



INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (JUNIO 2020)

24 de septiembre de 2020

IS/DE/003/20

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 <i>day-ahead</i>)	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	15
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	19
2.4.	Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	20
3.	Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	28
3.1.	Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	28
3.2.	Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	29
4.	Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	32
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	33
4.2.	Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	39
4.3.	Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	40
4.4.	Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-20 y Cal-21 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	47
4.5.	Análisis de los precios spot en España	47

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 junio de 2020 continuó la tendencia ascendente registrada por el precio medio del mercado de contado en el mes anterior, al aumentar el precio medio un 44,1% respecto al de mayo de 2020 (21,25 €/MWh), situándose en 30,62 €/MWh.

De manera análoga, las cotizaciones de todos los contratos mensuales a plazo analizados aumentaron, al contrario que los meses anteriores. El mayor ascenso de precio correspondió al contrato mensual con liquidación en agosto de 2020, que se situó en 36,00 €/MWh (+21%), seguido del contrato mensual con liquidación en julio de 2020 que se situó en 35,95 €/MWh (+19,8%). Por su parte, el precio del contrato mensual con liquidación en septiembre de 2020 aumentó un 4,9%, situándose en 37,20 €/MWh.

El precio del resto de contratos ascendió entre un 2,4% y un 13,9%. El menor incremento correspondió al contrato trimestral con vencimiento en el último trimestre de 2020 (2,4%), mientras que la cotización que más ascendió fue la del contrato trimestral con vencimiento en el tercer trimestre de 2020 (13,9%), situándose estos contratos, a cierre del mes de junio, en 40,70 €/MWh y 36,10 €/MWh, respectivamente. Asimismo, aumentaron las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el primer y segundo trimestre de 2021 (un 6,6% y 6,5%, respectivamente), situándose a cierre de mes en 43,50 €/MWh y 39,65 €/MWh respectivamente. Los contratos anuales con vencimiento en el año 2021 y en el año 2022 aumentaron un 6,9% y un 3,4%, situándose a cierre de mes en 43,50 €/MWh y 44,30 €/MWh, respectivamente.

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

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE JUNIO DE 2020				MES DE MAYO DE 2020				% Δ Últ. Cotiz. jun-20 vs. may-20
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Jul-20	35,95	36,75	29,24	32,73	30,00	32,50	29,02	30,52	19,8%
FTB M Aug-20	36,00	36,00	29,45	32,78	29,75	31,04	28,21	29,89	21,0%
FTB M Sep-20	37,20	38,54	34,16	36,42	35,47	35,47	33,36	34,71	4,9%
FTB Q3-20	36,10 (*)	36,30	31,05	33,71	31,70	32,68	30,25	31,68	13,9%
FTB Q4-20	40,70	41,40	38,75	39,90	39,75	39,98	37,50	38,97	2,4%
FTB Q1-21	43,50	43,50	40,45	42,07	40,80	42,25	39,83	41,03	6,6%
FTB Q2-21	39,65	39,65	36,92	38,16	37,24	37,79	36,86	37,32	6,5%
FTB YR-21	43,50	43,50	40,35	41,99	40,70	41,33	40,03	40,72	6,9%
FTB YR-22	44,30	44,40	42,83	43,82	42,83	43,90	42,25	43,00	3,4%

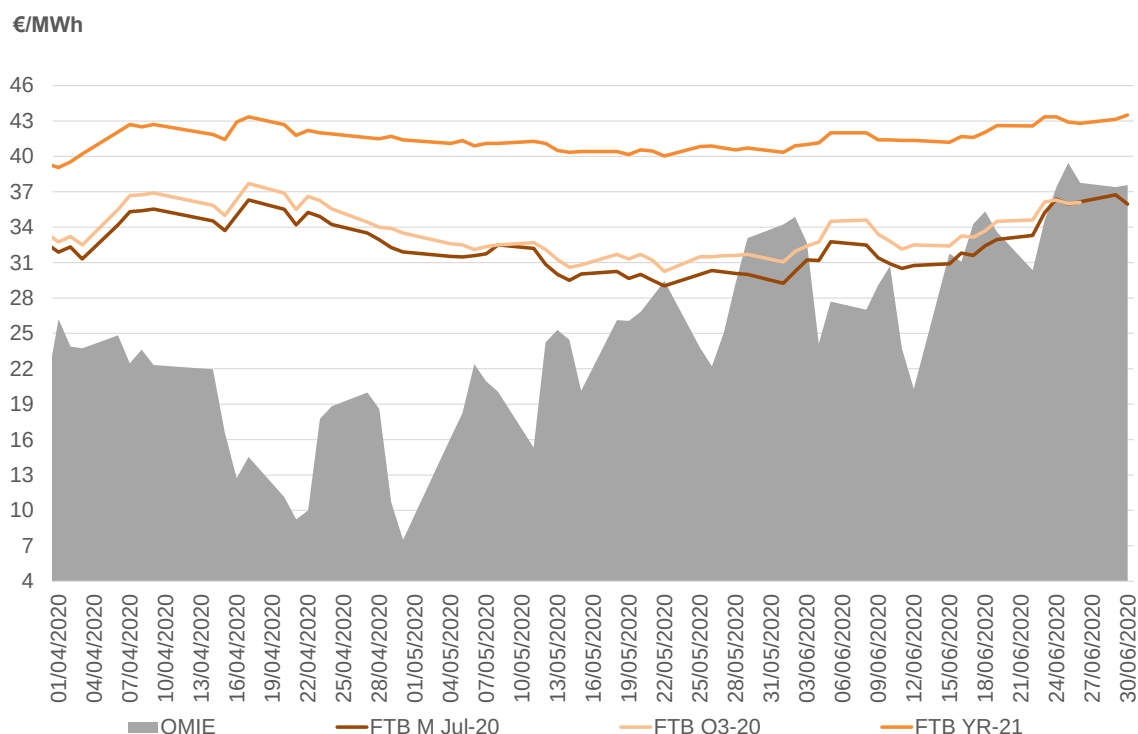
(*) Cotización a 26 de junio

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de mayo a 29/05/2020 y últimas cotizaciones de junio a 30/06/2020

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

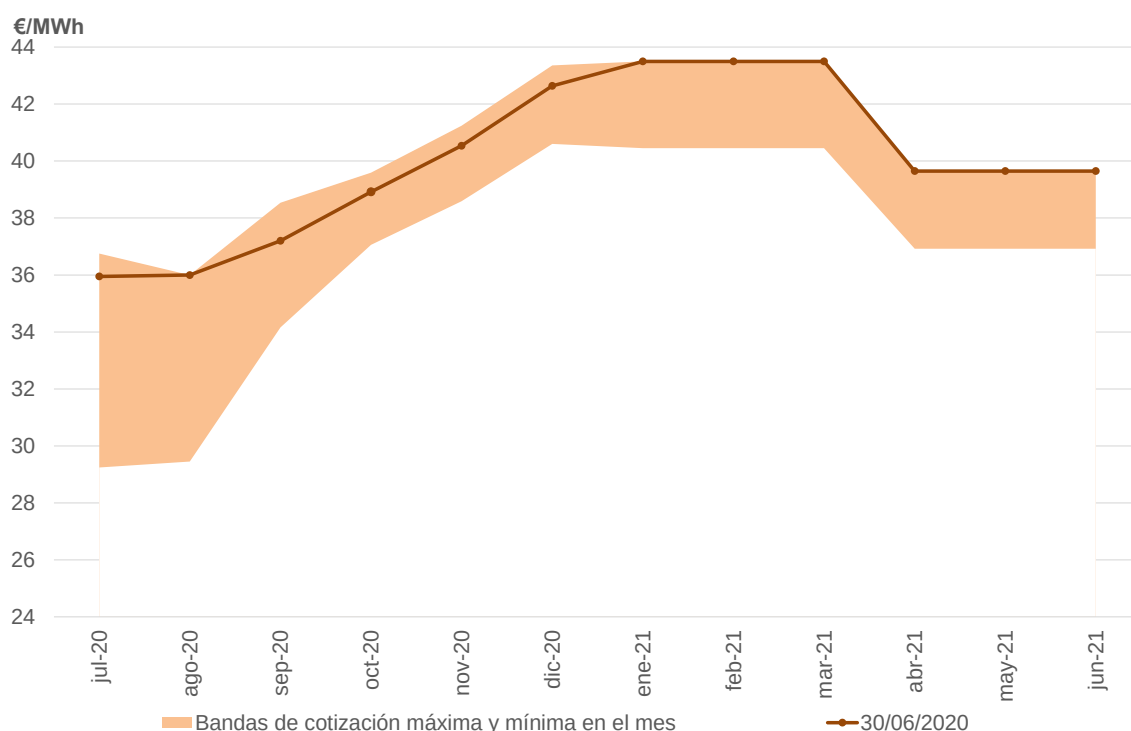
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo del 1 de abril al 30 de junio de 2020



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

El Gráfico 2 (a continuación) muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de junio de 2020. A 30 de junio, la curva presenta una tendencia ascendente (curva en “contango”²), durante todo el periodo, partiendo de 35,95 €/MWh para julio de 2020 y alcanzando un máximo de 43,5 €/MWh para el primer trimestre de 2021: Sin embargo, a partir del segundo trimestre de 2021, la curva a plazo muestra una tendencia descendente hasta situarse en 39,65 €/MWh.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de junio de 2020



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de junio, el precio medio del mercado diario (30,62 €/MWh) fue un 44,1% superior al registrado en el mes anterior (21,25 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en junio de 2020 (de 29 de mayo de 2020) anticipaba un precio medio del mercado diario de 26,70 €/MWh para dicho mes, un 12,8% inferior al precio spot finalmente registrado (30,62 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP³, se alcanzaron el 19 de diciembre de 2019 (máxima de 50,00 €/MWh) y el 22 de mayo de 2020

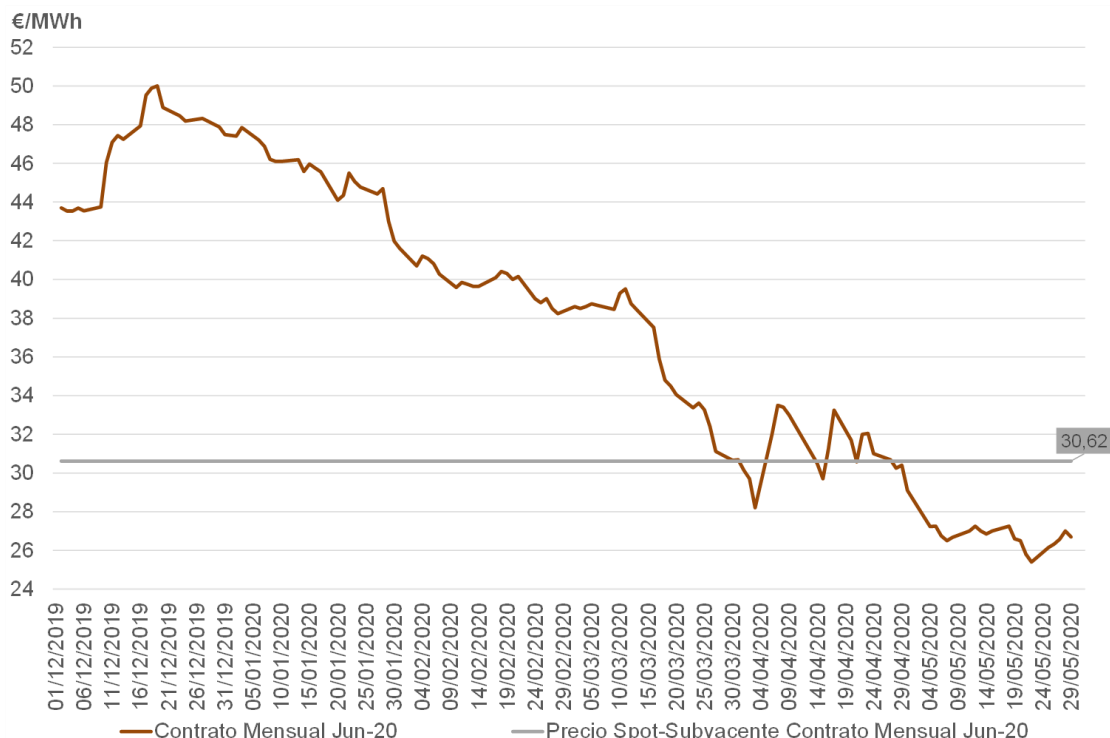
² Curva a plazo en “contango”: cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

³ Del 1 de diciembre de 2019 al 31 de mayo de 2020.

(mínima de 25,40 €/MWh), con un diferencial máximo de cotización del contrato de 24,60 €/MWh.

Tal y como se observa en el Gráfico 3, el precio medio del mercado diario en el mes de junio (30,62 €/MWh) fue inferior a las cotizaciones del contrato mensual con liquidación en el mes de junio de 2020 durante los cuatro primeros meses del periodo de cotización de dicho contrato en OMIP (desde el 1 de diciembre de 2019 hasta el 31 de marzo de 2020; así como durante gran parte del mes de abril). Por ello, en ese periodo las primas de riesgo calculadas ex post del contrato mensual de junio fueron positivas y, por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios). Por el contrario, durante el último mes del periodo de cotización de dicho contrato en OMIP (mes de mayo de 2020) el precio medio del mercado diario en el mes de junio (30,62 €/MWh) fue superior a las cotizaciones del contrato mensual con liquidación en dicho mes, por ello, en ese periodo las primas de riesgo calculadas ex post del contrato mensual de mayo fueron negativas y, por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas).

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en junio de 2020 en OMIP vs. precio spot de junio de 2020.
Periodo del 1 de diciembre de 2019 al 29 de mayo de 2020



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en junio de 2020, a 30 de junio, anticipa un precio medio del mercado diario en julio de 35,95 €/MWh.

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

En junio de 2020 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot durante casi todo el mes (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 junio de 2020 (29,73 €/MWh) fue superior al precio medio diario del mercado de contado en junio de 2020 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁴) que se situó en 29,53 €/MWh.

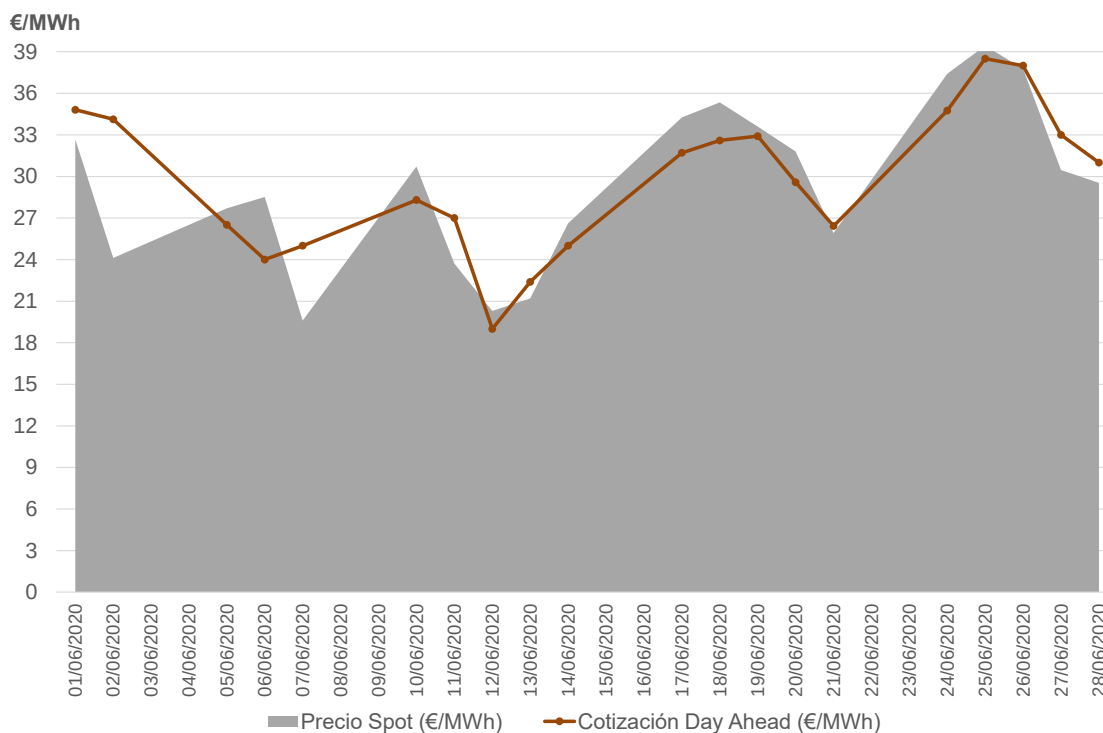
Por tanto, la prima de riesgo de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day-ahead* en OMIP del día anterior a su liquidación y el precio del subyacente) en junio de 2020 fue positiva (0,20 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con beneficios (pérdidas).

En el mes de junio de 2020, la máxima prima de riesgo ex post⁵ de los contratos *day-ahead* se registró el día 2 (10,01 €/MWh).

⁴ 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.

⁵ 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: junio de 2020**



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 EEX⁶– 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.

⁶ 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 mayo y junio de 2020⁷.

En el mes de junio de 2020, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 18,0 TWh, un 1,0% inferior al volumen negociado el mes anterior (18,2 TWh), y un 25,9% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (14,3 TWh). En 2019, el volumen de negociación en dichos mercados se situó en torno a 215,2 TWh, un 34,5% superior al volumen negociado en 2018 (160,1 TWh); el mayor incremento interanual del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX desde la no validación de la 25ª subasta CESUR, el 20 de diciembre de 2013.

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) (1,1 TWh) representó el 6,4% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) en junio de 2020, frente al 8,2% del mes de mayo.

El volumen negociado en los mercados organizados (OMIP y EEX) en el conjunto de 2019 se situó en 13,2 TWh (+11,9% respecto al volumen negociado en 2018), lo que representó el 6,1% del volumen total negociado en los mercados a plazo.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en junio de 2020 (18,0 TWh) representó el 97,8% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (18,4 TWh⁸), superior al porcentaje (86,3%) que representó la negociación en dichos mercados en el conjunto del año 2019 (215,2 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (249,4 TWh).

⁷ La CNMC dispone de información completa de las transacciones que se realizan en el mercado de futuros de OMIP, así como de las transacciones que se negocian en el mercado OTC que se registran voluntariamente por las partes en OMIClear (Cámara de Contrapartida Central del mercado de futuros de OMIP). Dicha información es remitida diariamente por la CMVM al resto de miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL al cierre de cada sesión de negociación.

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

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

⁸ En junio de 2019, el volumen total negociado en los mercados a plazo (14,3 TWh) representó el 71,5% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (20,0 TWh).

En el mes de junio de 2020, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) de OMIClear (mercado de derivados de OMIP), BME Clearing⁹ y European Commodity Clearing (ECC, mercado de derivados de EEX¹⁰) (17,38 TWh) descendió un 0,3% respecto al volumen registrado el mes anterior 17,43 TWh).

En 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs aumentó un 57,7% respecto al volumen registrado en 2018, representando el 97,6% del volumen negociado en el mercado OTC (202 TWh). En 2019, y al igual que 2018, ECC fue la CCP con mayor cuota del registro OTC (73,5%).

⁹ El 21 de marzo de 2011 se registró la primera operación en BME Clearing.

¹⁰ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot francés y precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX y desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual junio 2020	Mes anterior mayo 2020	% Variación	Acumulado 2020	Total 2019	2020 (%)	2019 (%)
OMIP	553	722	-23,4%	4.123	7.402	3,0%	3,4%
EEX	590	765	-22,9%	4.641	5.818	3,4%	2,7%
OTC	16.840	16.681	1,0%	127.684	202.024	93,6%	93,9%
OTC registrado y compensado**:	17.378	17.433	-0,3%	132.078	197.266	96,8%	91,6%
<i>OMIClear</i>	1.127	2.581	-56,3%	11.789	25.799	8,6%	12,0%
<i>BME Clearing</i>	2.647	1.768	49,7%	20.010	26.398	14,7%	12,3%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	13.604	13.084	4,0%	100.279	145.069	73,5%	67,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	17.983	18.168	-1,0%	136.448	215.243	100,0%	100,0%

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

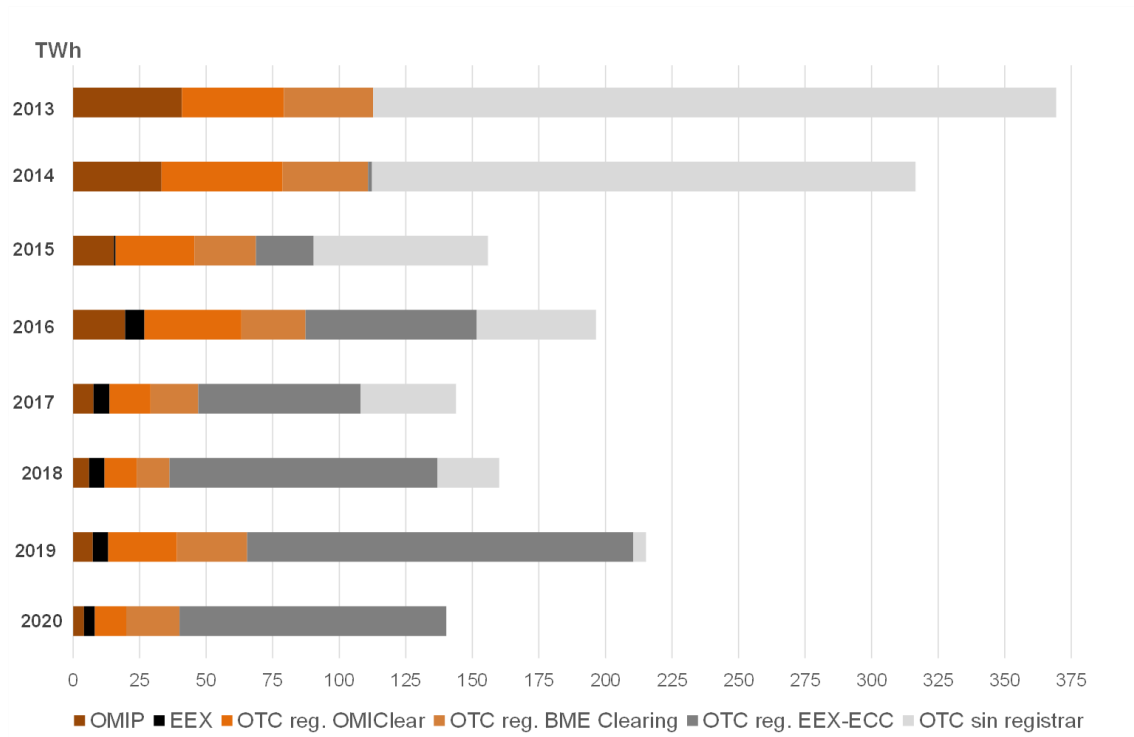
** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

- 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

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 junio de 2020, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en OMIClear, en BME Clearing y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en los mercados organizados de OMIP y de EEX.

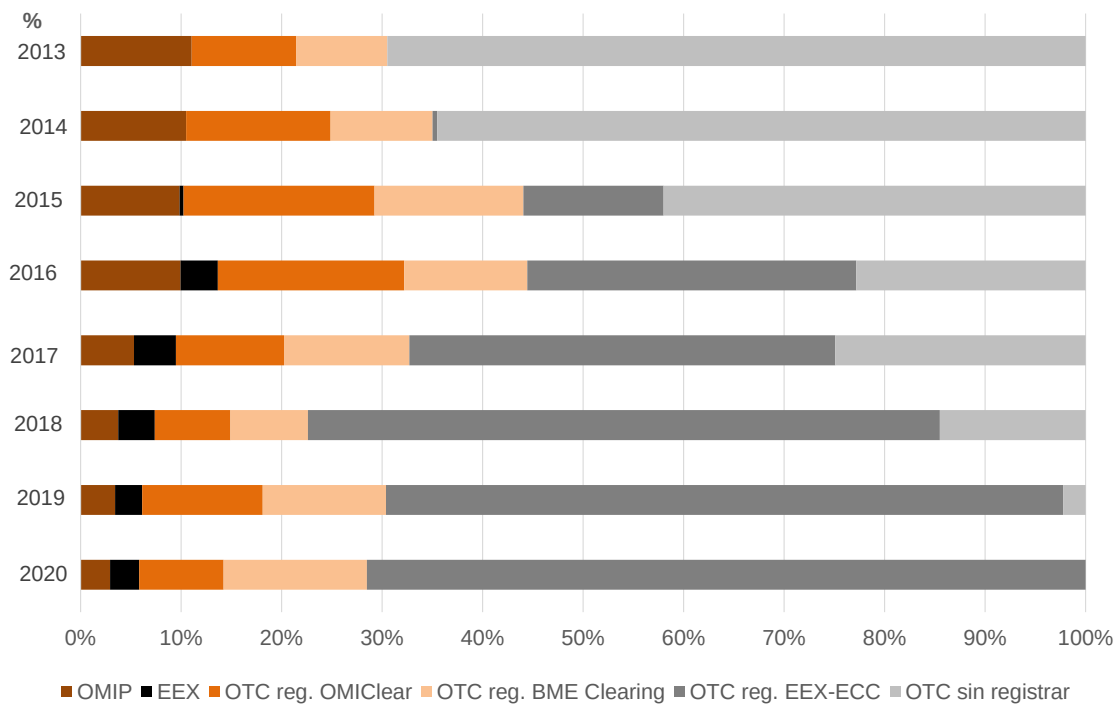
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a junio de 2020



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.

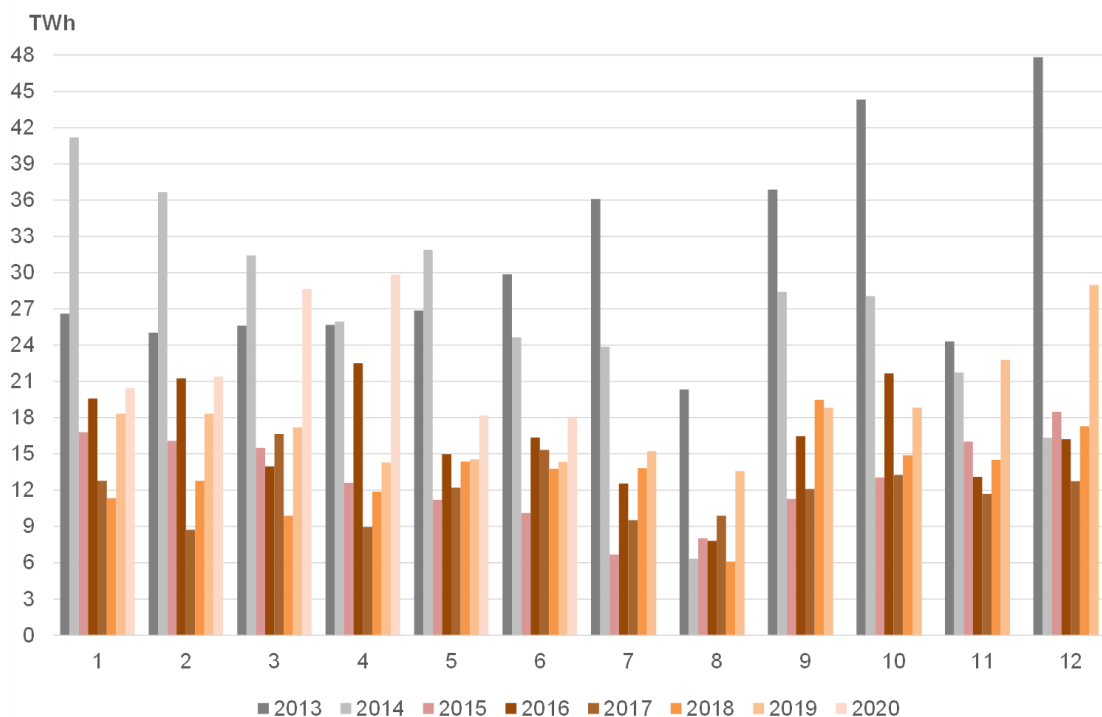
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a junio de 2020



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 junio de 2020. En el mes de junio de 2020 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 18,0 TWh, un 25,9% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (14,3 TWh en junio de 2019).

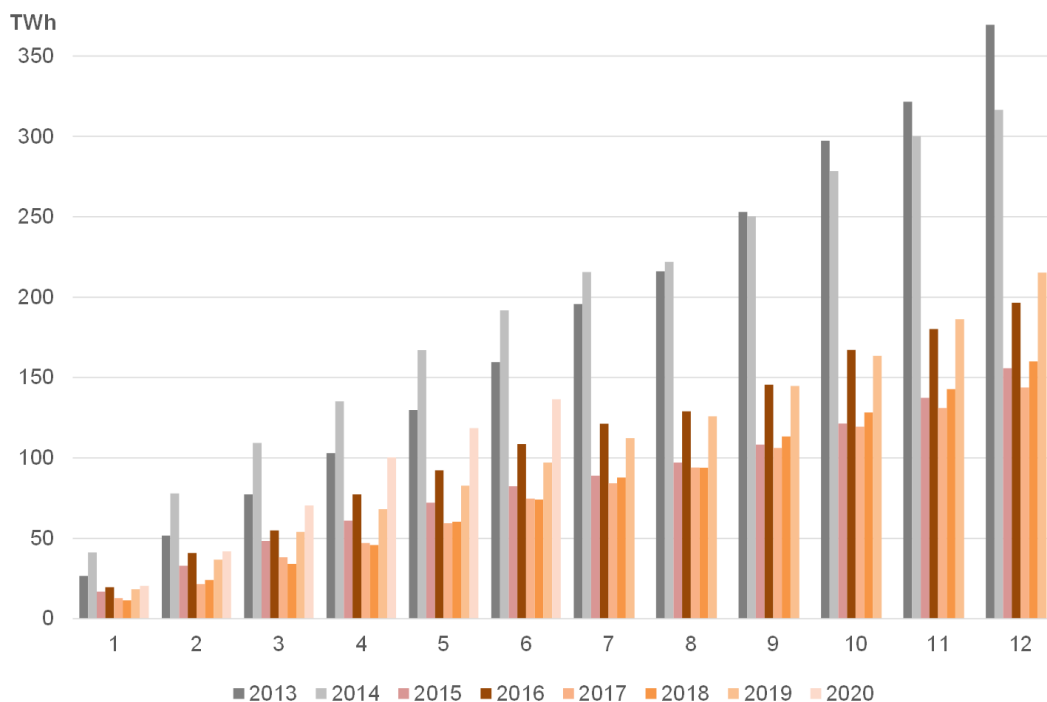
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a junio de 2020



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 junio de 2020



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

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

En este apartado se analiza la negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en función del vencimiento). En el Cuadro 3 se muestra, para los meses de mayo y junio de 2020, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX para cada tipo de contrato, diferenciando entre contratos de corto y de largo plazo. En el Gráfico 9 se refleja, para el periodo comprendido entre junio de 2018 y junio de 2020, el volumen de energía mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. El Gráfico 10 recoge, en términos porcentuales, la misma información que en el gráfico anterior.

En junio de 2020 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 97,5% (17,53 TWh), superior al porcentaje

obtenido para el mes de mayo (96,3%), con un volumen de negociación sobre dichos contratos de 17,49 TWh¹¹.

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 2,5% (0,5 TWh), siendo superior en el mes previo dicho porcentaje de negociación (3,7%), con un volumen de 0,7 TWh¹². En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en junio de 2020 a 628 MW (2,5% de la demanda horaria media de dicho mes, 25.572 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en junio fue el contrato con liquidación semanal, con el 65,5% (0,3 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (0,5 TWh)¹³, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 33,2% (0,2 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En junio de 2020 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos trimestrales, con el 46,9% (8,2 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (17,5 TWh)¹⁴. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación anual, con el 40,1% (7 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo.

Dentro de los contratos anuales, el contrato más negociado fue el contrato con liquidación en el año 2021, cuyo volumen negociado en el mes de junio ascendió a 5,9 TWh (84,3% del total negociado sobre contratos anuales). Por su parte, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista (Cal+2: 2022) ascendió a 0,8 TWh (11,7% de los contratos anuales negociados). En el mes de junio también se negociaron contratos anuales con liquidación a tres años vista (Cal+3: 2023) con un volumen total de 0,2 TWh (3,4% del volumen total de contratos anuales negociados en junio de 2020) y a cuatro años vista (Cal+4: 2024) con un volumen de 0,1 TWh, ascendiendo a 0,6% del volumen total de contratos anuales negociados en junio de 2020.

En 2019, el porcentaje de volumen negociado de contratos con periodo de liquidación igual o superior al mes ascendió a 94,8% del total negociado

¹¹ En junio de 2019 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 95,5% (13,7 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

¹² En junio de 2019, 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 4,5% (0,6 TWh).

¹³ En el mes de mayo de 2020 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (49,1%; 0,3 TWh).

¹⁴ En el mes de mayo de 2020 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue superior (53,7%; 9,4 TWh).

(204 TWh), superior a dicho porcentaje en 2018 (92,7%). Por su parte, el porcentaje de volumen de contratos a corto plazo (horizonte de liquidación inferior al mes) ascendió al 5,2% en 2019 (11,3 TWh), siendo dicho porcentaje superior en 2018 (7,3%; 11,8 TWh).

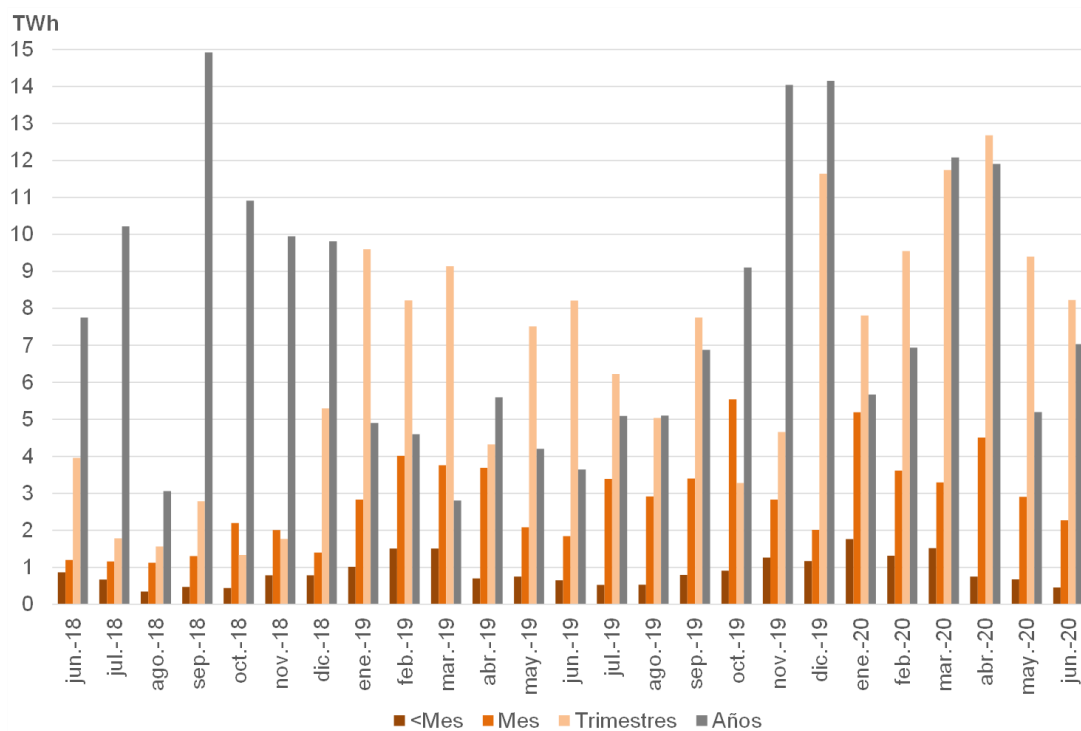
En 2019, los contratos a plazo más negociados fueron los trimestrales, seguidos de los anuales y mensuales con el 39,8%, 37,2% y 17,8% del total negociado, respectivamente. Los contratos más negociados en 2018 fueron los anuales, seguidos de los trimestrales y mensuales (52,8%, 23% y 16,9% del total negociado).

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

Tipo de contrato	Mes actual junio-20	Mes anterior mayo-20	% Variación	Total 2020	% Total 2020	Total 2019	% Total 2019
Diario	150	317	-52,6%	2.117	32,8%	4.830	42,8%
Fin de semana	6	26	-78,5%	466	7,2%	940	8,3%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Semana	297	331	-10,3%	3.876	60,0%	5.517	48,9%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	452	674	-32,9%	6.459	4,7%	11.287	5,2%
Mensual	2.270	2.906	-21,9%	21.780	16,8%	38.275	18,8%
Trimestral	8.226	9.393	-12,4%	59.387	45,7%	85.588	42,0%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	7.034	5.195	35,4%	48.822	37,6%	80.093	39,3%
Total Largo Plazo	17.530	17.494	0,2%	129.989	95,3%	203.956	94,8%
Total	17.983	18.168	-1,0%	136.448	100%	215.243	100%

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

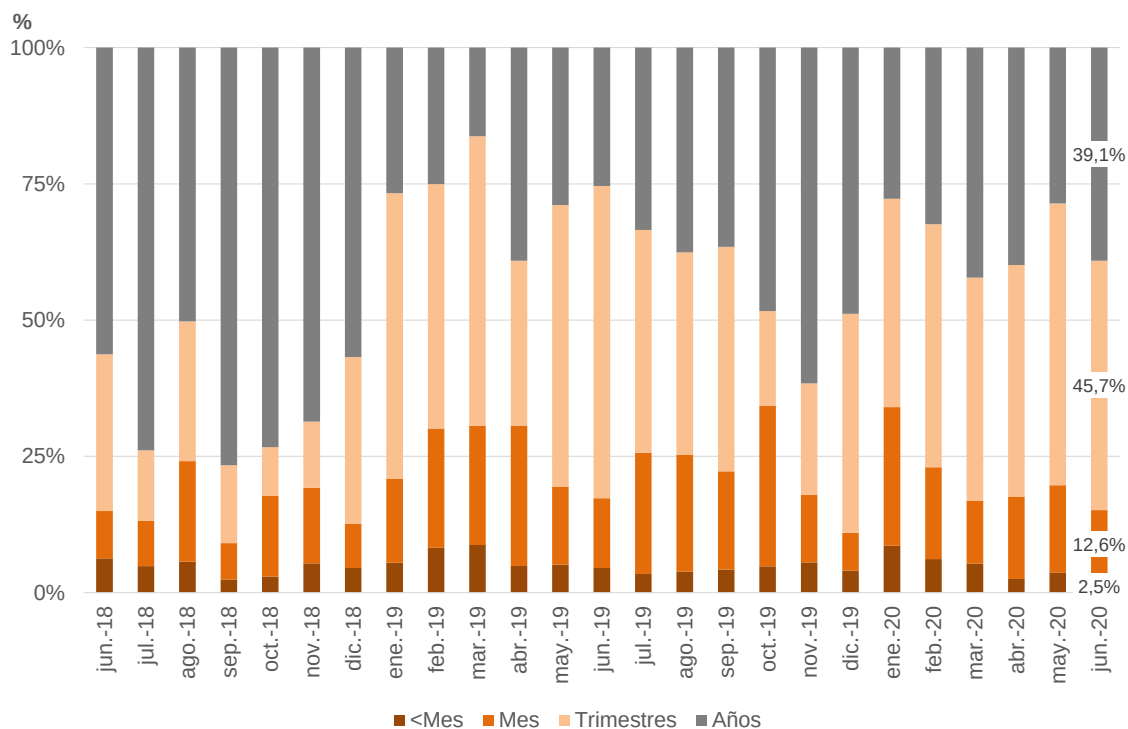
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: junio de 2018 a junio de 2020



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: junio 2018 a junio de 2020



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

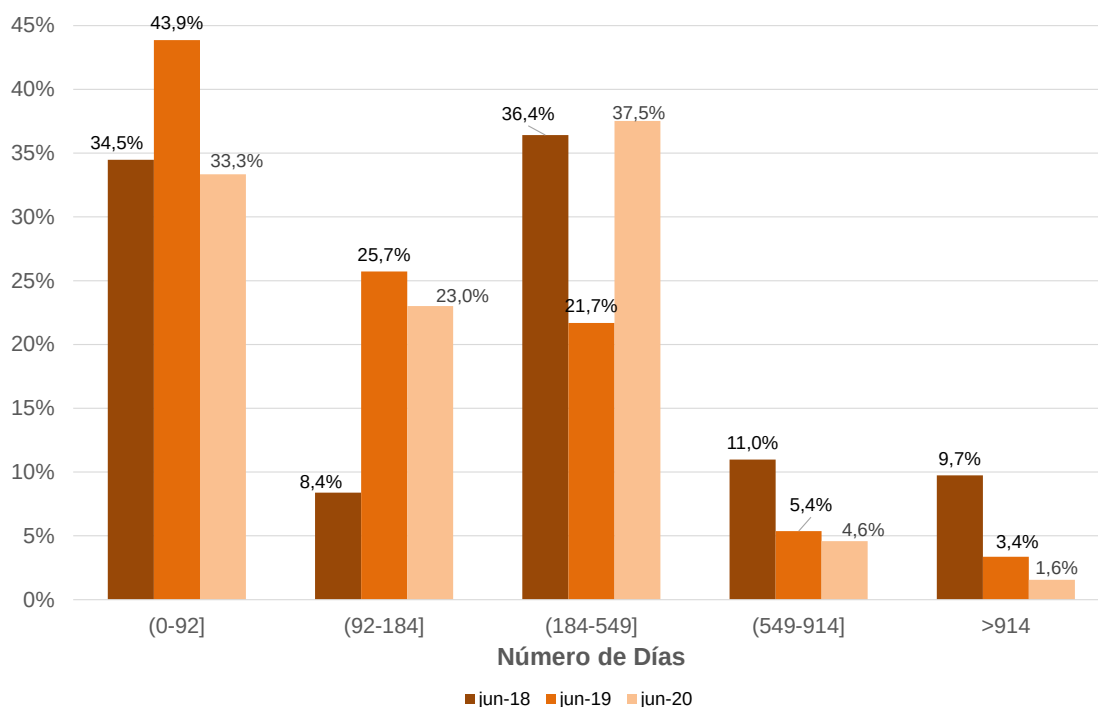
2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento

En junio de 2020, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos con vencimiento en el año 2021, que ascendió a 6,7 TWh, con el 37,5% del volumen total negociado en junio, seguidos de los contratos con liquidación en el tercer trimestre de 2020 que ascendió a 6 TWh, con el 33,3% del volumen negociado en junio (véase Gráfico 11).

El volumen de los contratos con liquidación en el cuarto trimestre 2020 ascendió a 4,1 TWh (23,0% del volumen total negociado en junio)

Por su parte, el volumen de contratos con liquidación en 2022 (contrato Cal+2) y en 2023 y 2024 (contrato Cal+3 y Contrato Cal+4) ascendió a 0,8 TWh y 0,3 TWh respectivamente y acaparó el 4,6% y 1,6% respectivamente del volumen total negociado en el mes de junio de 2020.

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



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

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

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

Hasta el 30 de junio, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en junio de 2020¹⁵ se situó en torno a 17.601 GWh, un 3,6% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en mayo de 2020 (16.996 GWh), y un 34,7% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en junio de 2019 (13.071 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en junio de 2020, el 97,4% (17.148 GWh) correspondió a contratos

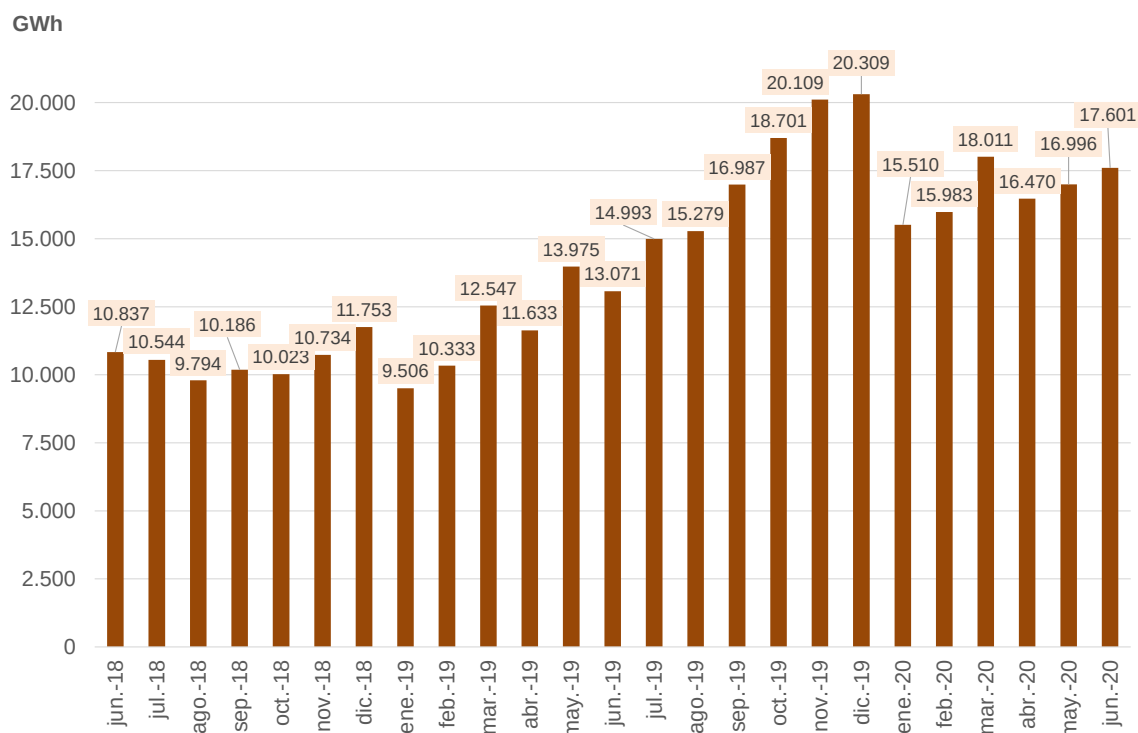
¹⁵ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en junio de 2020: mensual junio-20, trimestral Q2-20, anual YR-20, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en junio de 2020, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

con liquidación en todos los días del mes (mensual jun-20, trimestral Q2-20 y anual 2020), mientras que el 2,6% restante (452 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen de contratos a plazo con liquidación en junio de 2020 (17.601 GWh) representó el 95,6% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (18.412 GWh).

El volumen de contratos a plazo liquidado en los mercados OTC, OMIP y EEX en 2019 ascendió a 177,4 TWh, lo que supuso el 71,2% de la demanda eléctrica peninsular de 2019 (249,4 TWh), siendo dicho porcentaje superior al registrado en 2018 (53,7% de la demanda eléctrica peninsular de 2018).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: junio de 2018 a junio de 2020



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 liquidación¹⁶. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en junio de 2020 (mensual jun-20, trimestral Q2-20 y anual 2020) se situó en 23.817 MW, un 8,6% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de mayo de 2020 (21.939 MW) y un 38% superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de junio de 2019 (17.257 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de junio de 2020 (23.817 MW) representó el 93,1% de la demanda horaria media de dicho mes (25.572 MW).

El volumen medio mensual de contratación a plazo con liquidación en 2019 ascendió a 18.933 MW/mes (superior en un 33,3% al volumen medio mensual de contratación a plazo con liquidación en 2018).

El volumen registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) sobre contratos con liquidación en todos los días del mes¹⁷ de junio de 2020 ascendió a 24.115 MW, superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días de dicho mes (23.817 MW). Esto podría deberse a que el volumen registrado en una de las Cámaras de Compensación podría estar sobrerrepresentado (ver nota al pie del Cuadro 2). De forma más concreta, el 13,0% (3.132 MW) del volumen total registrado (24.115 MW) se registró en OMIClear¹⁸ (véase Gráfico 14), el 11,0% (2.648 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 76,0% (18.335 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

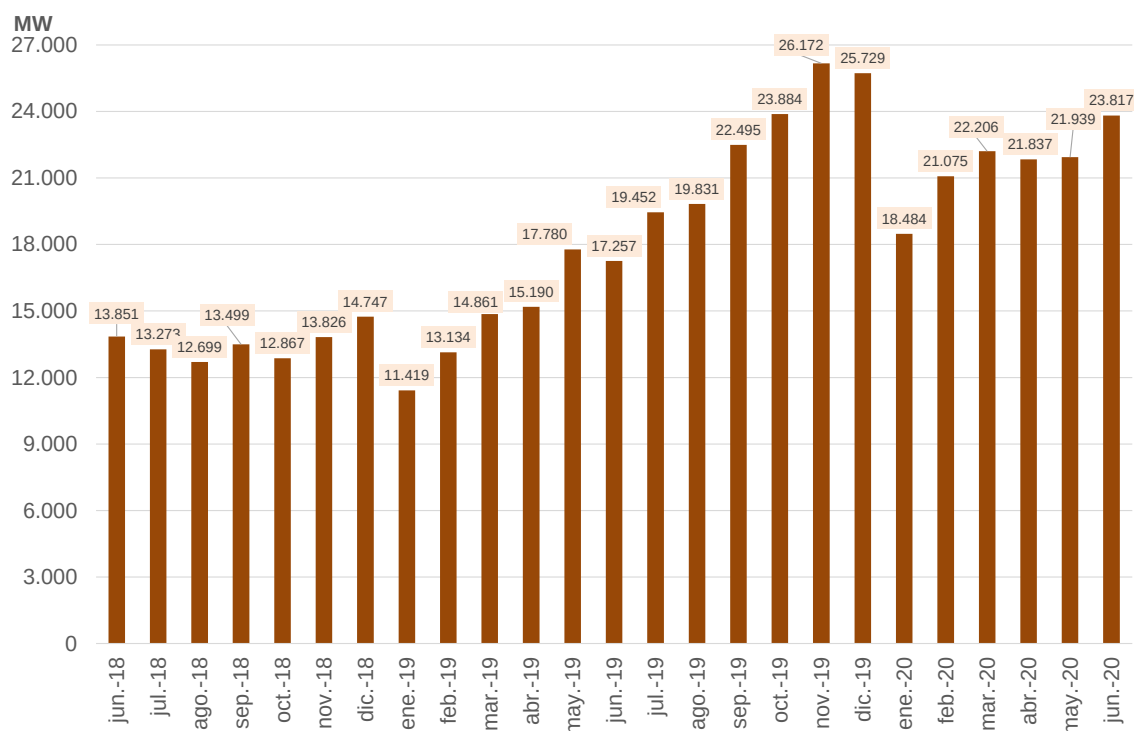
El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo registrado para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2019 ascendió al 94,1% del volumen total (superior a dicho porcentaje para 2018, 80,5%): el 14,4% se registró en OMIClear, el 10,9% se registró en BME Clearing y el 68,9% se registró en EEX-ECC.

¹⁶ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

¹⁷ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

¹⁸ 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: junio de 2018 a junio de 2020



* 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.

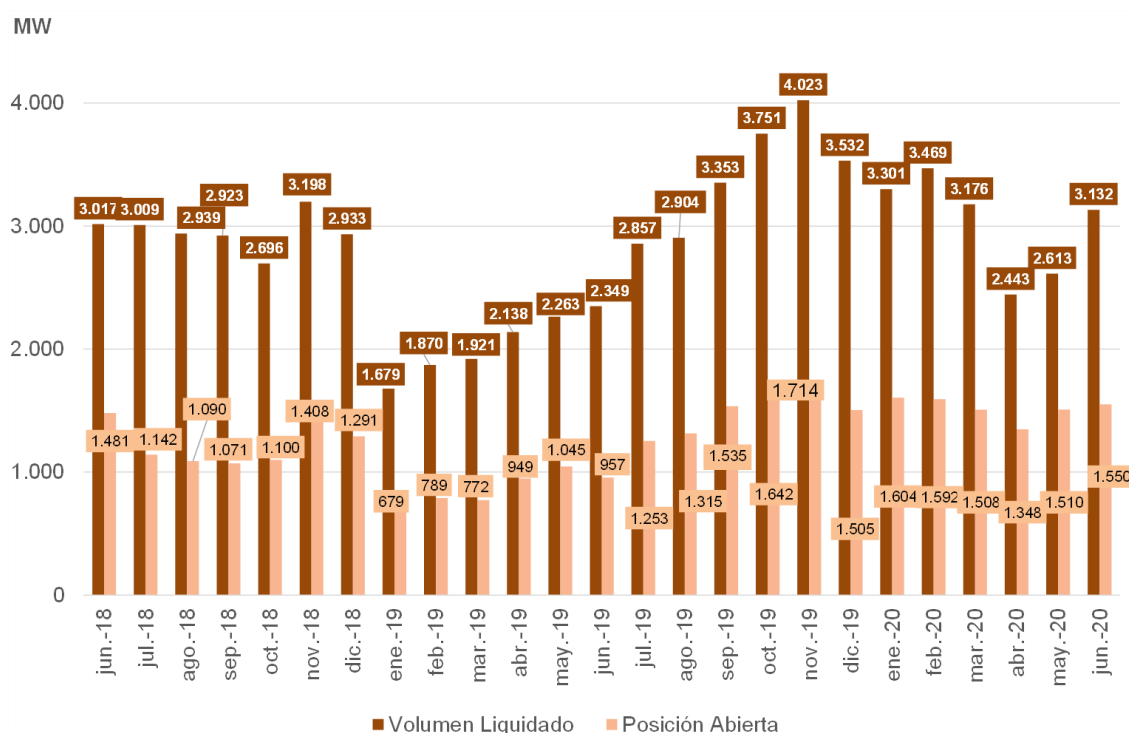
En este sentido, de los 3.132 MW con liquidación en junio de 2020 que se registraron en OMIClear, el 50,5% (1.582 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 49,5% restante (1.550 MW) quedaron abiertas¹⁹ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 50,5% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores²⁰ (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en junio de 2020.

¹⁹ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

²⁰ 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 media del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2019 ascendió a 1.180 MW/mes, lo que equivale al 43,4% del volumen medio registrado en OMIClear con liquidación en 2019 (2.720 MW/mes).

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta²¹ (MW)*
Periodo: junio de 2018 a junio de 2020



* 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 Clearing²², en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

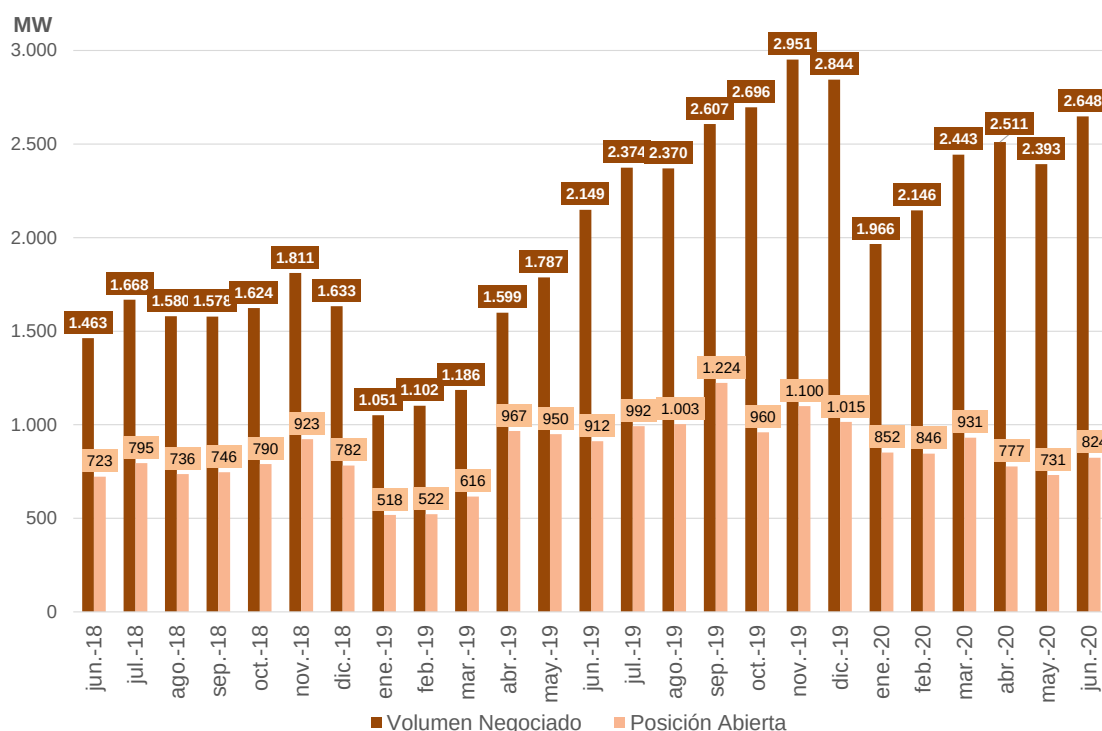
²¹ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las posiciones 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.

²² Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

Del volumen total registrado en los mercados a plazo sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en junio de 2020 (24.115 MW), el 11% (2.648 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 68,9% (1.824 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 31,1% restante (824 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15).

En términos medios, la posición abierta media con liquidación en 2019 ascendió a 898 MW, lo que representó el 43,6% del volumen total registrado en BME Clearing (2.060 MW).

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²³ (MW)*
Periodo: junio de 2018 a junio de 2020



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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

²³ 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

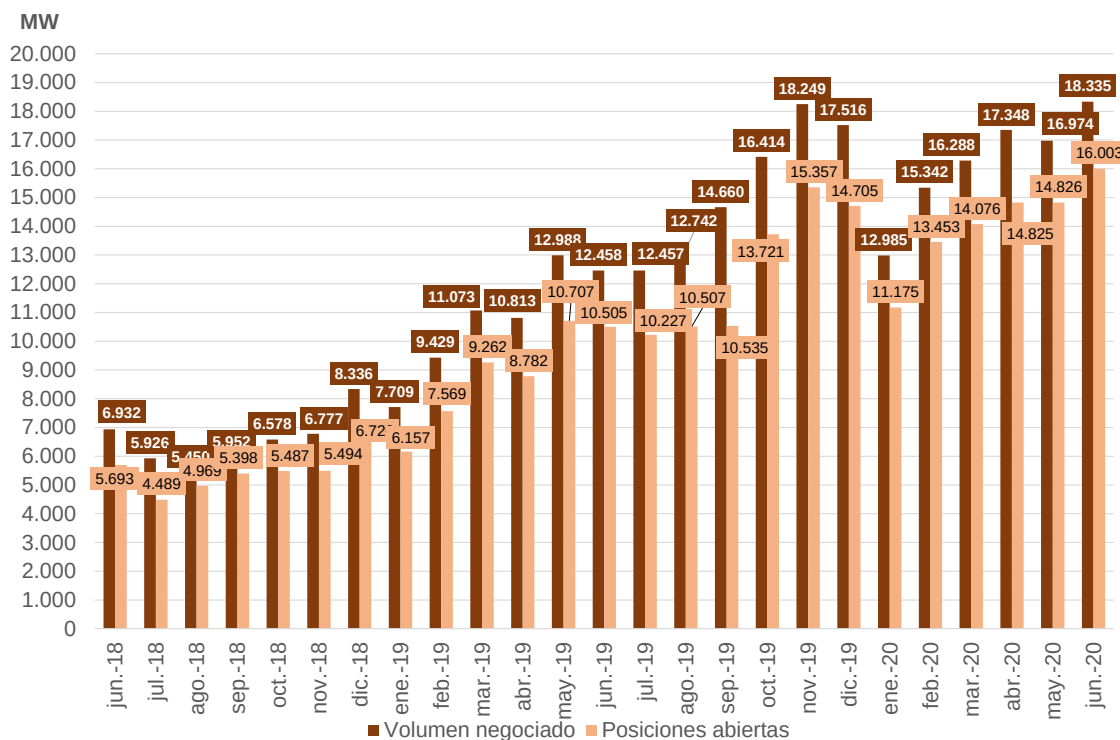
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-ECC²⁴ (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

Del volumen total registrado en los mercados a plazo sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en junio de 2020 (24.115 MW), el 76% (18.335 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 12,7% (2.332 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 87,3% restante (16.003 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16).

En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2019 ascendió a 10.670 MW/mes, lo que supuso el 81,7% del volumen total registrado en EEX-ECC en 2019 (13.042 MW/mes).

²⁴ 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 abierta²⁵ (MW)*
Periodo: junio de 2018 a junio de 2020



*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.

²⁵ 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

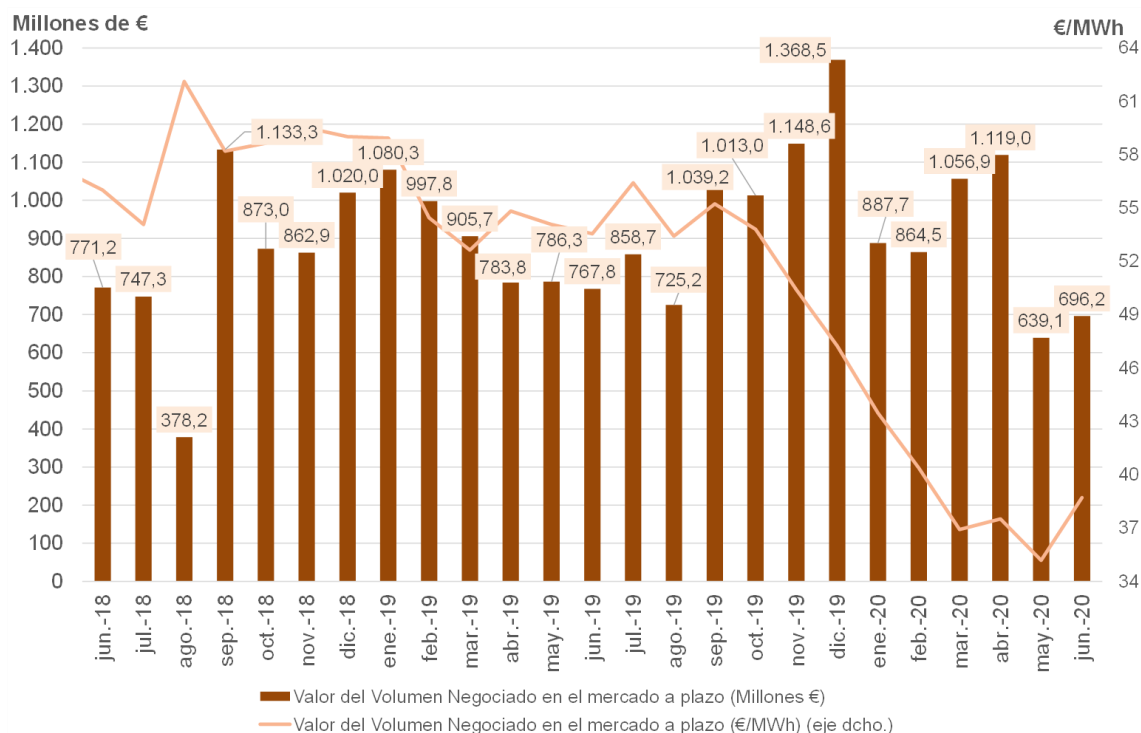
A continuación, se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra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

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

El valor económico del volumen negociado en junio de 2020 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (18,0 TWh) fue de 696,2 millones de euros, un 8,9% superior al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (639,1 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en junio de 2020, en dichos mercados, fue 38,71 €/MWh, un 10,1% superior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (35,18 €/MWh) (véase Gráfico 17).

El valor económico del volumen negociado en 2019 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (215,2 TWh) fue de 11.474,8 millones de euros (29,9% superior al valor económico del volumen negociado en 2018). El precio medio ponderado por el volumen negociado en 2019 en dichos mercados fue 53,31 €/MWh, un 3,4% inferior al precio medio del volumen negociado en 2018 (55,20 €/MWh).

Gráfico 17. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh)
Periodo: junio de 2018 a junio de 2020



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 junio de 2020, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en junio de 2020²⁶ (17.601 GWh), bajo

²⁶ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en junio de 2020: mensual jun-20, trimestral Q2-20, anual YR-20, 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 junio de 2020, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

el supuesto anterior, ascendería a 272,1 millones de €²⁷; un 2,4% inferior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en mayo de 2020 negociados en dichos mercados (278,7 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en junio de 2020, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 41,71 €/MWh, superior en 14,16 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 30 de junio de 2020 (27,55 €/MWh)²⁸. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

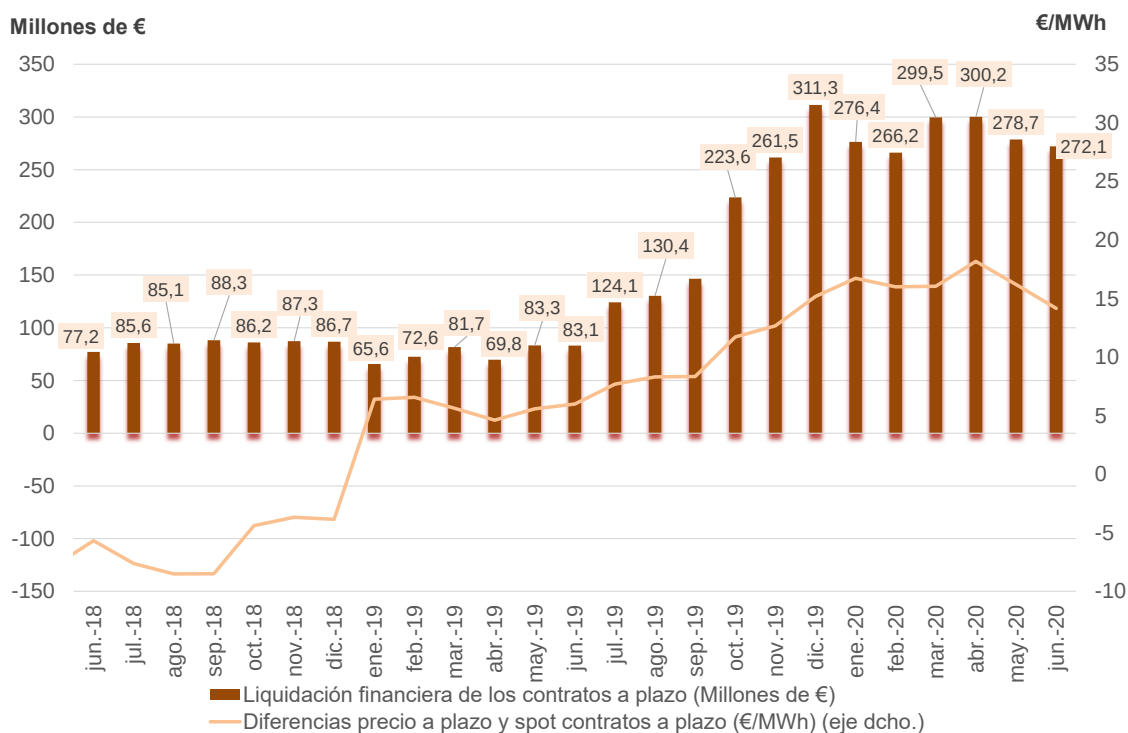
- El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de junio de 2020 (mensual jun-20, trimestral Q2-20, anual YR-20), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 42,05 €/MWh, fue superior en 14,57 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de junio de 2020 (27,48 €/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 57,58 €/MWh y 25,70 €/MWh, respectivamente (véase Gráfico 19).
- El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en junio de 2020, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 28,85 €/MWh, inferior en 1,18 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de junio de 2020 (30,03 €/MWh).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2019, ponderado por el volumen liquidado en 2019 (177.442 GWh), ascendió a 55,42 €/MWh, superior en 8,22 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2019 (47,21 €/MWh). Por tanto, las primas de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2019 fueron positivas, liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con pérdidas (beneficios). El precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2019 (55,42 €/MWh) fue 4,09 €/MWh superior al precio medio de los contratos a plazo liquidados en 2018, que fueron inferiores al precio spot de liquidación.

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

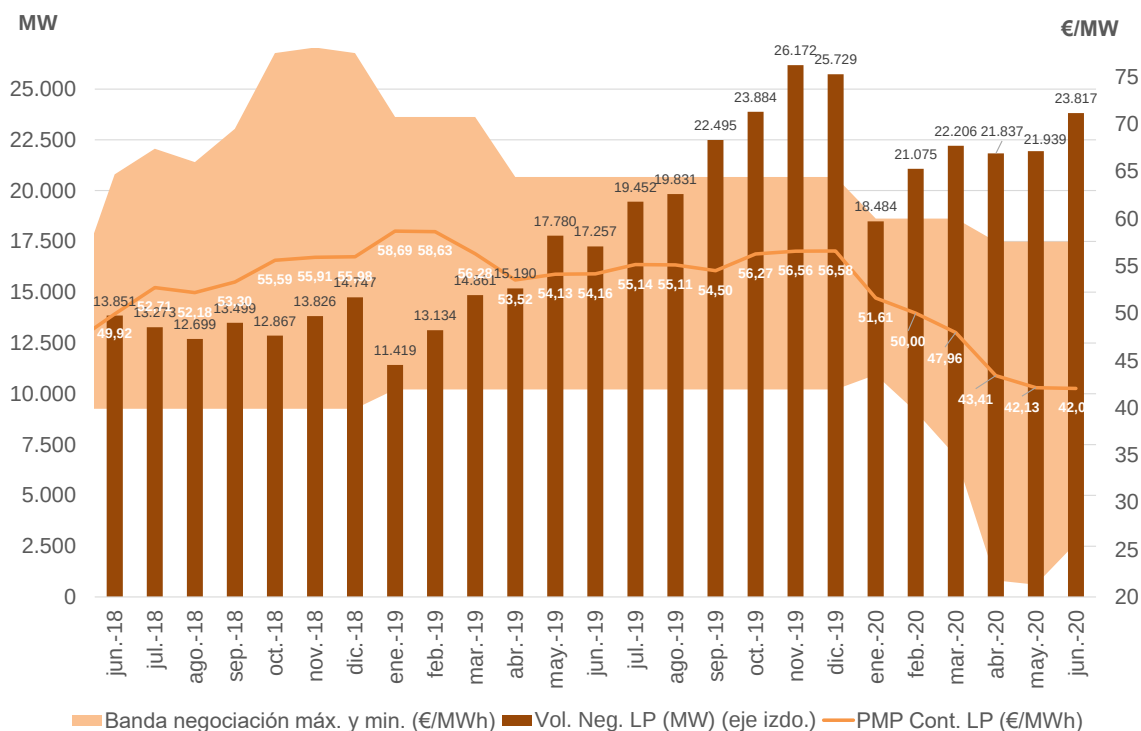
²⁸ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de junio provienen del contrato anual 2020, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot de los primeros seis meses de 2020.

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 junio de 2020
Periodo: de junio de 2018 a junio de 2020



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

Gráfico 19. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) y precios máximo, mínimo y medio de los contratos de largo plazo por mes de liquidación (en MW y €/MWh)
Periodo: junio de 2018 a junio de 2020



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 junio de 2020, en un contexto ascendente de precios de los mercados de contado, aumentaron todas las cotizaciones a plazo analizadas, siendo superiores los incrementos de precio registrados en los mercados alemán y francés que en el mercado español. De este modo, en el mes de junio, las cotizaciones de los contratos a plazo con subyacente francés fueron superiores a las registradas por los contratos equivalentes con subyacente español.

En el mercado español, respecto a mayo de 2020, la cotización del contrato con liquidación en julio de 2020 aumentó un 19,8%, mientras que los contratos equivalentes en los mercados alemán y francés registraron una subida de su cotización del 23,6% y del 28,4%, respectivamente; mientras que el contrato con liquidación en agosto de 2020 ascendió un 21% en el mercado español, mientras que los contratos equivalentes en los mercados alemán y francés registraron una subida de su cotización del 24,7% y 24,3%, respectivamente.

El contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2020 aumentó un 13,9% en el mercado español, mientras que los contratos equivalentes en los mercados alemán y francés registraron un ascenso de su cotización del 18,6% y 18,7%, respectivamente.

El contrato con liquidación en el cuarto trimestre de 2020 aumentó un 2,4% en el mercado español y un 15,7% en el mercado alemán, mientras que el contrato equivalente en el mercado francés registró un ascenso de su cotización del 8,2%.

Para el resto de contratos analizados, vencimiento en primer trimestre de 2021 y anual 2021, en el mercado español, se observaron ascensos del 6,6% y 6,9% respectivamente, mientras que ascendieron las cotizaciones equivalentes en los mercados alemán y francés son del 12,9 % y 13% en el caso de Alemania, y 8,9% y 7,8% en el caso de los contratos franceses.

A 30 de junio de 2020, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2021 en el mercado español descendió hasta los 43,50 €/MWh (+6,9% respecto al mes anterior), manteniéndose por encima de la cotización registrada para el contrato equivalente en Alemania (41,64 €/MWh; +13%), y por debajo de la del contrato equivalente en Francia (48,70 €/MWh; +7,8%).

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

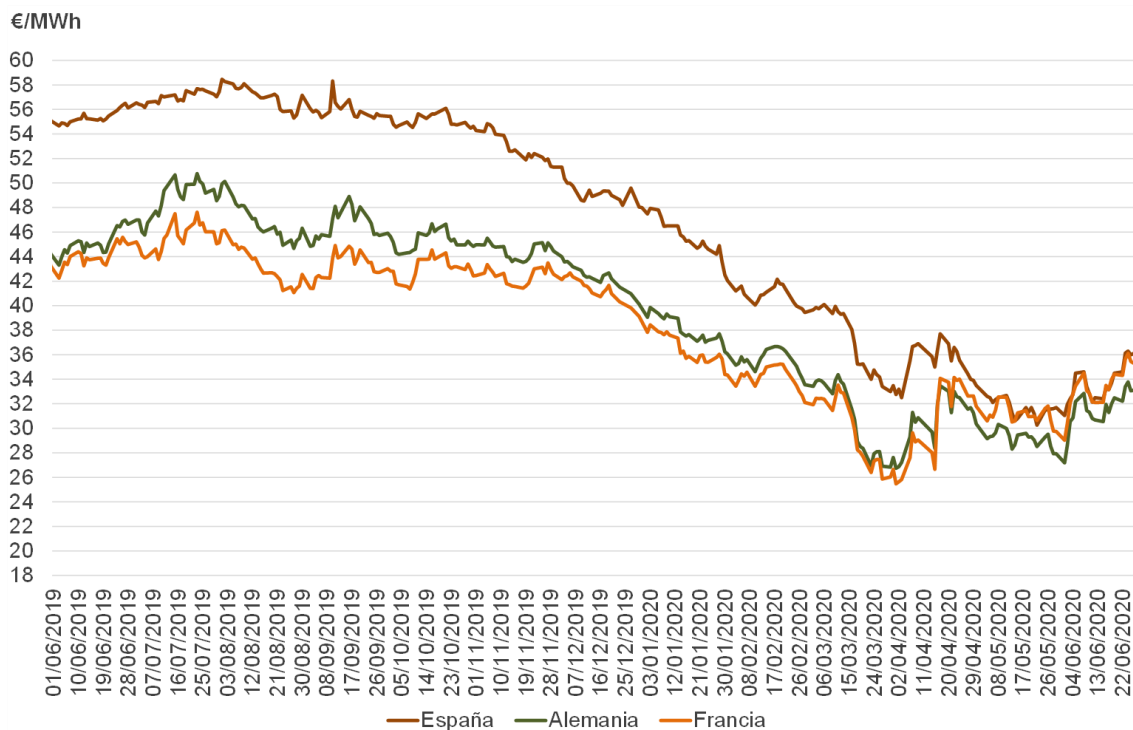
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	junio-20	mayo-20	% Variación jun. vs. may.	junio-20	mayo-20	% Variación jun. vs. may.	junio-20	mayo-20	% Variación jun. vs. may.
jul.-20	35,95	30,00	19,8%	32,08	25,95	23,6%	34,35	26,75	28,4%
ago.-20	36,00	29,75	21,0%	33,22	26,65	24,7%	34,73	27,95	24,3%
Q3-20	36,10 (*)	31,70	13,9%	33,10 (*)	27,92	18,6%	35,32 (*)	29,75	18,7%
Q4-20	40,70	39,75	2,4%	39,96	34,54	15,7%	61,47	56,82	8,2%
Q1-21	43,50	40,80	6,6%	42,64	37,78	12,9%	60,00	55,10	8,9%
YR-21	43,50	40,70	6,9%	41,64	36,85	13,0%	48,70	45,18	7,8%

(*) Cotizaciones a 26/06/2020

Nota: últimas cotizaciones de mayo a 29/05/2020 y últimas cotizaciones de junio a 30/06/2020.
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.

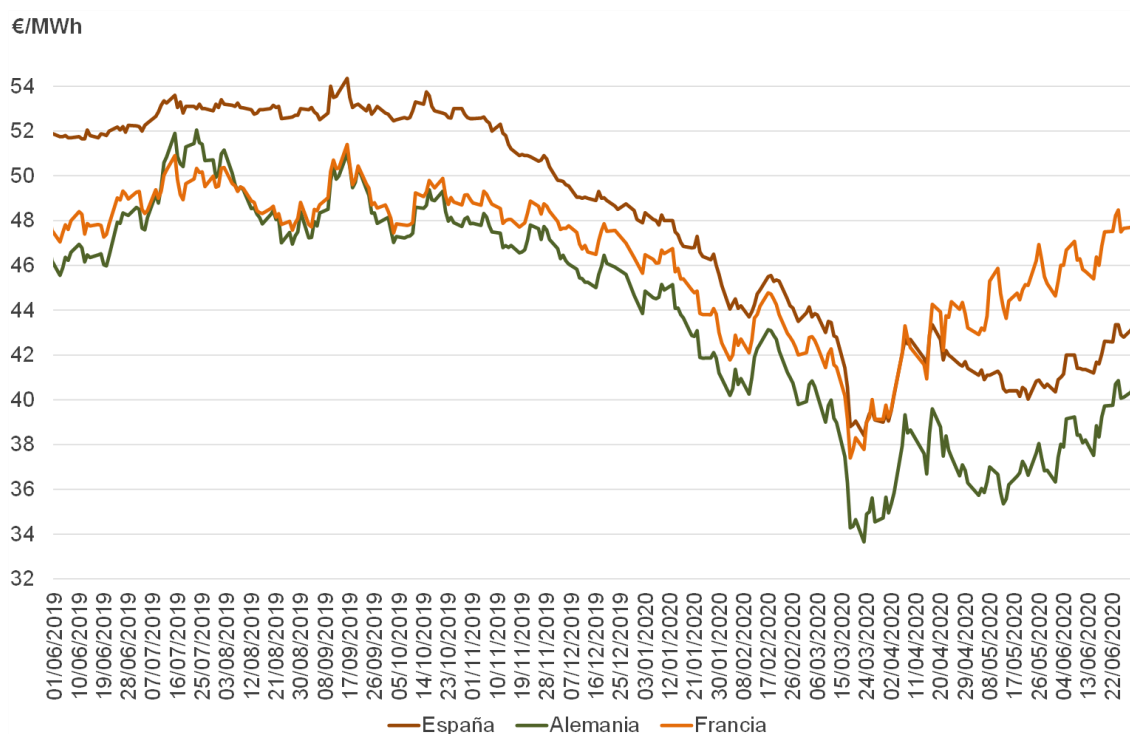
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q3-20 en España, Alemania y Francia.
Periodo: 1 junio de 2019 a 26 de junio de 2020



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-21 en España, Alemania y Francia.
Periodo: 1 junio de 2019 a 30 de junio de 2020



Fuente: EEX y OMIP

En el mes de junio de 2020 el precio medio del mercado diario español (30,62 €/MWh) fue un 44,1% superior al del mes anterior. Asimismo, mostraron una tendencia ascendente los precios medios de los mercados diarios alemán (+48,8%) y francés (+73,5%), hasta situarse en 26,18 €/MWh y 25,79 €/MWh. En el mes de junio, respecto al mes de mayo de 2020, disminuyó en 1,56 €/MWh el diferencial entre el precio medio del mercado diario de España y el de Francia, y aumentó en 0,77 €/MWh el diferencial entre el precio medio del mercado diario de España y el de Alemania.

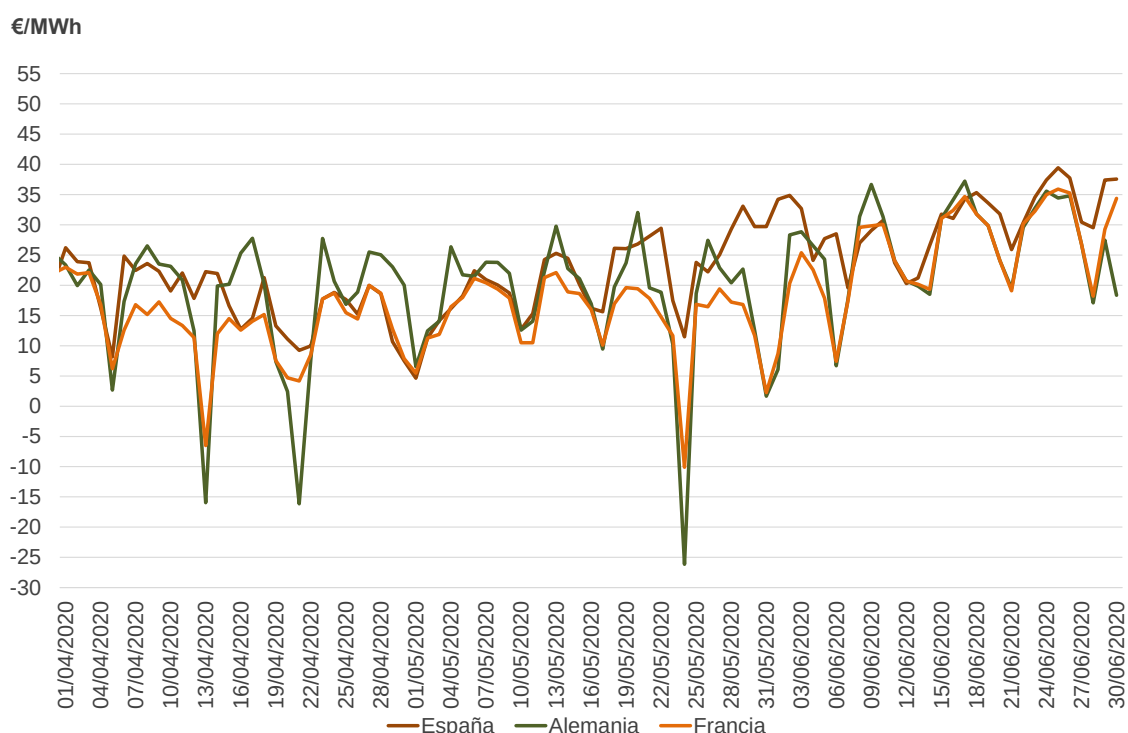
Cuadro 5. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

Precios medios	junio-20	mayo-20	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	30,62	21,25	44,1%
Alemania	26,18	17,60	48,8%
Francia	25,79	14,86	73,5%

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 junio de 2020, el precio medio diario más bajo se registró el día 1 en el mercado alemán (6,07 €/MWh), mientras que el precio medio diario más alto se registró el día 25 en el mercado español (39,43 €/MWh). En el mes de junio de 2020 el porcentaje de acoplamiento entre el precio del mercado diario español y el precio del mercado diario francés fue del 36,3% de las horas del mes, siendo dicho porcentaje superior al de mayo (34,4% de las horas del mes).

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de abril de 2020 a 30 de junio de 2020



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 OMIClear²⁹ y en EEX-ECC³⁰, por mes de

²⁹ Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

³⁰ 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 junio de 2020, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs, ascendieron a 241.618 GWh en Alemania y 40.311 GWh en Francia, siendo 13,8 y 2,3 veces superiores, respectivamente, al

negociación. El volumen negociado en junio de 2020 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria³¹, registrados en ambas cámaras, ascendió a 241.618 GWh, un 41,8% superior al volumen negociado en el mes anterior (170.397 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 40.311 GWh, un 20,3% inferior al volumen negociado el mes anterior (50.598 GWh).

Para el conjunto del año 2019, 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 registrados en OMIClear y en EEX-ECC, ascendió a 2.473,8 TWh (un 28,3% superior al volumen negociado en 2018). El volumen negociado de contratos con subyacente el precio de contado francés y horizonte de liquidación igual o superior al mes ascendió a 323,7 TWh en 2019 (un 12,7% superior al volumen negociado en 2018).

volumen total de los contratos de largo plazo equivalentes con subyacente español negociados en el mercado a plazo (17.530 GWh), incluido el volumen negociado en el mercado OTC con subyacente español no registrado en ninguna cámara.

³¹ 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: junio de 2018 a junio de 2020

Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
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
dic-19	198.089	39.203
ene-20	244.857	32.547
feb-20	244.034	27.954
mar-20	321.232	49.179
abr-20	271.454	57.415
may-20	170.397	50.598
jun-20	241.618	40.311

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 mensuales³² con liquidación en los meses de junio de 2018 a junio de 2020 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de junio de 2020, la prima de riesgo ex post en los mercados español, alemán y francés fue negativa (-3,92 €/MWh, -4,80 €/MWh y -5,61 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en junio de 2020, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 50,00 €/MWh y 25,40 €/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 30,62 €/MWh) ascendieron a 19,38 €/MWh y a -5,22 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en junio de 2020 ascendieron a 49,47 €/MWh y a 20,67 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 26,18 €/MWh) se situaron en 23,29 €/MWh y -5,51 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en junio de 2020 ascendieron a 39,29 €/MWh y a 19,81 €/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 25,79 €/MWh), se situaron en 13,50 €/MWh y -5,98 €/MWh, respectivamente.

En 2019, 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 (+2,86 €/MWh, +3,52 y +4,85 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios).

³² 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 junio de 2018 a junio de 2020, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotización carga base con subyacente precio spot español	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post
jun-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	39,61	36,85	2,76	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
dic-19	50,00	33,80	16,20	37,37	31,97	5,40	51,87	36,46	15,41
ene-20	43,20	41,10	2,10	36,50	35,03	1,47	43,50	38,01	5,49
feb-20	38,15	35,87	2,28	31,00	21,92	9,08	33,14	26,25	6,89
mar-20	30,90	27,74	3,16	29,80	22,49	7,31	30,55	23,83	6,72
abr-20	20,05	17,65	2,40	17,06	17,09	-0,03	15,31	13,45	1,86
may-20	21,50	21,25	0,25	20,15	17,60	2,55	17,99	14,86	3,13
jun-20	26,70	30,62	-3,92	21,38	26,18	-4,80	20,18	25,79	-5,61

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

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

En el mes de junio de 2020, se invirtió la tendencia descendente de los meses anteriores en los precios spot y en las cotizaciones de los contratos a plazo de todas las referencias del gas (NBP, MIBGAS, PVB y PEG), registrándose ascensos generalizados en todos los contratos considerados.

La mayor subida de precio fue la registrada por el valor spot del gas NBP, que con una subida del 69,2%, se situó a 30 de junio en 5,26 €/MWh. Las cotizaciones spot PEG y MIBGAS ascendieron un 51,4% y 39,2% respectivamente, situándose a 30 de junio en 5,45 €/MWh y 7,35 €/MWh, respectivamente. Por su parte, la cotización PVB-ES a un mes³³ también aumentó respecto al mes de mayo (+43,9%), situándose en 7,70 €/MWh.

³³ Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al mes siguiente.

Del mismo modo ascendieron las cotizaciones de los contratos trimestrales en NBP un 41,2% (Q3-20) y un 10,6% (Q4-20), mientras que aumentó un 7,6% la cotización del contrato con entrega en el primer trimestre de 2021: De este modo, las cotizaciones de los contratos en NBP con entrega en Q3-20, Q4-20 y Q1-21, se situaron, al cierre de mes, en 5,70 £/MWh, 10,13 £/MWh y 12,69 £/MWh, respectivamente.

La cotización spot del Brent mostró una fuerte tendencia ascendente, aunque más moderada que el mes anterior, con un incremento del 21,7%, hasta situarse al cierre de mes en 41,83 \$/Bbl. Por su parte, las referencias del Brent con entrega a un mes y a doce meses aumentaron un 16,5% y un 3,6%, respectivamente, cerrando el mes de junio en 41,15 \$/Bbl y 43,25 \$/Bbl, respectivamente.

Asimismo, aumentaron las cotizaciones de todos los contratos a plazo de carbón (ARA) con entrega en julio (14,9%), en el tercer trimestre de 2020 (14,2%), y en el año 2021 (11,3%), situándose a cierre del mes en 49,85 \$/t, 50,97 \$/t y 57,68 \$/t, respectivamente.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ con entrega en diciembre de 2020 y diciembre de 2021 aumentaron un 26,0% y 25,3%, respectivamente, situándose, a cierre del mes de junio, en un nivel de 26,97 €/tCO₂ y 27,27 €/tCO₂

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

	Cotizaciones en Jun.-20: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en May.2020: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent \$/Bbl	30-jun-20	Mín.	Máx.	29-may-20	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
Brent Spot	41,83	35,46	43,61	34,38	19,32	34,38	21,7%
Brent entrega a un mes	41,15	38,32	43,08	35,33	26,44	36,17	16,5%
Brent entrega a doce meses	43,25	41,82	44,85	41,76	35,37	41,76	3,6%
Gas natural Europa	30-jun-20	Mín.	Máx.	29-may-20	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	5,26	2,90	5,09	3,11	2,92	4,78	69,2%
Gas NBP entrega Q3-20	5,70 (*)	8,91	10,16	4,04	9,10	10,07	41,2%
Gas NBP entrega Q4-20	10,13	11,59	12,73	9,16	11,71	12,38	10,6%
Gas NBP entrega Q1-21	12,69	9,61	10,60	11,79	9,72	10,41	7,6%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	7,35	5,08	8,03	5,28	4,14	6,25	39,2%
PVB-ES a un mes	7,70	5,75	7,70	5,35	4,70	6,95	43,9%
PEG Spot	5,45	3,75	5,70	3,60	3,00	5,43	51,4%
Carbón ICE ARA API2 \$/t	30-jun-20	Mín.	Máx.	29-may-20	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
Carbón ICE ARA Jul-20	49,85	44,65	50,05	43,40	42,70	44,35	14,9%
Carbón ICE ARA Q3-20	50,97	45,72	51,28	44,65	43,98	45,57	14,2%
Carbón ICE ARA CAL-21	57,68	52,95	58,03	51,82	51,82	53,41	11,3%
CO ₂ ICE EUA €/t _{CO2}	30-jun-20	Mín.	Máx.	29-may-20	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-20	26,97	20,97	26,97	21,40	18,52	21,60	26,0%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	27,27	21,33	27,27	21,76	18,89	21,97	25,3%

(*) Cotización a 29/06/2020

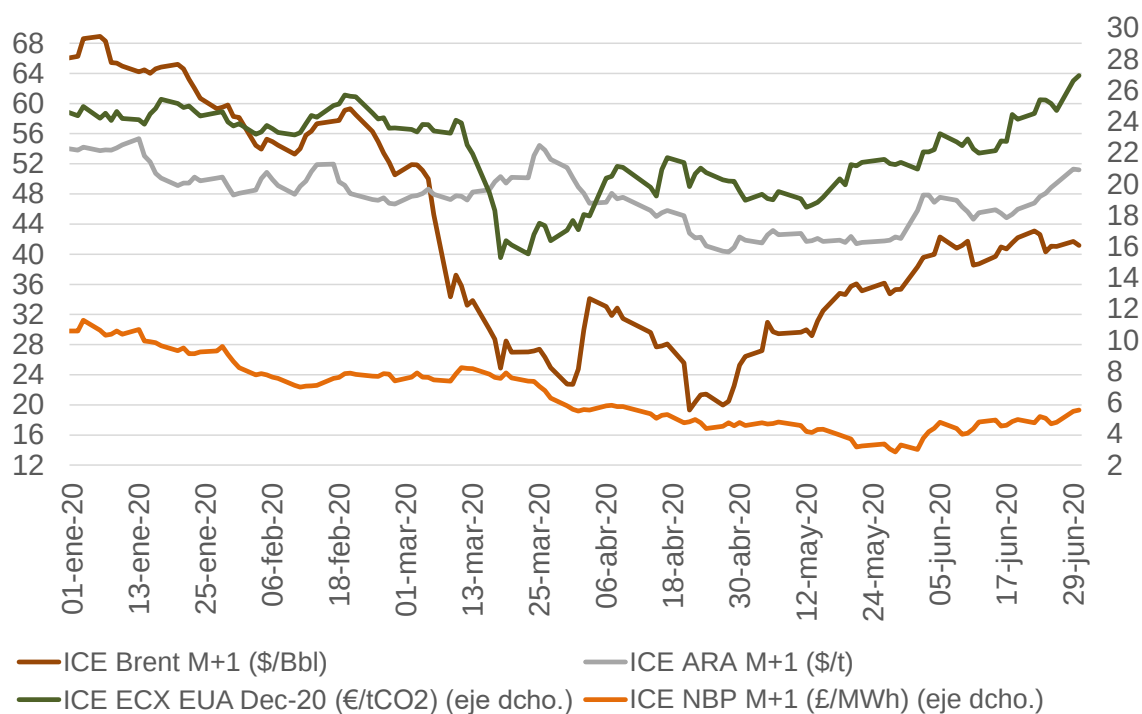
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS spot en MIBGAS (precio de referencia diario).
- Precio PVB-ES de agencia de intermediación.
- Precio PEG SPOT en EEX y Refinitiv.
- 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 mayo a 29/05/2020 y cotizaciones de junio a 30/06/2020.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Refinitiv, MIBGAS, EEX y agencia de intermediación

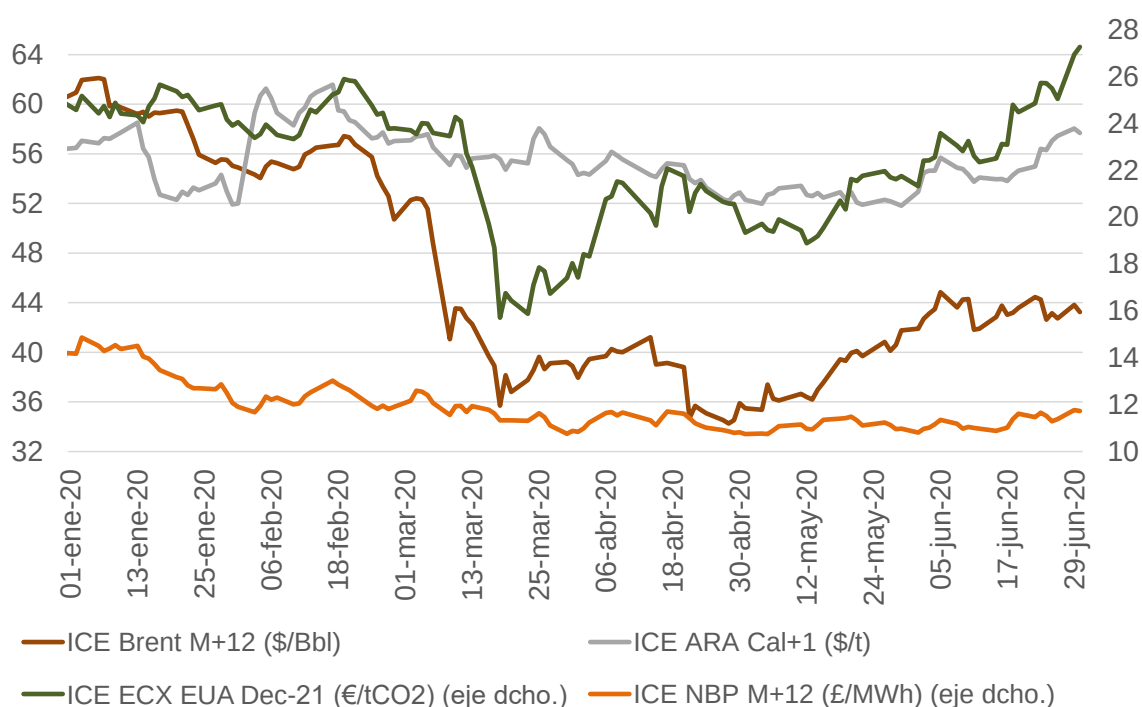
Las tendencias indicadas durante el mes de junio, se observan en el Gráfico 23, en el que se refleja la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente, así como en el Gráfico 24, en el que se muestra la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año 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 enero de 2020 a 30 de junio de 2020



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 enero de 2020 a 30 de junio de 2020



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

A cierre del mes de junio de 2020 (30 de junio), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció ligeramente, situándose en 1,12 \$/€ frente a 1,11 \$/€ a cierre del mes de mayo. Del mismo modo, se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, al situarse a 30 de junio en 0,91 £/€ frente a 0,90 £/€ a cierre de mes de mayo.

En cuanto a los factores que explicarían la evolución de los combustibles, cabría mencionar, en relación al Brent, que las iniciativas, en forma de acuerdo, de la OPEP para cumplir con los recortes de producción al objeto de adecuarla al shock de demanda provocado por la COVID-19, habrían contribuido al restablecimiento de la estabilidad en el mercado. Por su parte, en relación al gas, las cancelaciones y desvíos de buques de GNL hacia Asia (para reequilibrar el mercado), el precio más sólido del Brent y la mayor demanda habrían contribuido a la tendencia alcista mostrada por todas las referencias analizadas.

Al cierre del mes de junio, la curva a plazo del petróleo Brent (véase Gráfico 25) anticipa unas cotizaciones ascendentes, que oscilan entre 41,15 \$/Bbl en agosto de 2020 a 43,06 \$/Bbl en junio de 2021.

Por su parte, la curva forward del carbón (ICE ARA), a 30 de junio, muestra una tendencia alcista en todo el periodo analizado, pasando de una cotización prevista para el mes de julio de 2020 de 49,85 \$/t a una cotización de 57,68 \$/t prevista para el segundo trimestre del año 2021.

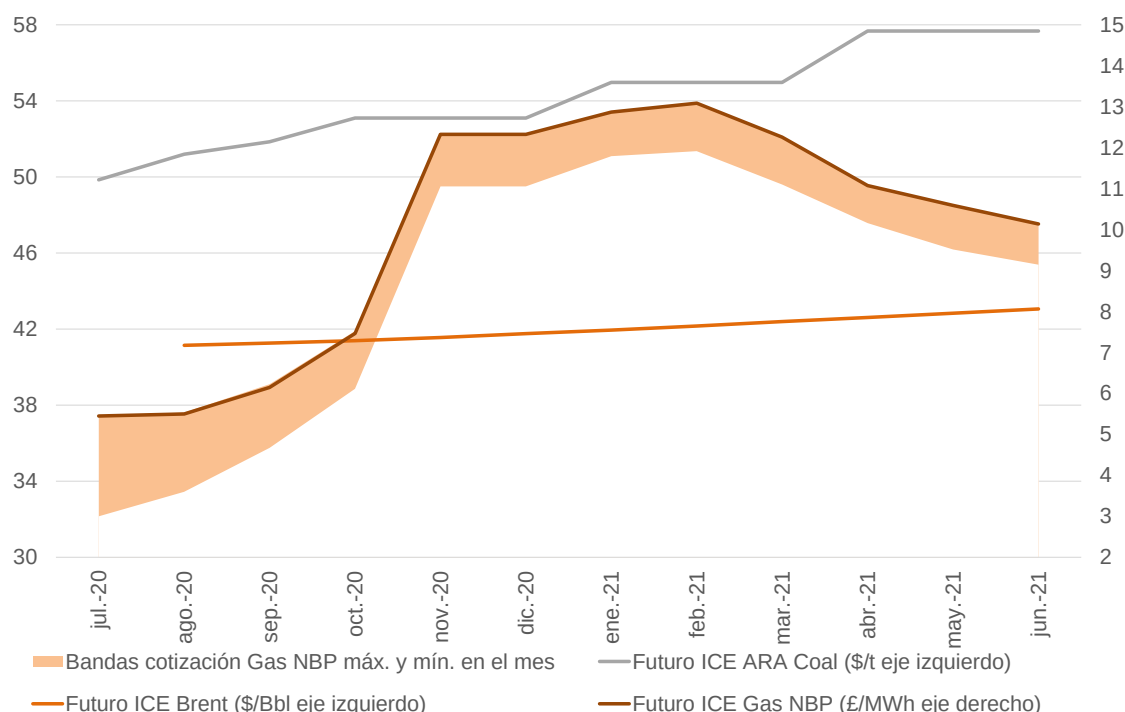
La curva a plazo del gas natural (NBP), al cierre del mes de junio, muestra un ascenso (curva en contango³⁴) entre los meses de julio de 2020 (5,45 £/MWh) y febrero de 2021 (13,09 £/MWh), mientras que de marzo a junio de 2021 la curva a plazo muestra un descenso (curva en “backwardation³⁵”) hasta situarse en 10,14 £/MWh en el mes de junio de 2021.

Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 25 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de junio. La variación de precios mensual (máximo-mínimo) de la curva a plazo del gas natural se cifra en promedio para el mes de junio en 1,36 £/MWh.

³⁴ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano

³⁵ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

**Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 30 de junio de 2020
(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 junio de 2020, el precio spot NBP se situó en 5,76 €/MWh (3,45 €/MWh en el mes anterior), inferior al precio spot en MIBGAS en 7,35 €/MWh (5,28 €/MWh en el mes anterior - a 29 de mayo -). El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 7,70 €/MWh a 30 de junio de 2020 (5,35 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes (30 de junio) se situó en 5,45 €/MWh (3,60 €/MWh en el mes anterior), inferior también al precio spot en MIBGAS (7,35 €/MWh).

En cuanto a la evolución del coste de la materia prima empleado para el cálculo de la tarifa de último recurso³⁶, el valor vigente para los dos primeros trimestres de 2020 es de 18,44 €/MWh, un 10,8% inferior a la referencia anterior, valor que no variaba desde el segundo trimestre de 2019 (20,68 €/MWh), al haberse manteniendo congelado durante dos trimestres consecutivos, por no haberse producido una variación (al alza o a la baja) superior al 2%, tal y como establece

³⁶ 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%.

la metodología de cálculo. Dicho valor se mantiene muy por encima del resto de referencias

Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

En junio de 2020 el volumen negociado en MIBGAS Derivatives mostró una tendencia de recuperación, con un aumento significativo respecto al mes anterior. En concreto, se negociaron 514 GWh con entrega en PVB, un 200% superior al volumen de mayo (171 Wh).

Se negociaron 7 tipologías de contratos, siendo el más negociado el contrato anual con entrega en 2021 (61,8%) con 317,6 GWh a un precio medio ponderado de 12,95 €/MWh. A continuación, se situó el contrato estacional de invierno (contratos con entrega en el cuarto y primer trimestre del año) (10,6%), con 54,6 GWh negociados a un precio medio ponderado de 11,76 €/MWh, y el contrato mensual con entrega en agosto (10,4%), con un volumen negociado de 53,6 GWh a un precio medio ponderado de 7,46 €/MWh.

Con el objetivo de dotar de liquidez a la negociación de GNL en MIBGAS, desde el 1 de julio participa en la misma un creador de mercado (Pavilion Energy Spain).

El volumen total negociado en 2019 en MIBGAS Derivatives se situó en 7.626,3 GWh (un 281,8% superior al volumen negociado en 2018), distribuido en contratos con entrega a dos y tres meses vista (M+2 y M+3), contratos con entrega a uno, dos y tres trimestres vista (Q+1, Q+2 y Q+3), contratos con entrega en el periodo invernal siguiente (W), contratos con entrega en el periodo estival siguiente (S) y contratos con entrega en los dos años siguientes (Y+1 y Y+2). El mayor volumen de negociación, en 2019, se concentró en el contrato con entrega a dos meses vista (46,1%), seguido del contrato anual con entrega en 2020 (21,2% del total negociado) y del contrato con entrega en el trimestre siguiente (19,3% del total negociado).

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-20 y Cal-21 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

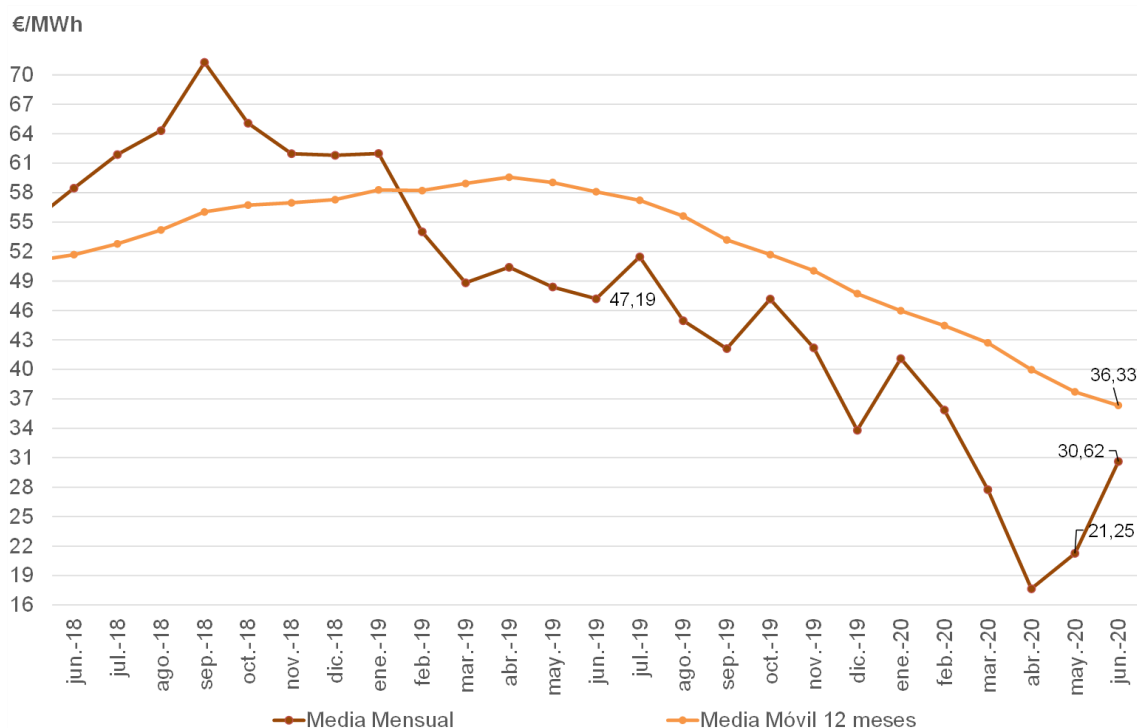
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

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 junio de 2018 y junio de 2020. En el mes de junio de 2020 el precio spot medio mensual se situó en

30,62 €/MWh³⁷, un 44,1% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (21,25 €/MWh), y un 35,1% inferior al precio spot medio registrado en junio de 2019 (47,19 €/MWh).

Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: junio de 2018 a junio de 2020

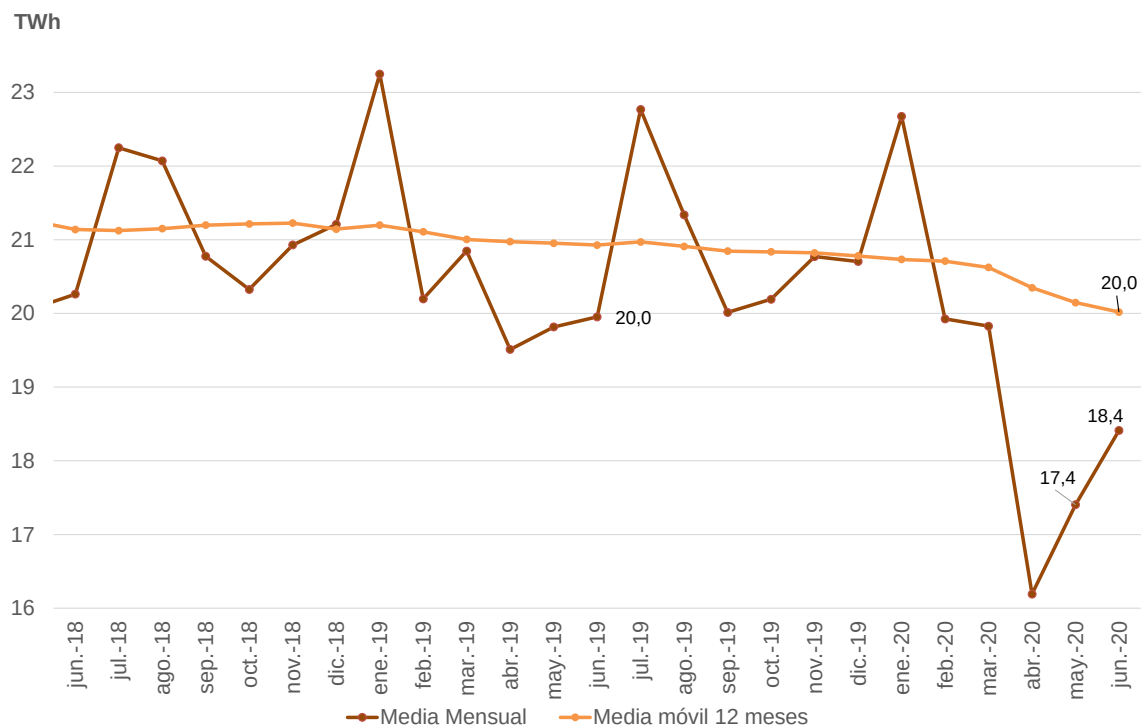


Fuente: OMIE

En el Gráfico 28 se representa la evolución mensual y la media móvil anual de la demanda de transporte peninsular. En el mes de junio de 2020, la demanda se cifró en 18,4 TWh, un 5,7% superior al valor registrado en el mes anterior (17,4 TWh), y un 7,7% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,0 TWh en junio de 2019). En el mes de junio de 2020, la demanda fue inferior en un 8% a la media móvil anual (20,0 TWh).

³⁷ En junio de 2020 el precio spot medio portugués se situó en 30,64 €/MWh. En dicho mes, el precio spot español y el precio spot portugués difirió en 14 horas de un total de 720 horas (1,9% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio de 0,02 €/MWh. En 2019 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.307 horas de las 8.760 horas totales (diferencial promedio positivo de 0,19 €/MWh, similar al diferencial promedio de 2018, 0,16 €/MWh).

Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: junio de 2018 a junio de 2020



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 junio de 2020 y mayo de 2020, junio de 2019, así como para el año 2019 y el acumulado del año 2020.

Respecto al mes de junio de 2019, cabe destacar el descenso de la producción de las centrales de ciclo combinado (-29,5%), de las centrales nucleares (-21,4%) y de las centrales de carbón (-9,3%). Por el contrario, se incrementó en un 96,3% la generación solar fotovoltaica, y en un 36,8% la generación la hidráulica. La contribución de las fuentes renovables en la producción fue 11,8 puntos porcentuales superior en junio de 2020 (46%) respecto a junio de 2019 (34,3%). No obstante, si se compara con mayo de 2020, la participación de fuentes renovables disminuyó 8,9 puntos porcentuales en junio de 2020 (46,0%), respecto al mes anterior (54,9%). En el conjunto del año 2019 el porcentaje de participación sobre la cobertura de la demanda de estas tecnologías fue del 38,7%.

En junio de 2020 prosiguió la tendencia bajista en los precios del gas, por lo que se mantuvo 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 un contexto de mayor demanda (la demanda media diaria aumentó en junio un 5,8% respecto a mayo), y con un menor porcentaje de participación de las fuentes renovables (46,0%), el precio de mercado spot en el mes de junio de 2020 aumentó 9,36 €/MWh respecto al registrado en mayo de 2020.

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

	jun-20	may-20	jun-19	% Var. jun-20 vs. may-20	% Var. jun-20 vs. jun-19	2019	2019 % Total Demanda transporte	2020	2020 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,29	3,02	1,67	-24,3%	36,8%	25,87	10,4%	18,83	16,5%
Nuclear	3,66	3,10	4,66	18,2%	-21,4%	55,92	22,4%	26,17	22,9%
Carbón	0,38	0,27	0,42	44,2%	-9,3%	10,84	4,3%	3,21	2,8%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	3,60	1,98	5,10	81,7%	-29,5%	51,36	20,6%	14,25	12,5%
Eólica	3,27	3,90	3,19	-16,1%	2,3%	52,79	21,2%	25,18	22,0%
Solar fotovoltaica	1,76	1,65	0,90	6,6%	96,3%	8,84	3,5%	7,13	6,2%
Solar térmica	0,77	0,59	0,79	30,0%	-2,5%	5,41	2,2%	2,17	1,9%
Otras renovables ⁽²⁾	0,39	0,41	0,29	-3,0%	36,9%	3,68	1,5%	2,21	1,9%
Cogeneración	2,22	2,12	2,42	4,7%	-8,4%	29,55	11,8%	13,24	11,6%
Residuos	0,17	0,18	0,21	-6,6%	-19,0%	2,77	1,1%	1,19	1,0%
Total Generación	18,50	17,20	19,66	7,6%	-5,9%	247,09	99,1%	113,61	99,3%
Consumo en bombeo	-0,27	-0,41	-0,08	-33,0%	253,2%	-3,04	-1,2%	-2,79	-2,4%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,10	-0,08	-0,16	13,1%	-39,9%	-1,69	-0,7%	-0,63	-0,5%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,27	0,69	0,54	-60,8%	-49,7%	7,02	2,8%	4,23	3,7%
Total Demanda transporte	18,41	17,41	19,95	5,8%	-7,7%	249,37	100,0%	114,44	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

