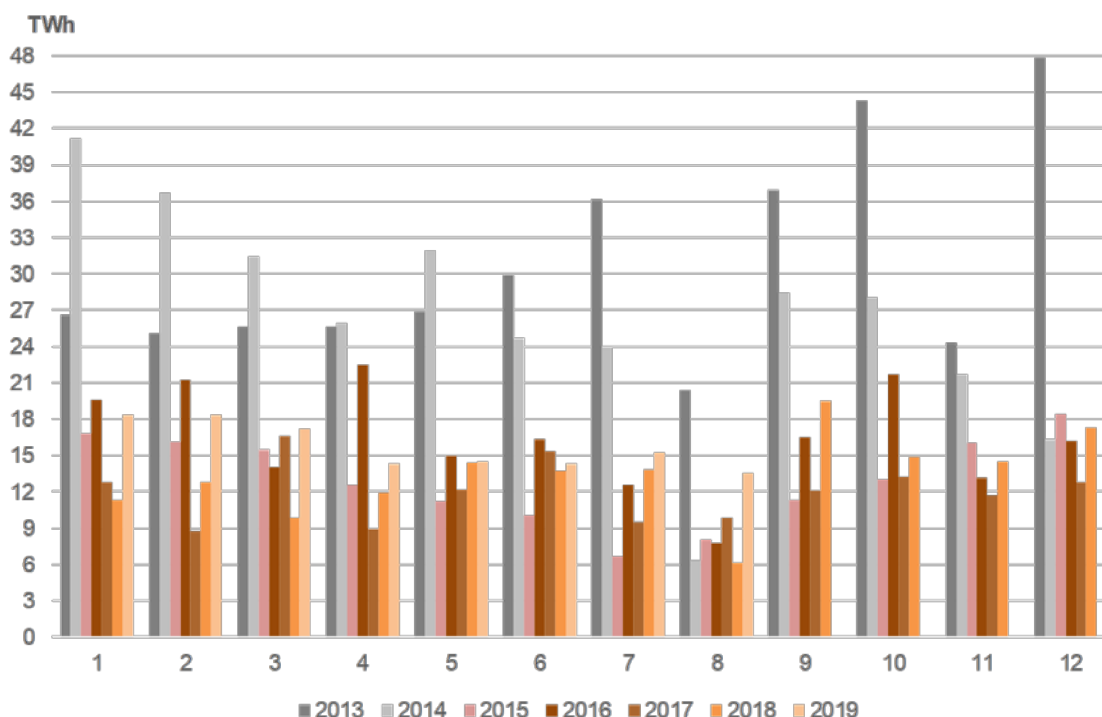
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a agosto de 2019



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 agosto de 2019. En el mes de agosto de 2019 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 13,6 TWh, un 122,8% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (6,1 TWh en agosto de 2018).

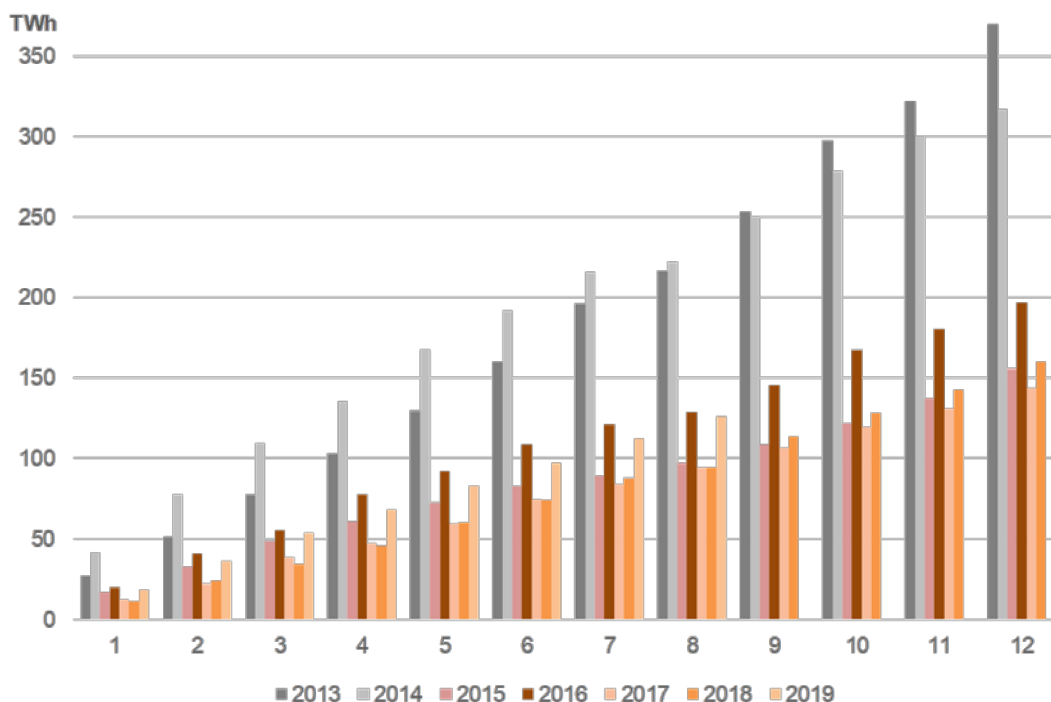
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a agosto de 2019



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 agosto 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 julio y de agosto 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 agosto de 2017 y agosto 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 agosto 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 96,1 % (13 TWh), inferior al porcentaje

obtenido para el mes de julio de 2019 (96,6%), con un volumen de negociación de 14,7 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 3,9% (0,5 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación inferior (3,4%), con un volumen de negociación de 0,5 TWh¹³. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en agosto a 706 MW (2,5% de la demanda horaria media de dicho mes, 28.679 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en agosto fue el contrato con liquidación diario, con el 50,6% (0,3 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (0,5 TWh)¹⁴, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 49,4% (0,3 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En agosto de 2019 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 39,1% (5,1 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (13 TWh)¹⁵. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 38,6% (5 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 julio ascendió a 4,3 TWh (84,7% 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 0,4 TWh (7,6% de los contratos anuales negociados). En el mes de agosto también se negociaron contratos anuales con liquidación entre tres años vista (Cal+3: 2022) y hasta 5 años vista (Cal+5: 2024), con un volumen total de 0,4 TWh en el mes de agosto (7,7% del volumen total de contratos anuales negociados en agosto de 2019).

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

¹² En agosto de 2018 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 94,3% (5,7 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

¹³ En agosto 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 5,7% (0,3 TWh).

¹⁴ En el mes de julio de 2019 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (72,3%; 0,4 TWh).

¹⁵ En el mes de julio de 2019 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (34,6%; 5,1 TWh).

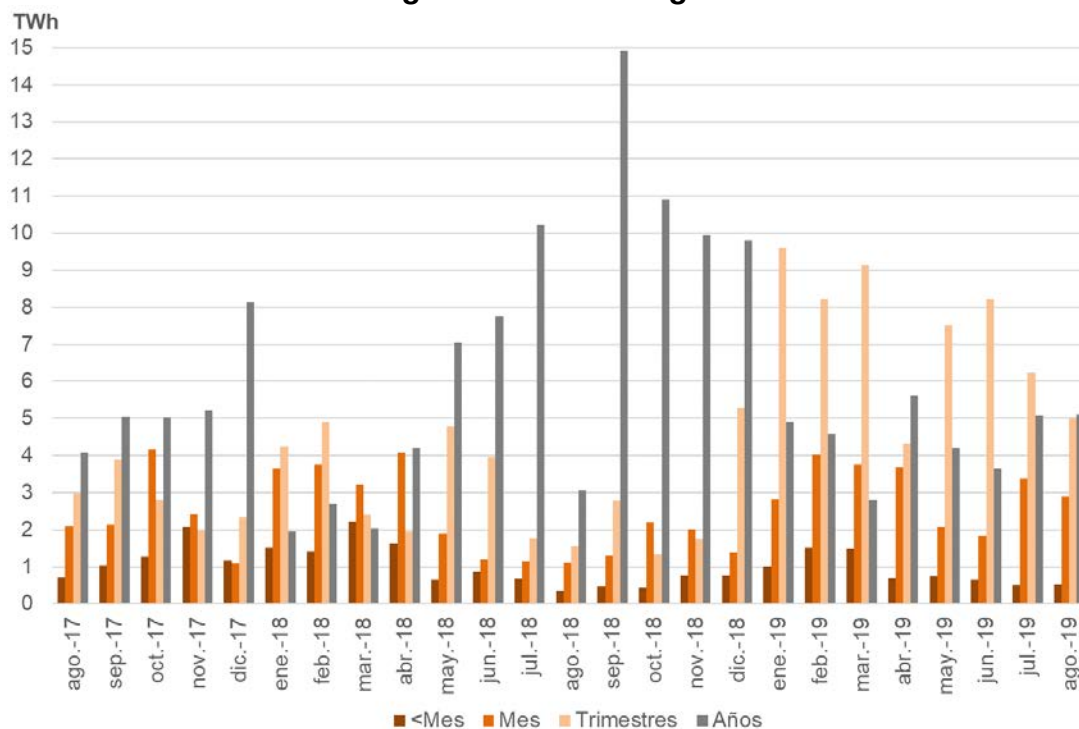
año). Por su parte, el volumen de contratos a corto plazo (horizonte de liquidación inferior al mes) ascendió a 11,7 TWh en 2018.

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 agosto-19	Mes anterior julio-19	% Variación	Total 2019	% Total 2019	Total 2018	% Total 2018
Diario	266	376	-29,3%	3.231	45,2%	5.716	48,7%
Fin de semana	0	17	-100,0%	550	7,7%	1.265	10,8%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,00%
Semana	259	127	103,6%	3.374	47,2%	4.764	40,6%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	525	520	1,0%	7.156	5,7%	11.748	7,3%
Mensual	2.909	3.385	-14,1%	24.497	20,6%	26.983	18,2%
Trimestral	5.033	6.223	-19,1%	58.256	49,1%	36.762	24,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	5.102	5.093	0,2%	35.935	30,3%	84.581	57,0%
Total Largo Plazo	13.044	14.701	-11,3%	118.688	94,3%	148.326	92,7%
Total	13.569	15.221	-10,9%	125.844	100%	160.074	100%

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

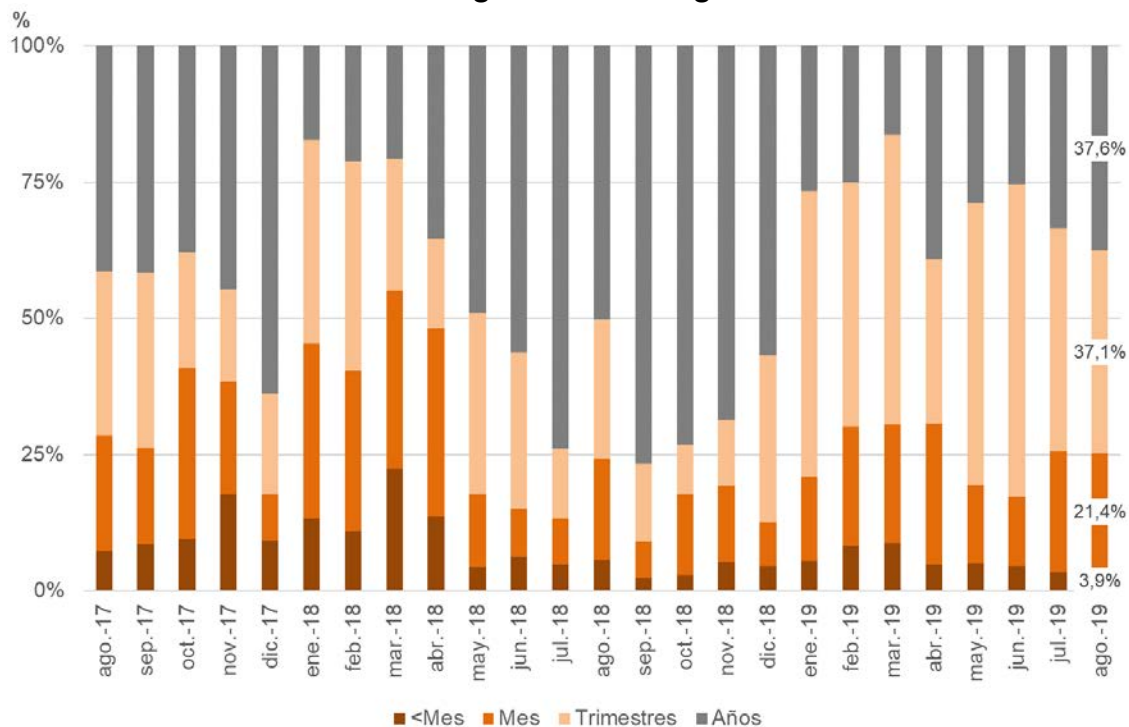
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: agosto de 2017 a agosto de 2019



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: agosto 2017 a agosto 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.

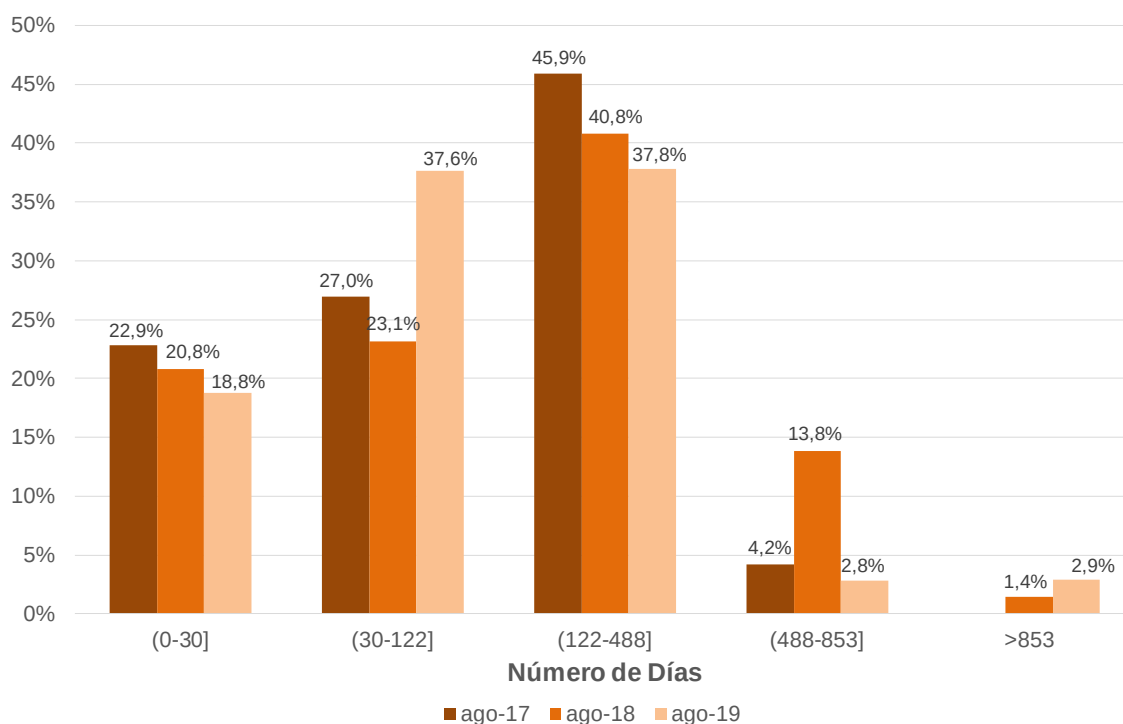
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

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 agosto de 2019, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos con liquidación en el año 2020, con el 37,8% del volumen negociado en agosto, seguidos de los contratos con liquidación en el cuarto trimestre de 2019, con el 37,6% del volumen total negociado en agosto. Por su parte, el volumen de contratos con liquidación en septiembre de 2019 supuso el 18,8% del volumen total negociado en el mes de agosto (véase Gráfico 11).

El volumen de contratos negociados en agosto de 2019 con liquidación en el año 2021 (contrato Cal+2) y posteriores a 2021 ascendió a 0,78 TWh (5,7% del volumen total negociado en agosto). En particular, el volumen de contratos negociados en agosto con liquidación en el año 2022 (contrato Cal+3) y hasta el año 2024 (contrato Cal+5) ascendió a 0,4 TWh (2,9% del volumen total negociado en agosto).

Gráfico 11. Volumen negociado en agosto (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 agosto, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en agosto de 2019¹⁶ se situó en torno a 15.279 GWh, un 2% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en julio de 2019 (14.974 GWh), y un 56% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en agosto de 2018 (9.794 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en agosto de 2019, el 96,6% (14.754 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual ago-19, trimestral Q3-19 y

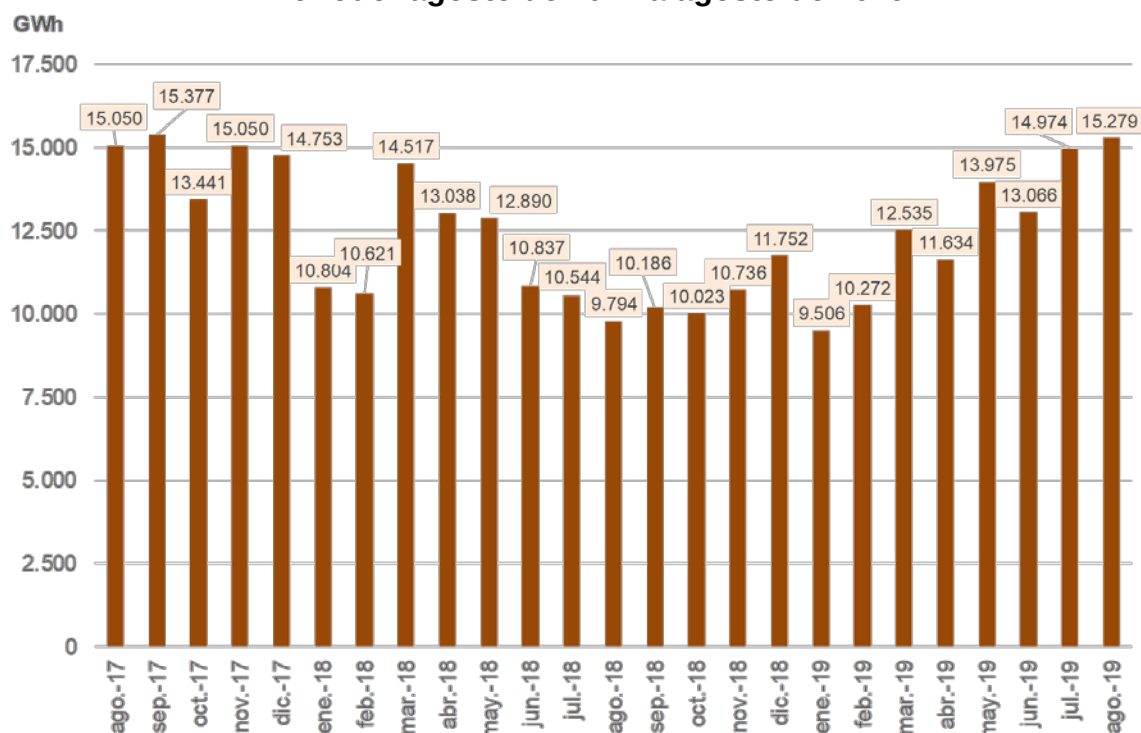
¹⁶ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en agosto de 2019: mensual ago-19, trimestral Q3-19, anual YR-19, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en agosto de 2019, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

anual 2019), mientras que el 3,4% restante (525 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 agosto de 2019 (15.279 GWh) representó el 71,6% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (21.337 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: agosto de 2017 a agosto 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 agosto de 2019 (mensual ago-19,

¹⁷ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

trimestral Q3-19 y anual 2019) se situó en 19.831 MW, un 2,1% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de julio de 2019 (19.427 MW) y un 56,2% superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de agosto de 2018 (12.699 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de agosto de 2019 (19.831 MW) representó el 69,1% de la demanda horaria media de dicho mes (28.679 MW).

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

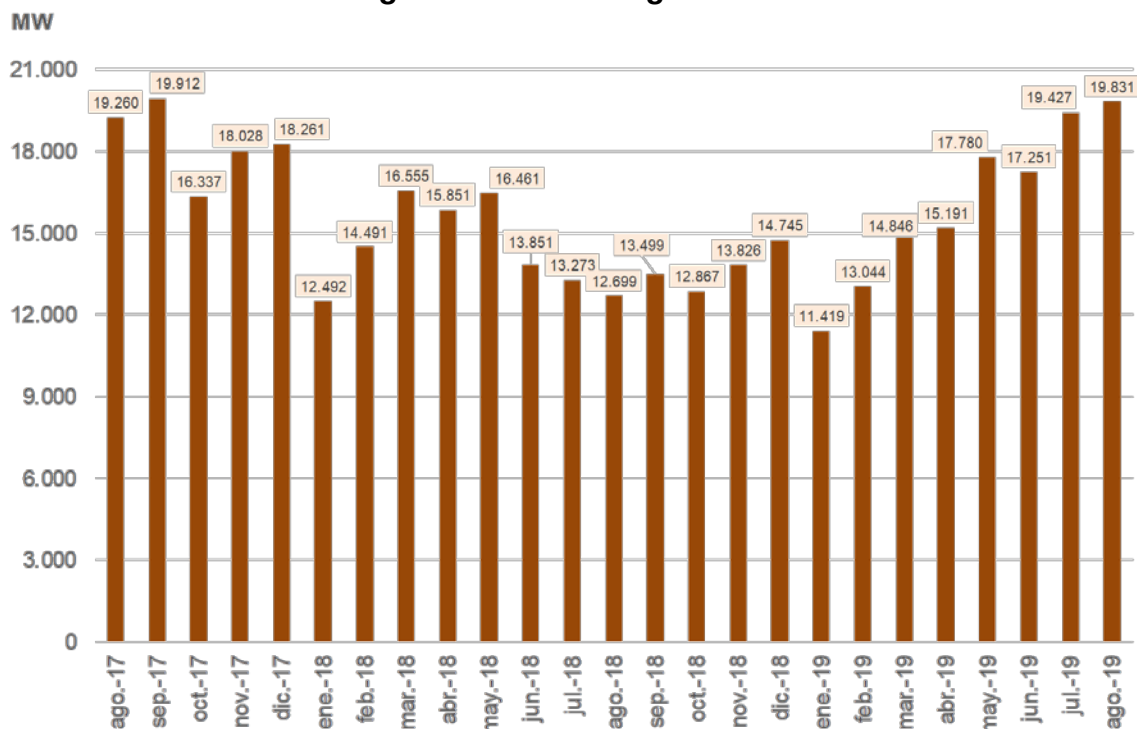
El volumen total negociado en agosto de 2019 sobre contratos con liquidación en todos los días del mes¹⁸ (19.831 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 18.016 MW (90,8% del volumen total). De forma más concreta, el 14,6% (2.904 MW) del volumen total (19.831 MW) se registró en OMIClear¹⁹ (véase Gráfico 14), el 12% (2.370 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 64,3% (12.742 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.

¹⁸ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

¹⁹ 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: agosto de 2017 a agosto 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.

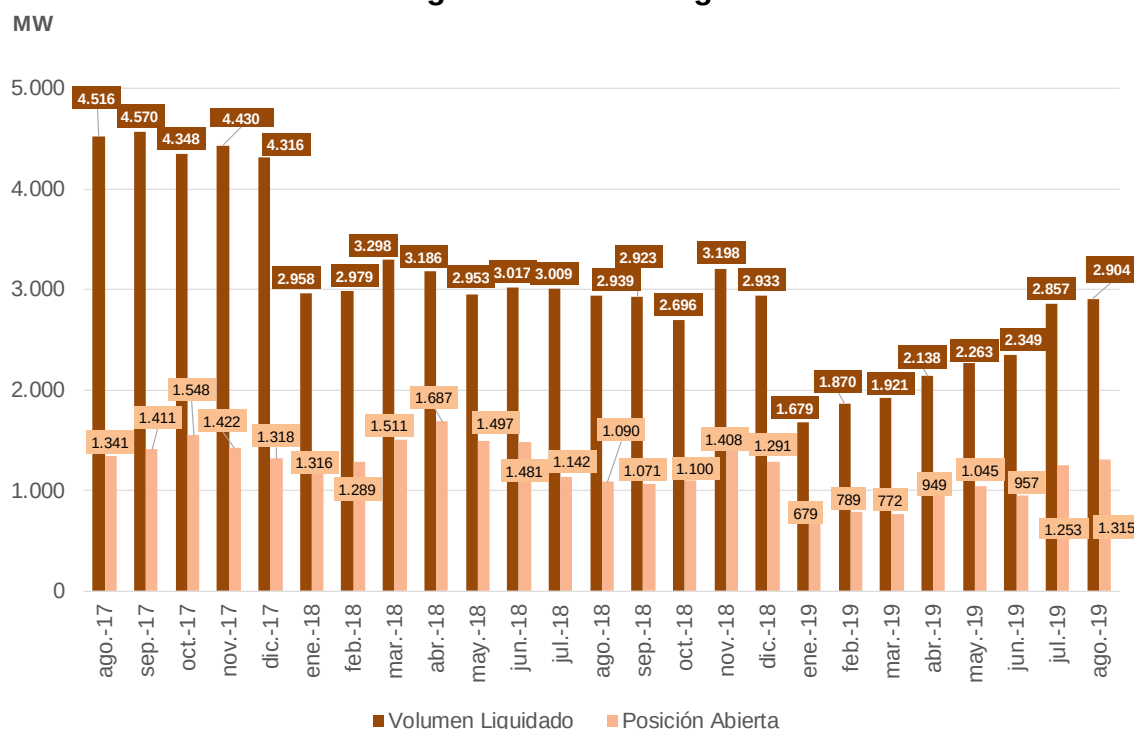
En este sentido, de los 2.904 MW con liquidación en agosto de 2019 que se registraron en OMIClear, el 54,7% (1.589 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 45,3% restante (1.315 MW) quedaron abiertas²⁰ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 54,7% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores²¹ (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en agosto de 2019.

²⁰ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

²¹ 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 abierta²² (MW)*
Periodo: agosto de 2017 a agosto 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 Clearing²³, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en agosto de 2019

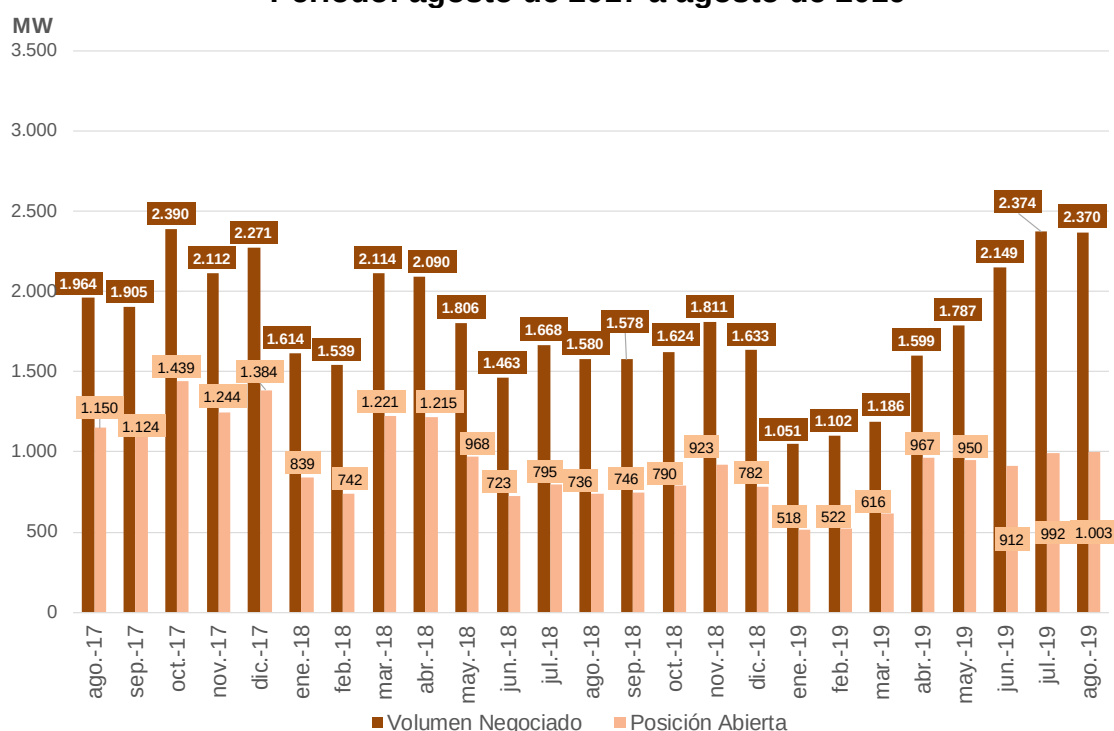
²² Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las 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.

²³ Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

(19.831 MW), el 12% (2.370 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 57,7% (1.367 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 42,3% restante (1.003 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 abierta²⁴ (MW)*
Periodo: agosto de 2017 a agosto de 2019



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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

²⁴ 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

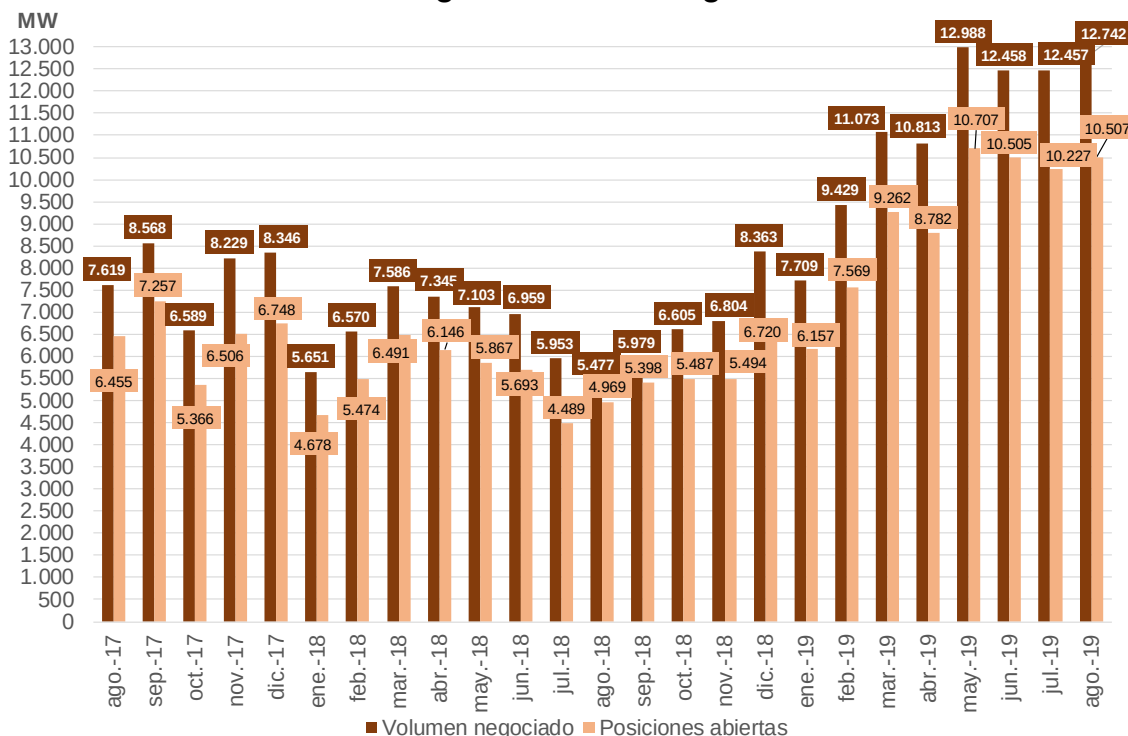
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-ECC²⁵ (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 agosto de 2019 (19.831 MW), el 64,3% (12.742 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 17,5% (2.235 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 82,5% restante (10.507 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).

²⁵ 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 abierta²⁶ (MW)*
Periodo: agosto de 2017 a agosto 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.

²⁶ 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 EEX²⁷– 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.

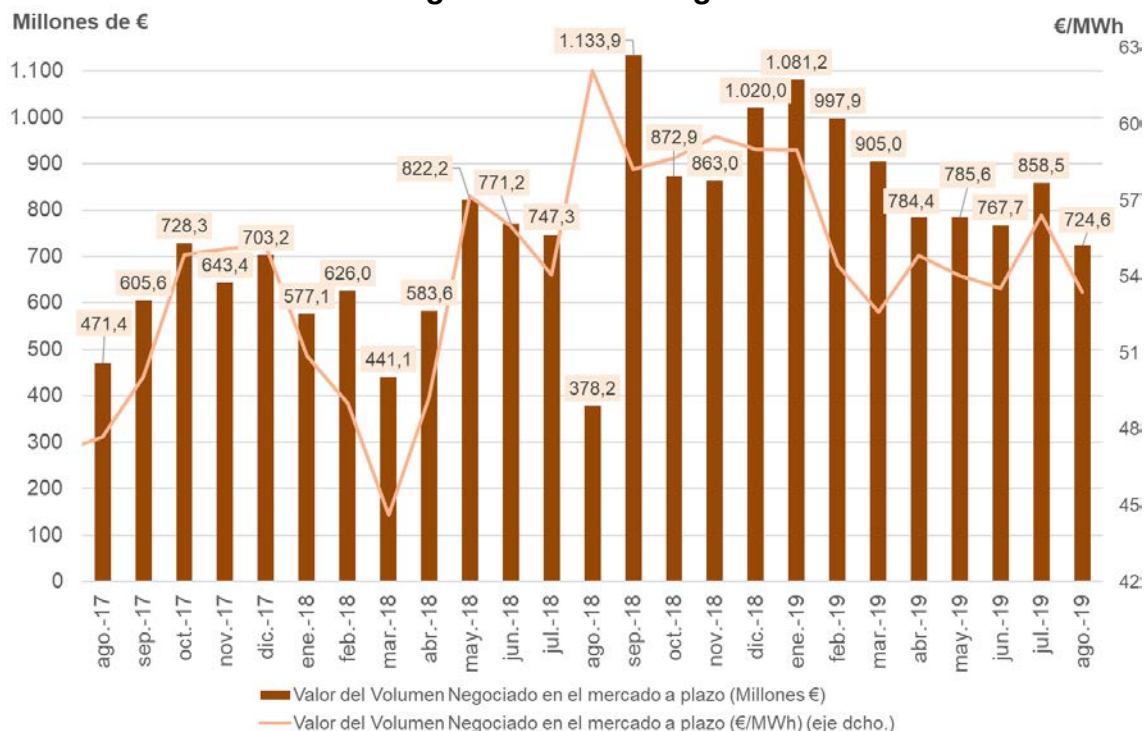
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX

El valor económico del volumen negociado en agosto de 2019 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (13,6 TWh) fue de 724,6 millones de euros, un 5,3% inferior al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (858,5 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en agosto de 2019, en dichos mercados, fue 53,40 €/MWh, un 5,3% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (56,40 €/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. 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).

²⁷ 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: agosto de 2017 a agosto 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 31 de agosto de 2019, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en agosto de 2019²⁸ (15.279 GWh),

²⁸ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en agosto de 2019: mensual ago-19, trimestral Q3-19, 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 agosto de 2019, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

bajo el supuesto anterior, ascendería a 103,7 millones de €²⁹; un 7,2% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en julio de 2019 negociados en dichos mercados (96,7 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en agosto de 2019, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 54,75 €/MWh, superior en 6,22 €/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 agosto de 2019 (48,52 €/MWh)³⁰. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

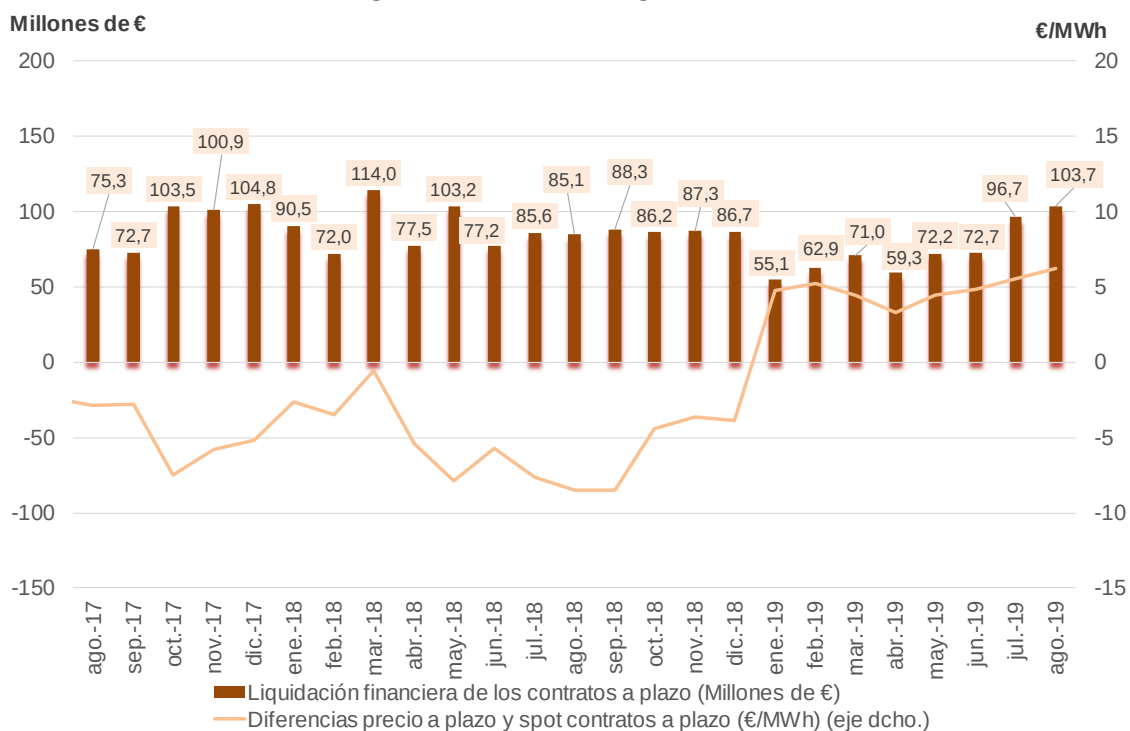
- El precio medio de los contratos que se liquidaron en todos los días del mes de agosto de 2019 (mensual ago-19, trimestral Q3-19, anual YR-19), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 55,11 €/MWh, fue superior en 6,40 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de agosto de 2019 (48,71 €/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 agosto de 2019, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 44,65 €/MWh, superior en 1,31 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de agosto de 2019 (43,34 €/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).

²⁹ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

³⁰ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de agosto provienen de contratos Q3-19 y anual 2019, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza contra los precios spot desde el 1 de enero hasta el 31 de agosto de 2019.

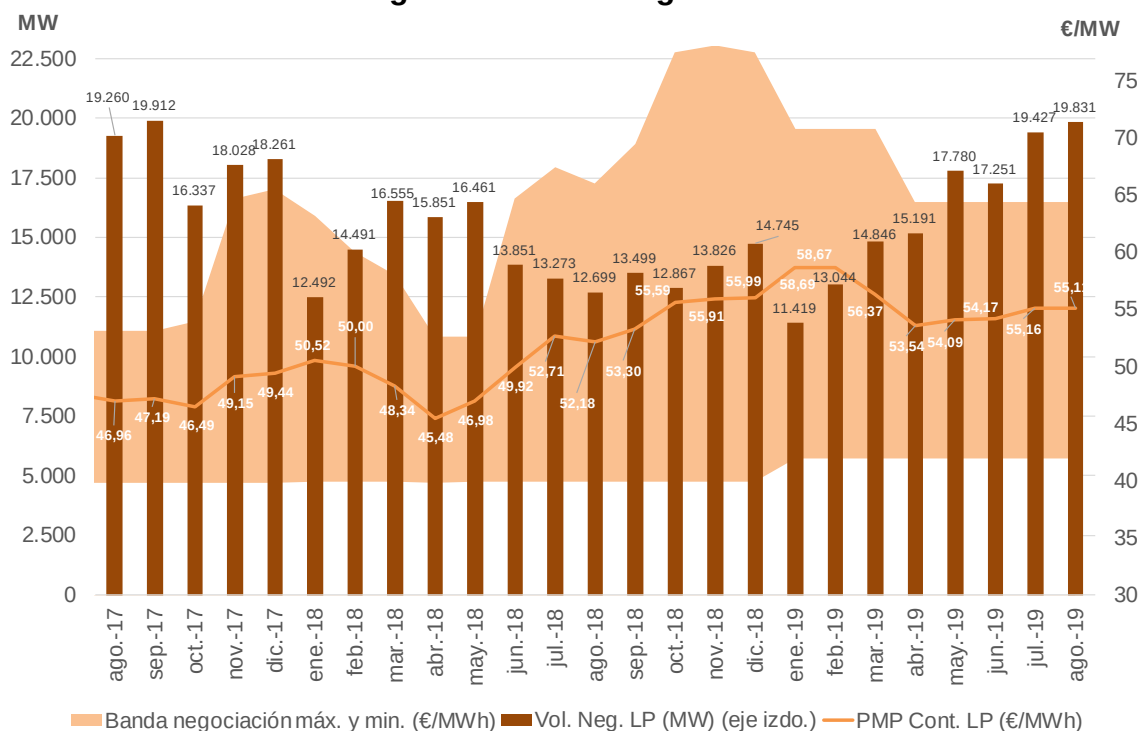
Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 31 de agosto de 2019
Periodo: agosto de 2017 a agosto de 2019



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: agosto de 2017 a agosto 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 agosto de 2019, en un contexto descendente en la evolución de los precios medios de los mercados diarios en España (-12,6% respecto a julio), en Alemania (-7,1% respecto a julio) y en Francia (-11,3% respecto a julio), descendieron las cotizaciones de todos los contratos a plazo analizados con subyacente el precio de contado en los mercados español, alemán y francés.

El mayor descenso de cotizaciones correspondió, en los tres mercados, a los contratos con vencimiento más cercano. Así, en el mercado alemán, la mayor caída de precios correspondió al contrato mensual con liquidación en septiembre y al contrato trimestre Q4-19, con decrementos del 8,2% y 5,2% respectivamente. En el mercado francés, el mayor descenso de cotización correspondió al contrato mensual con vencimiento en septiembre (-5,3%), mientras que la caída de los precios del contrato mensual de octubre y del trimestral Q4-19 se situó en un 4,3% en ambos casos.

A cierre del mes de agosto (30/08/2019), todos los contratos analizados con subyacente español cotizaron por encima de los contratos equivalentes con subyacente francés y alemán, con la excepción del contrato trimestral Q1-20 con subyacente francés, cuya cotización se mantuvo por encima de la del contrato equivalente con subyacente español. En este contexto, a cierre del mes de julio, disminuyó el diferencial de precio entre los contratos sep-19, oct19 y Q4-19 con subyacente español y sus equivalentes en Alemania y Francia, así como el diferencial de precio entre el contrato Q1-20 español y su equivalente francés.

A 30 de agosto de 2019, la cotización a plazo del contrato anual con liquidación en 2020 en el mercado español se situó en 56,35 €/MWh (-0,7% respecto al mes anterior), manteniéndose por encima de la cotización del contrato equivalente en Alemania (48,29 €/MWh), y por encima de la cotización del contrato equivalente en Francia (50,34 €/MWh). En el mes de agosto, aumentó el diferencial entre la cotización de dicho contrato con subyacente español y las cotizaciones de los contratos equivalentes con subyacentes alemán (+2,21 €/MWh) y francés (+1,72 €/MWh).

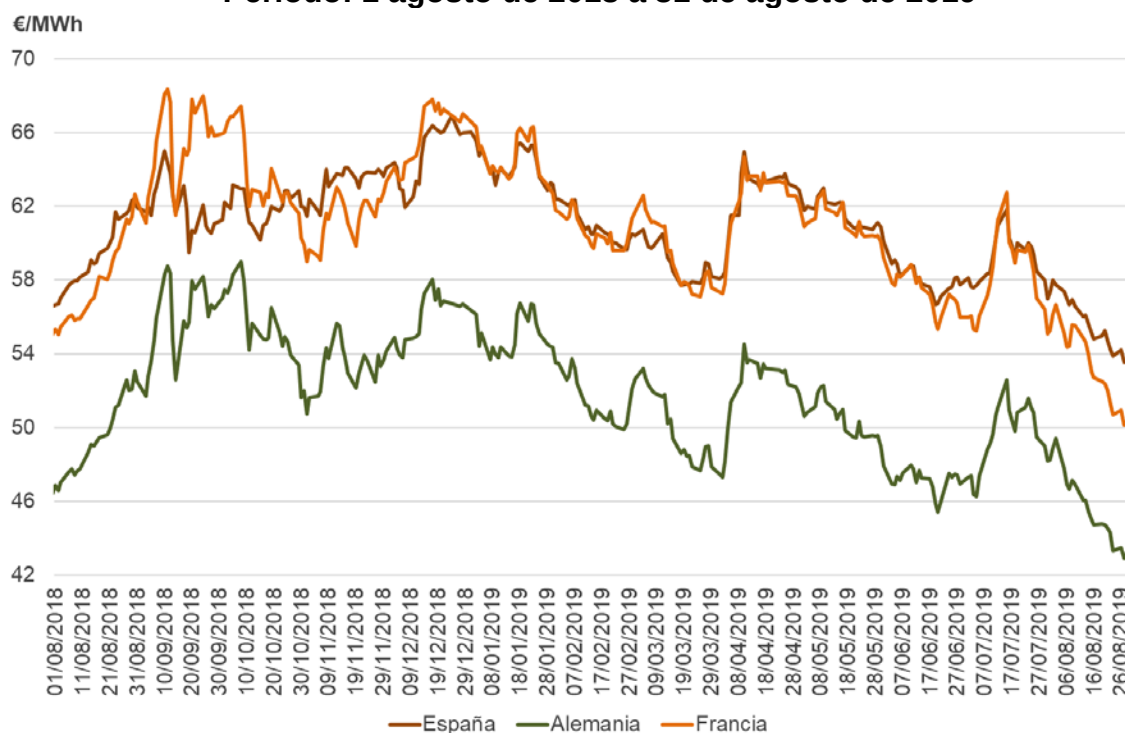
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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)		
	agosto-19	julio-19	% Variación ago. vs. jul.	agosto-19	julio-19	% Variación ago. vs. jul.	agosto-19	julio-19	% Variación ago. vs. jul.
sep.-19	44,85	50,10	-10,5%	38,63	42,09	-8,2%	37,97	40,10	-5,3%
oct.-19	48,50	52,75	-8,1%	42,05	44,10	-4,6%	45,35	47,40	-4,3%
Q4-19	54,50	57,30	-4,9%	45,70	48,21	-5,2%	52,90	55,27	-4,3%
Q1-20	55,70	57,95	-3,9%	49,77	52,96	-6,0%	57,57	60,12	-4,2%
Q2-20	51,85	52,27	-0,8%	44,24	46,80	-5,5%	42,19	43,92	-3,9%
YR-20	56,35	56,75	-0,7%	48,29	50,90	-5,1%	50,34	52,46	-4,0%

Nota: últimas cotizaciones de julio a 31/07/2019 y últimas cotizaciones de agosto a 30/08/2019. 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.

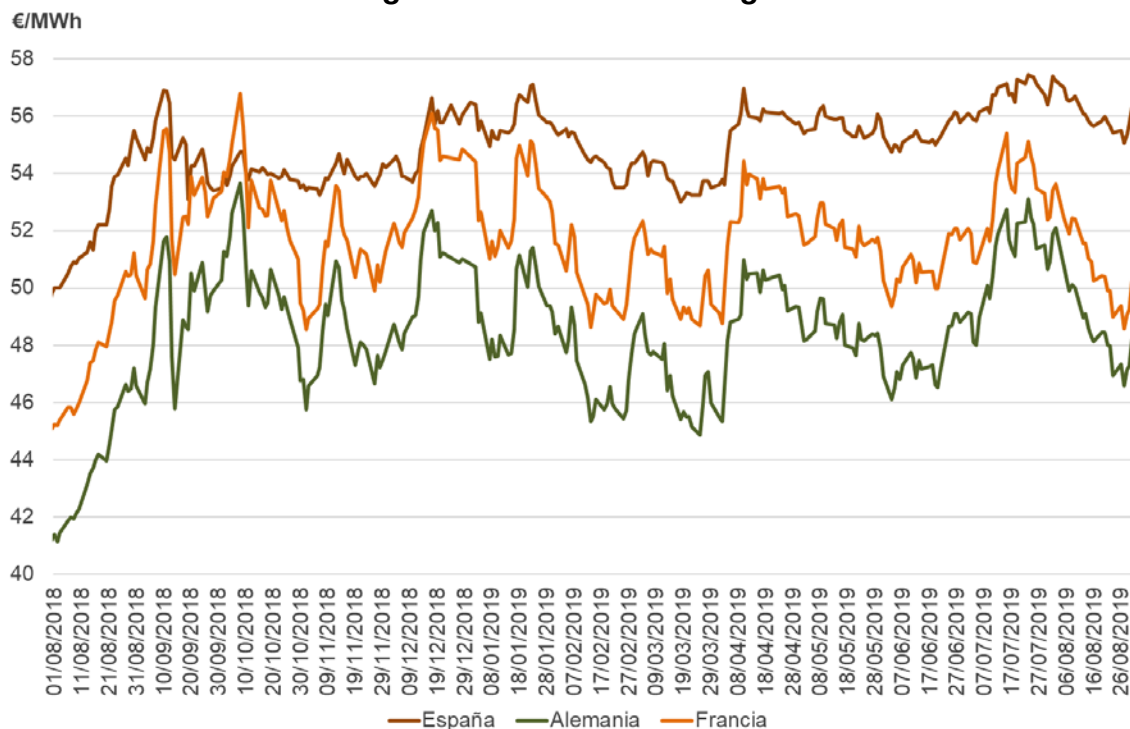
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-19 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 agosto de 2018 a 31 de agosto 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 agosto de 2018 a 31 de agosto de 2019



Fuente: EEX y OMIP

En el mes de agosto de 2019 el precio medio del mercado diario español (44,96 €/MWh) fue un 12,6% inferior al del mes anterior. Asimismo, disminuyó el precio medio del mercado diario francés, hasta situarse en 33,39 €/MWh (-11,3%), y el del mercado diario alemán, (-7,1% respecto al mes de junio), situándose en 36,85 €/MWh en el mes de agosto. El diferencial entre el precio medio del mercado diario de España y el de Francia disminuyó en 2,23 €/MWh, en el mes de agosto respecto al mes de julio de 2019.

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

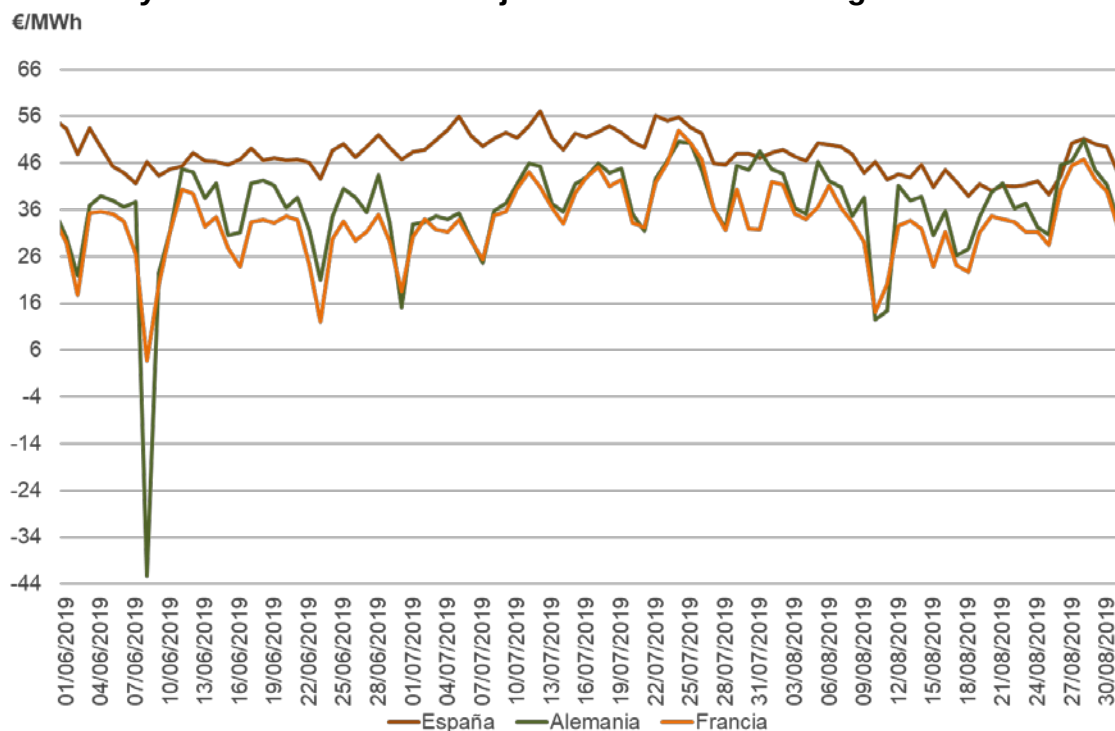
Precios medios	agosto-19	julio-19	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	44,96	51,46	-12,6%
Alemania	36,85	39,69	-7,1%
Francia	33,39	37,66	-11,3%

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 agosto de 2019, el precio medio diario más bajo se registró el día 10 en el mercado alemán (12,44 €/MWh), mientras que el precio medio diario más alto se registró el día 28 en el mercado español

(51,19 €/MWh). En el mes de agosto 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 3,8% de las horas del mes de julio a un acoplamiento en el 6,6% de las horas del mes de agosto de 2019).

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de junio de 2019 a 31 de agosto de 2019



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 OMIClear³¹ y en EEX-ECC³², por mes de negociación. El volumen negociado en agosto de 2019 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de

³¹ Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

³² 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 agosto de 2019, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs, ascendieron a 184.355 GWh en Alemania y 19.813 GWh en Francia, siendo 14,1 y 1,5 veces superiores, respectivamente, al volumen total de los contratos de largo plazo equivalentes con subyacente español negociados en el mercado a plazo (13.044 GWh), incluido el volumen negociado en el mercado OTC con subyacente español no registrado en ninguna cámara.

contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria³³, registrados en ambas cámaras, ascendió a 184.355 GWh, un 9,7% inferior al volumen negociado en el mes anterior (204.138 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 19.813 GWh, un 41,3% inferior al volumen negociado el mes anterior (33.759 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).

³³ 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: agosto de 2017 a agosto de 2019

	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
ago-17	101.209	20.288
sep-17	160.695	33.754
oct-17	146.843	35.900
nov-17	149.751	34.623
dic-17	133.022	23.504
ene-18	142.937	20.329
feb-18	163.356	22.335
mar-18	136.061	21.408
abr-18	127.065	17.705
may-18	168.521	17.982
jun-18	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	184.355	19.813

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 mensuales³⁴ con liquidación en los meses de agosto de 2017 a agosto de 2019 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de agosto de 2019, la prima de riesgo ex post en los mercados español, alemán y francés fue positiva (2,79 €/MWh, 2,77 €/MWh y 1,34 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en agosto de 2019, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 58,39 €/MWh y 47,75 €/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 44,96 €/MWh) ascendieron a 13,43 €/MWh y a 2,79 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en agosto de 2019 ascendieron a 51,48 €/MWh y a 35,60 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 36,85 €/MWh) se situaron en 14,63 €/MWh y -1,25 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en agosto de 2019 ascendieron a 46,14 €/MWh y a 31,92 €/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 33,39 €/MWh), se situaron en 12,75 €/MWh y -1,47 €/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).

³⁴ 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 agosto de 2017 a agosto 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
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
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

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 agosto de 2019, respecto al mes anterior, disminuyeron todas las cotizaciones de los contratos analizados: contratos spot y a plazo de petróleo (Brent), contratos spot y a plazo de gas natural (MIBGAS, NBP y PEG), con la única excepción del contrato de gas a un mes en PVB, contratos a plazo de carbón (ARA), y cotizaciones de los derechos de emisión de CO₂.

A 30 de agosto de 2019, el precio spot y el precio de los contratos a plazo de petróleo Brent con entrega a un mes y a doce meses vista disminuyeron, en relación a julio, un 7,4%, un 7,3% y un 8,7%, respectivamente, alcanzando a cierre del mes una cotización de 59,17 \$/Bbl, 60,43 \$/Bbl y 56,53 \$/Bbl, respectivamente.

En el caso de los contratos de gas natural, las referencias spot en NBP y PEG disminuyeron su valor un 11,9% y un 7,3%, respectivamente, alcanzando a cierre del mes una referencia de 8,57 €/MWh y 9,48 €/MWh, respectivamente.

Del mismo modo, la referencia spot del gas natural en MIBGAS³⁵ descendió un 2,4% y se situó en 11,58 €/MWh, siendo un 22,2% superior al precio spot del gas natural en Francia (PEG). Por el contrario, el precio OTC de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, fue la única referencia que aumentó su valor (7,8%), situándose a cierre del mes de agosto en 12,65 €/MWh³⁶.

Las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ARA) con entrega en septiembre, en el cuarto trimestre de 2019 y en el año 2020 disminuyeron un 6,8%, un 5,7% y un 5,2%, respectivamente, alcanzando a cierre del mes una cotización de 54,75 \$/t, 57,55 \$/t y 64 \$/t, respectivamente.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ con entrega en diciembre de 2019 y diciembre de 2020 disminuyeron en torno a un 6%, en ambos casos, situándose, a cierre del mes de agosto en 26,32 €/tCO₂ y 26,57 €/tCO₂, respectivamente.

³⁵ Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

³⁶ 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 Ago.-19: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Jul.2019: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent \$/Bbl	30-ago-19	Mín.	Máx.	31-jul-19	Mín.	Máx.	Ago. vs Jul.
Brent Spot	59,17	55,25	62,55	63,91	61,07	67,35	-7,4%
Brent entrega a un mes	60,43	56,23	61,89	65,17	61,93	67,01	-7,3%
Brent entrega a doce meses	56,53	55,03	59,09	61,95	59,64	64,22	-8,7%
Gas natural Europa	30-ago-19	Mín.	Máx.	31-jul-19	Mín.	Máx.	Ago. vs Jul.
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	8,57	8,38	10,92	9,73	9,15	12,24	-11,9%
Gas NBP entrega Q4-19	14,23	13,76	16,11	15,32	15,11	17,81	-7,1%
Gas NBP entrega Q1-20	17,41	17,27	19,53	18,87	17,76	20,55	-7,8%
Gas NBP entrega Q2-20	14,75	14,66	16,37	15,99	14,77	17,08	-7,7%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	11,58	10,71	14,20	11,87	11,34	15,67	-2,4%
PVB-ES a un mes	12,65	12,30	13,60	11,73	11,60	15,10	7,8%
PEG Spot	9,48	9,48	11,50	10,23	9,58	13,10	-7,3%
Carbón ICE ARA API2 \$/t	30-ago-19	Mín.	Máx.	31-jul-19	Mín.	Máx.	Ago. vs Jul.
Carbón ICE ARA Sep-19	54,75	53,70	60,75	58,75	56,20	64,65	-6,8%
Carbón ICE ARA Q4-19	57,55	55,05	62,20	61,00	57,30	65,80	-5,7%
Carbón ICE ARA CAL-20	64,00	62,80	68,73	67,48	63,58	71,25	-5,2%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	30-ago-19	Mín.	Máx.	31-jul-19	Mín.	Máx.	Ago. vs Jul.
Dchos. emisión EUA Dic-2019	26,32	25,10	29,45	27,98	26,01	29,81	-5,9%
Dchos. emisión EUA Dic-2020	26,57	25,36	29,78	28,33	26,36	30,20	-6,2%

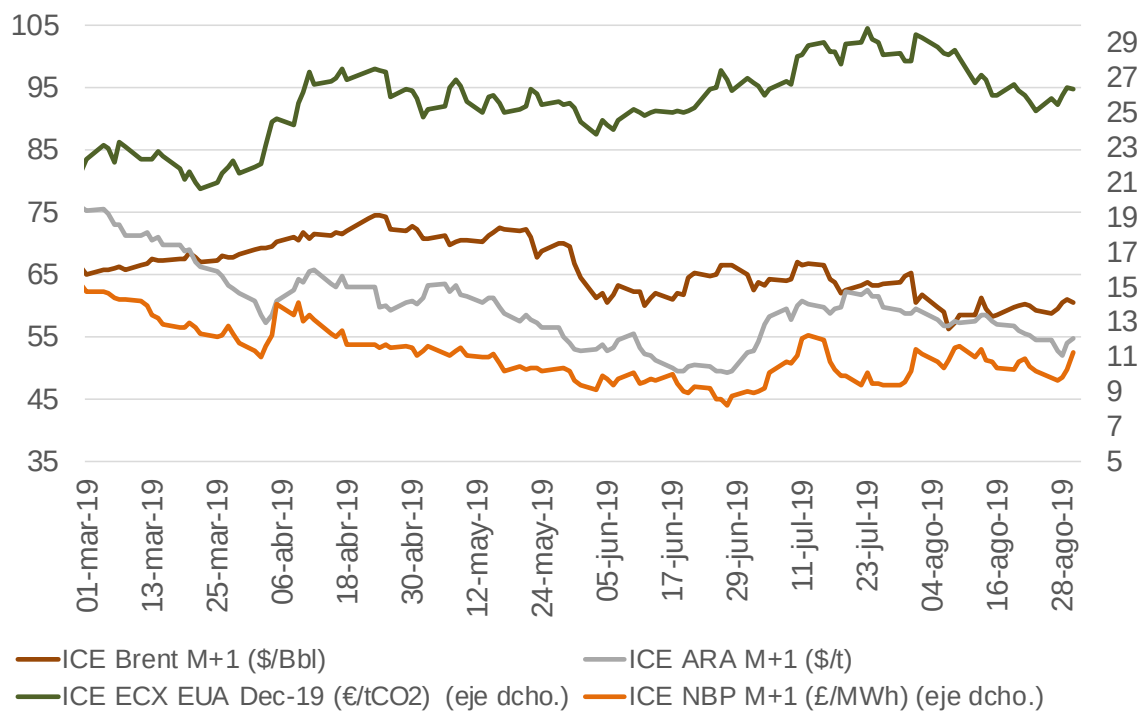
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS 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 julio a 31/07/2019 y cotizaciones de agosto a 30/08/2019.

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

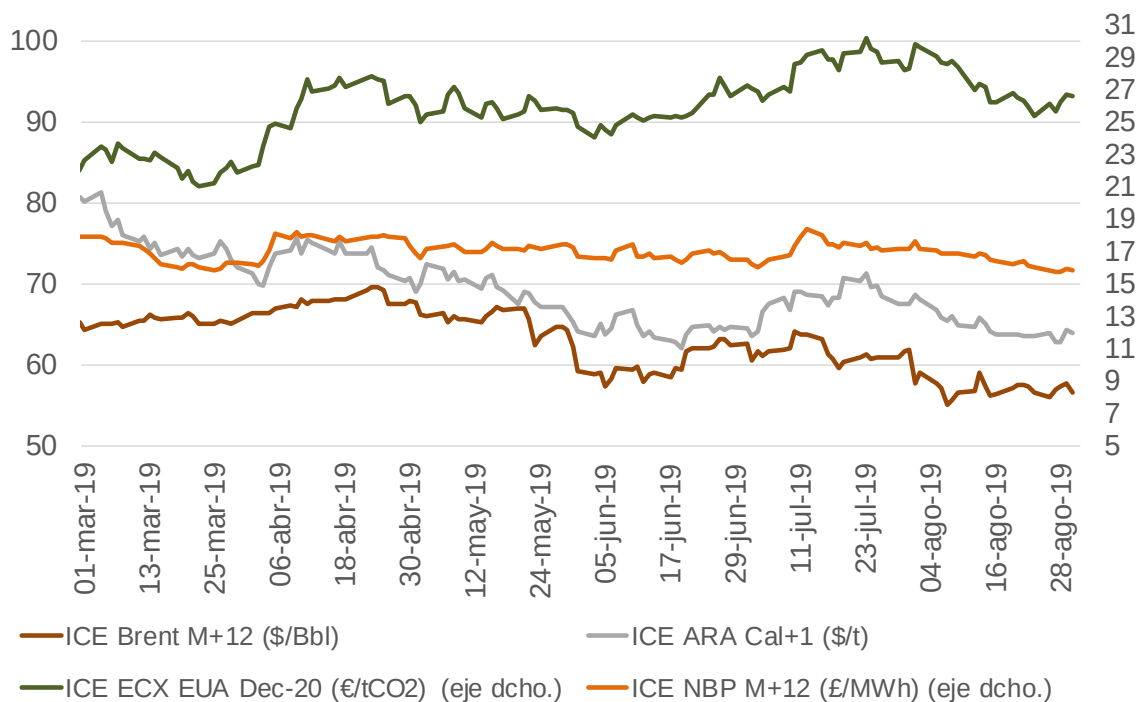
Las tendencias indicadas durante el mes de agosto se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

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 marzo de 2019 a 31 de agosto 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 marzo de 2019 a 31 de agosto de 2019



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

Al cierre del mes de agosto de 2019 (30 de agosto), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,104 \$/€ frente a 1,115 \$/€ al final del mes anterior. Asimismo, se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, al situarse, a 30 de agosto en 0,906 £/€ frente a 0,916 £/€ a cierre de mes de junio.

En el mes de agosto, habrían incidido sobre la evolución descendente del precio del petróleo el mantenimiento de la tensión geopolítica en el golfo de Oriente medio, con nuevas sanciones estadounidenses a Irán y a un importador de petróleo chino, así como las negativas previsiones sobre la evolución de la economía mundial, que se han agravado con la guerra comercial entre China y EEUU. En este contexto, la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su informe del 9 de agosto, revisó a la baja (-0,1 millones de barriles diarios) el incremento de la demanda de petróleo para 2019 y 2020, fijándolo en 1,1 y 1,3 millones de barriles diarios, respectivamente.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

Al cierre del mes de agosto, 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 60,43 \$/Bbl, en el mes de octubre de 2019, a 56,66 \$/Bbl en el mes de agosto de 2020.

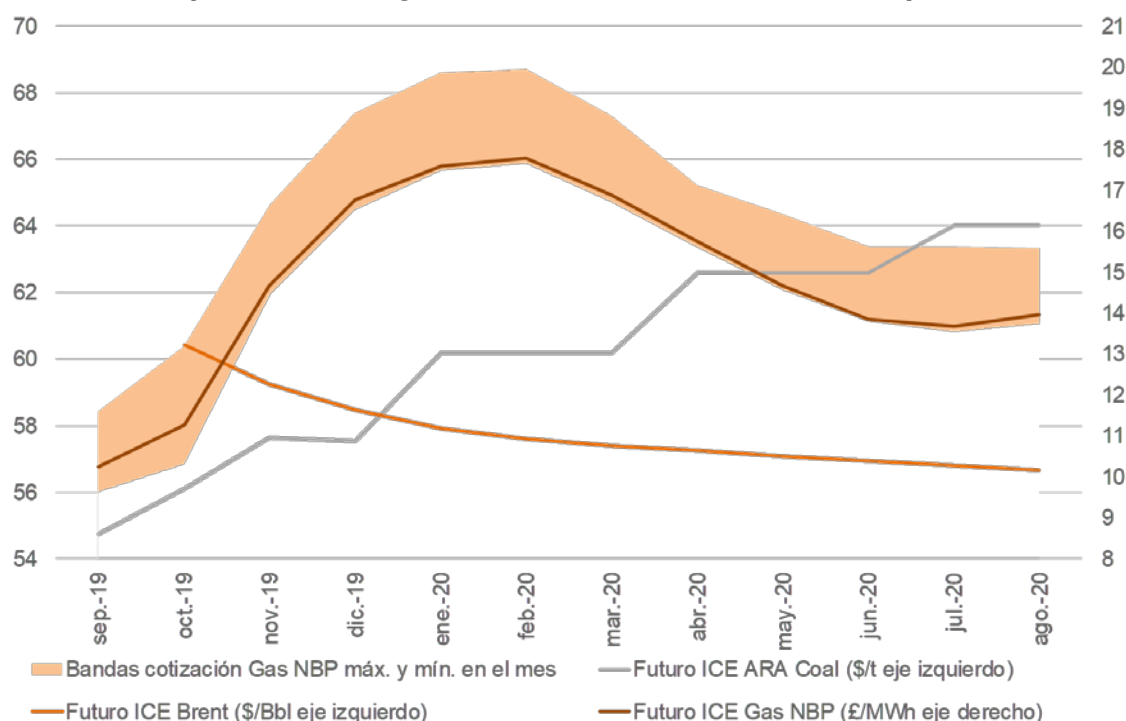
Por su parte, la curva forward del carbón (ICE ARA), a 31 de agosto, muestra una tendencia alcista en todo el horizonte temporal considerado, pasando de una cotización prevista para el mes de septiembre de 2019 de 54,75 \$/t a una cotización de 64,00 \$/ton prevista para el mes de agosto de 2020.

La curva a plazo del gas natural (NBP), al cierre del mes de agosto, muestra un claro ascenso (curva en “contango³⁷”) entre los meses de septiembre de 2019 (10,26 £/MWh) y febrero de 2020 (17,78 £/MWh), alcanzando en dicho mes la cotización máxima de la curva, para, a continuación, descender desde marzo a julio de 2020 hasta 13,67 £/MWh e incrementarse ligeramente a 13,95 £/MWh en agosto de 2020.

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 agosto. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio para el mes de agosto en 2,10 £/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 31 de agosto 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 30 de agosto de 2019, el precio spot NBP se situó en 9,46 €/MWh (10,62 €/MWh en el mes anterior) y el precio spot en MIBGAS en 11,58 €/MWh (11,87 €/MWh en el mes anterior), incrementándose el diferencial entre ambas referencias de precios, al situarse en 2,12 €/MWh, frente a 1,25 €/MWh en el mes anterior. El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 12,65 €/MWh a 30 de agosto de 2019 (11,73 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes (30 de agosto) ascendió a 9,48 €/MWh (10,23 €/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 tercer trimestre de 2019 fue el del segundo trimestre de 2019 (20,68 €/MWh), un 16,3% inferior a la referencia del primer trimestre de 2019 (24,69 €/MWh). La variación del coste de la materia prima en el tercer trimestre respecto a la del segundo trimestre fue inferior al 2% y, por tanto, permaneció vigente el coste de la materia prima del primer trimestre de 2019.

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 agosto de 2019 disminuyó de forma significativa el volumen negociado en MIBGAS Derivatives. En concreto, se negociaron 558 GWh con entrega en PVB, un 64,3% por debajo del volumen negociado en el mes de julio de 2019. Se negociaron hasta 4 tipologías de contratos, siendo el más negociado en agosto el contrato mensual con vencimiento en octubre (72%), con 402.070 MWh negociados a un precio medio ponderado de 14,56 €/MWh, seguido del contrato trimestral con vencimiento en el próximo trimestre (16,8%), con 93.840 MWh negociados a un precio medio ponderado de 17,12 €/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 Q4-19 y Cal-20 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

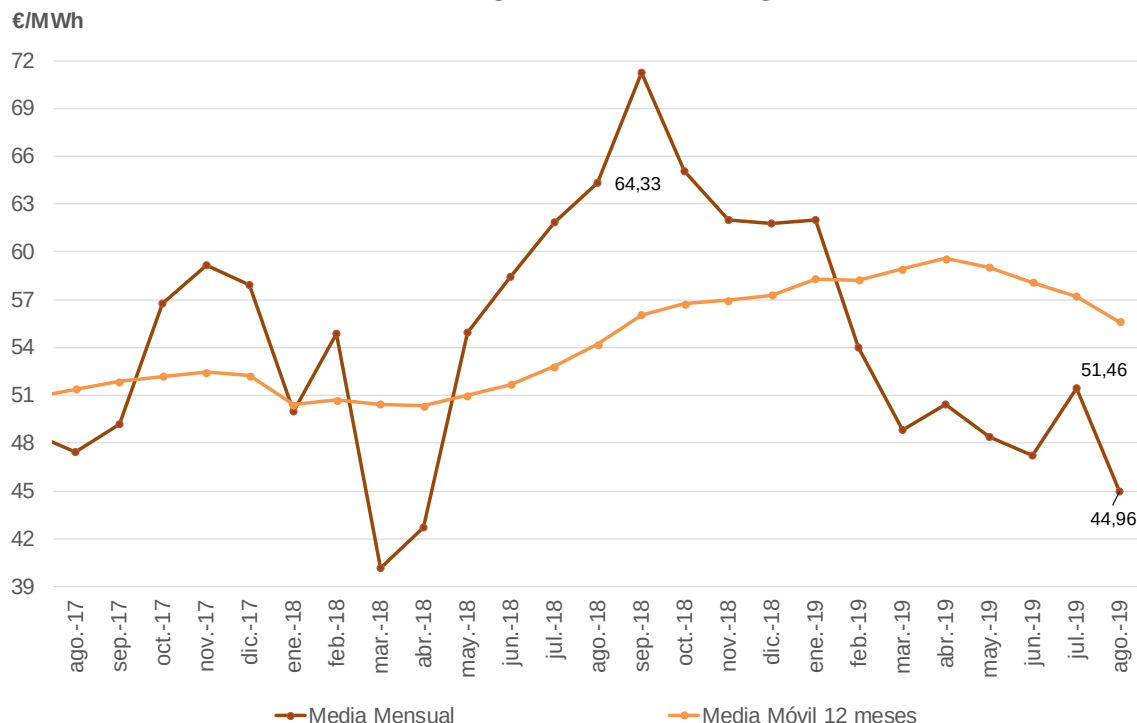
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

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 agosto de 2017 y agosto de 2019. En el mes de agosto de 2019 el precio spot medio mensual se situó en 44,96 €/MWh³⁹, un 12,6% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (51,46 €/MWh), y un 30,1% inferior al precio spot medio registrado en agosto de 2018 (64,33 €/MWh).

³⁹ En agosto de 2019 el precio spot medio portugués se situó en 44,96 €/MWh. En dicho mes, el precio spot español y el precio spot portugués difirió en 3 horas de un total de 744 horas (0,4% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio nulo. 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).

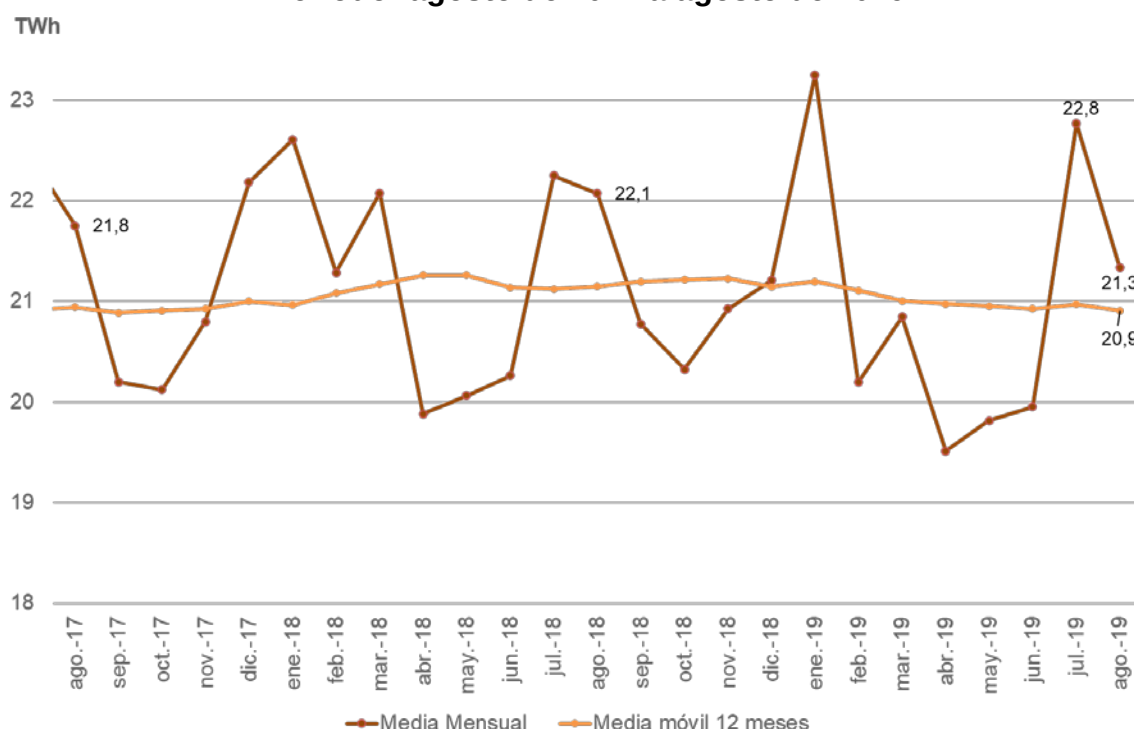
Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: agosto de 2017 a agosto de 2019



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 agosto de 2019, la demanda se cifró en 21,3 TWh, un 6,3% inferior al valor registrado en el mes anterior (22,8 TWh), y un 3,3% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (22,1 TWh en agosto de 2018). En el mes de agosto de 2019, la demanda fue un 2,0% superior a la media móvil anual (20,9 TWh).

Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: agosto de 2017 a agosto 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 julio y de agosto de 2019, agosto de 2018, así como para el año 2018 y el acumulado del año 2019.

Respecto al mes de agosto de 2018, cabe destacar el descenso de la producción de las centrales de carbón (-89,7%), de las hidráulicas (-38,3%) y de la producción eólica (-12,8%). Por el contrario, aumentó significativamente la contribución de los ciclos combinados (+162,5%), así como la producción solar fotovoltaica (+24,1%).

Derivado de lo anterior, la participación de fuentes renovables cayó más de 3 puntos porcentuales en agosto de 2019 (28,7%), respecto a agosto de 2018 (32,2%). 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 la disminución de la contribución de las centrales de carbón a la generación bruta total (-45,6%), respecto al mes anterior, inducido por la menor

demanda (-6,3%), el precio de mercado spot en el mes de agosto descendió (-6,5 €/MWh respecto al registrado en julio de 2019).

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

	ago-19	jul-19	ago-18	% Var. ago-19 vs. jul-19	% Var. ago-19 vs. ago-18	2018	2018 % Total Demanda transporte	2019	2019 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,32	1,62	2,14	-18,4%	-38,3%	35,52	14,0%	15,64	9,3%
Nuclear	5,08	5,13	5,14	-1,0%	-1,2%	53,27	21,0%	38,60	23,0%
Carbón	0,36	0,67	3,53	-45,6%	-89,7%	35,01	13,8%	8,74	5,2%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	7,11	7,06	2,71	0,7%	162,5%	26,68	10,5%	33,47	20,0%
Eólica	2,67	3,17	3,06	-15,7%	-12,8%	49,06	19,3%	32,87	19,6%
Solar fotovoltaica	1,02	0,95	0,82	8,0%	24,1%	7,35	2,9%	6,27	3,7%
Solar térmica	0,78	0,77	0,75	1,4%	3,7%	4,68	1,8%	4,42	2,6%
Otras renovables ⁽²⁾	0,33	0,33	0,33	0,9%	1,5%	3,62	1,4%	2,43	1,5%
Cogeneración	2,36	2,47	2,31	-4,4%	2,1%	28,90	11,4%	19,92	11,9%
Residuos	0,24	0,22	0,26	9,0%	-8,0%	3,01	1,2%	1,87	1,1%
Total Generación	21,28	22,40	21,05	-5,0%	1,1%	247,14	97,4%	164,28	98,0%
Consumo en bombeo	-0,12	-0,08	-0,08	43,2%	54,7%	-3,20	-1,3%	-1,61	-1,0%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,18	-0,20	-0,15	-11,4%	19,3%	-1,23	-0,5%	-1,19	-0,7%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,35	0,66	1,25	-46,4%	-71,7%	11,05	4,4%	6,20	3,7%
Total Demanda transporte	21,34	22,77	22,07	-6,3%	-3,3%	253,74	100,0%	167,68	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

