



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

18 de febrero de 2020

IS/DE/003/19

Índice

| | |
|---|----|
| 1. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo _____ | 3 |
| 1.1. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato _____ | 6 |
| 1.2. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX con liquidación en 2018 y en 2019 _____ | 10 |
| 1.3. Volumen registrado y posición abierta en CCPs con liquidación en 2018 y 2019 _____ | 11 |
| 2. Precios de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX con liquidación en 2018 y 2019 vs. precio spot _____ | 12 |
| 3. Precios spot y a plazo en España, Francia y Alemania _____ | 13 |

1. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo

En 2019, el volumen de negociación en los mercados derivados de electricidad (OTC, OMIP y EEX)¹ se situó en torno a 215,2 TWh, un 34,5% superior al volumen negociado en 2018 (160,1 TWh) (véase Cuadro 1), lo que supuso el mayor incremento interanual del volumen negociado desde la no validación de la 25ª subasta CESUR, el 20 de diciembre de 2013 (véase Gráfico 1). El volumen negociado en 2019 representó el 86,3% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (249,4 TWh), superior en 23,2 puntos porcentuales al porcentaje del volumen negociado sobre la demanda eléctrica peninsular de 2018 (253,7 TWh).

El volumen negociado en los mercados organizados (OMIP y EEX) se situó, en 2019, en 13,2 TWh (+11,9% respecto al volumen negociado en dichos mercados en 2018), lo que representó el 6,1% del volumen total negociado en los mercados a plazo (en 2018 dicho volumen representó el 7,4% del volumen total negociado en los mercados a plazo).

Asimismo, aumentó el volumen negociado en el mercado OTC (+36,3% respecto al volumen negociado en dicho mercado en 2018), situándose en 202 TWh, lo que representó el 93,9% del volumen total negociado en los mercados a plazo (en 2018 dicho volumen representó el 92,6% del volumen total negociado en los mercados a plazo).

En cuanto al registro OTC, en 2019 se contabilizó un incremento significativo (+57,7% respecto a 2018) del volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs), representando el 97,6% del volumen total negociado en el mercado OTC² (202 TWh) (véase Gráfico 2). European Commodity Clearing –ECC– (CCP del mercado de derivados de EEX³) acaparó la mayor cuota del registro OTC (73,5%), seguida

¹ 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 Si bien las contrapartes no financieras que actúan en el mercado de derivados negociados en el OTC (que son instrumentos financieros) no superan los umbrales de compensación establecidos en el Reglamento (UE) N° 648/2012, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de julio de 2012, relativo a los derivados extrabursátiles, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones (EMIR), que las obligaría a realizar una compensación centralizada de sus contratos, el desarrollo de este Reglamento habría incentivado el aumento del registro en CCPs de los contratos derivados sobre electricidad.

³ 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.

de BME Clearing, con una cuota del 13,4%, y de OMIClear, con un cuota del 13,1%. Si bien aumentó el registro OTC en las tres CCPs que operan con subyacente español en 2019, ECC mantiene una cuota de mercado destacada, debido a que la liquidez tiende a concentrarse en torno a mercados de mayor tamaño y diversificados en productos, como el de EEX, por la optimización de costes que supone la unificación de la operativa en una única plataforma.

Cuadro 1. Estadística descriptiva del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. 2018 y 2019

| Volumen negociado (GWh) | Total 2019 | Total 2018 | 2019 (%) | 2018 (%) | 2019 vs 2018 |
|--|----------------|----------------|---------------|---------------|--------------|
| OMIP | 7.402 | 6.000 | 3,4% | 3,7% | 23,4% |
| EEX | 5.818 | 5.813 | 2,7% | 3,6% | 0,1% |
| OTC | 202.024 | 148.266 | 93,9% | 92,6% | 36,3% |
| OTC registrado y compensado**: | 197.266 | 125.067 | 91,6% | 78,1% | 57,7% |
| <i>OMIClear</i> | 25.799 | 12.076 | 12,0% | 7,5% | 113,6% |
| <i>BME Clearing</i> | 26.398 | 12.343 | 12,3% | 7,7% | 113,9% |
| <i>European Commodity Clearing (ECC)</i> | 145.069 | 100.648 | 67,4% | 62,9% | 44,1% |
| Total (OMIP, EEX y OTC) | 215.243 | 160.078 | 100,0% | 100,0% | 34,5% |

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

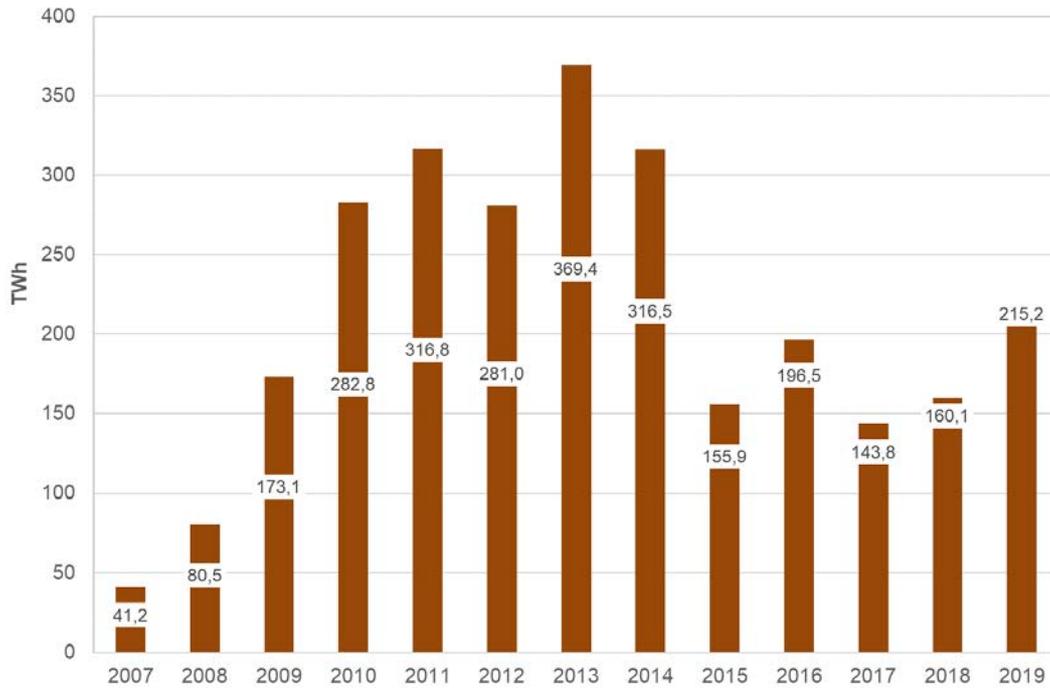
** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

- 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

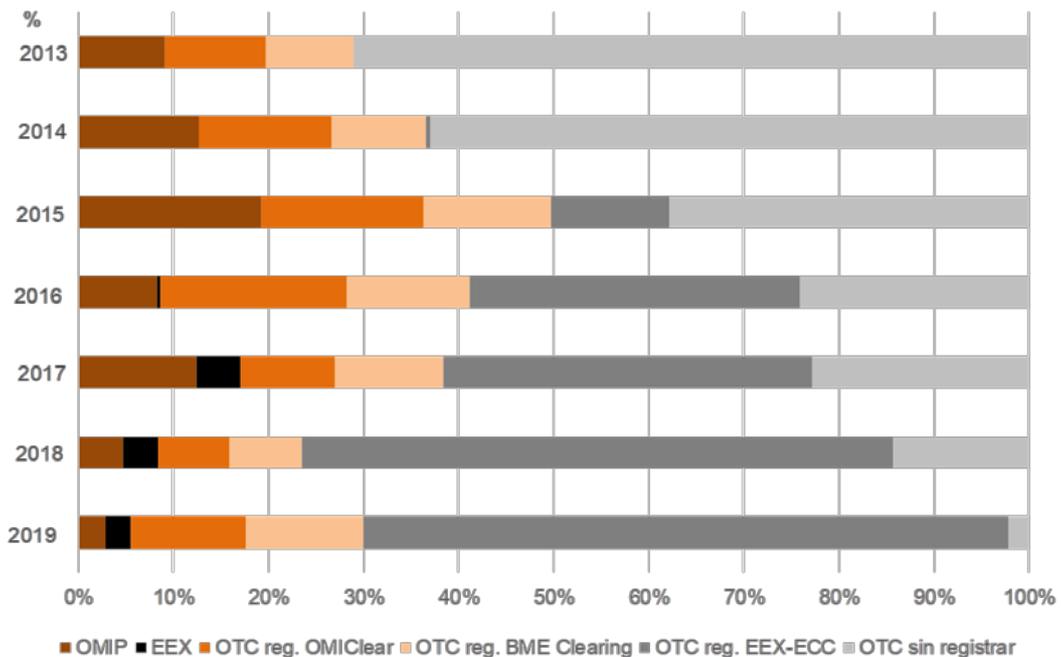
El año 2019 cerró, por tanto, con un aumento de la liquidez en la negociación de contratos derivados con subyacente español, tanto en los mercados organizados (OMIP y EEX) como en el mercado OTC, así como con un significativo aumento del volumen OTC registrado en las CCPs que operan con subyacente español.

Gráfico 1. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: De 2007 a 2019



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

Gráfico 2. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: 2013-2019



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

Esta evolución positiva de la liquidez en los mercados a plazo, que ya se había observado en 2018, también se constató en otros mercados europeos. Así, 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 en Austria, registrados en OMIClear y en EEX-ECC, ascendió a 2.473,8 TWh (un 28,3% superior al volumen negociado en 2018) y 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).

En cualquier caso, el aumento de la liquidez en el mercado español no redujo la diferencia sustancial con los volúmenes negociados con subyacente alemán y francés, registrados en CCPs, que fueron 12,1 y 1,6 veces superiores, respectivamente, al volumen total de los contratos de largo plazo equivalentes con subyacente español negociados en el mercado a plazo (203,9 GWh), incluido el volumen negociado en el mercado OTC con subyacente español no registrado en ninguna cámara.

En el contexto general de mejora de los volúmenes negociados en los mercados a plazo podría haber incidido, entre otros aspectos, el avance en la implementación de la normativa financiera, que habría ido despejando incertidumbres sobre las obligaciones que se derivarían para los agentes no financieros que negocian derivados sobre *commodities*, y, por tanto, contribuido a una disminución de la percepción de riesgo regulatorio. Adicionalmente, en el mercado español se observó un aumento de la participación en la negociación de agentes de perfil financiero (bancos de inversión y fondos) que en años anteriores habían reducido sus volúmenes de negociación o, incluso, habían dejado de negociar subyacente español.

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

En 2019, el volumen de contratos a corto plazo (horizonte de liquidación inferior al mes) ascendió a 11.287 GWh, siendo ligeramente inferior al volumen de 2018 (11.750 GWh). Por su parte, el volumen de contratos con horizonte de liquidación igual o superior a 1 mes ascendió a 203.956 GWh, con un incremento de 55.627 TWh respecto al volumen de 2018. Por tanto, el aumento de la liquidez del mercado a plazo en 2019 se concentró en la negociación de contratos con vencimiento igual o superior a un mes (véase Cuadro 2).

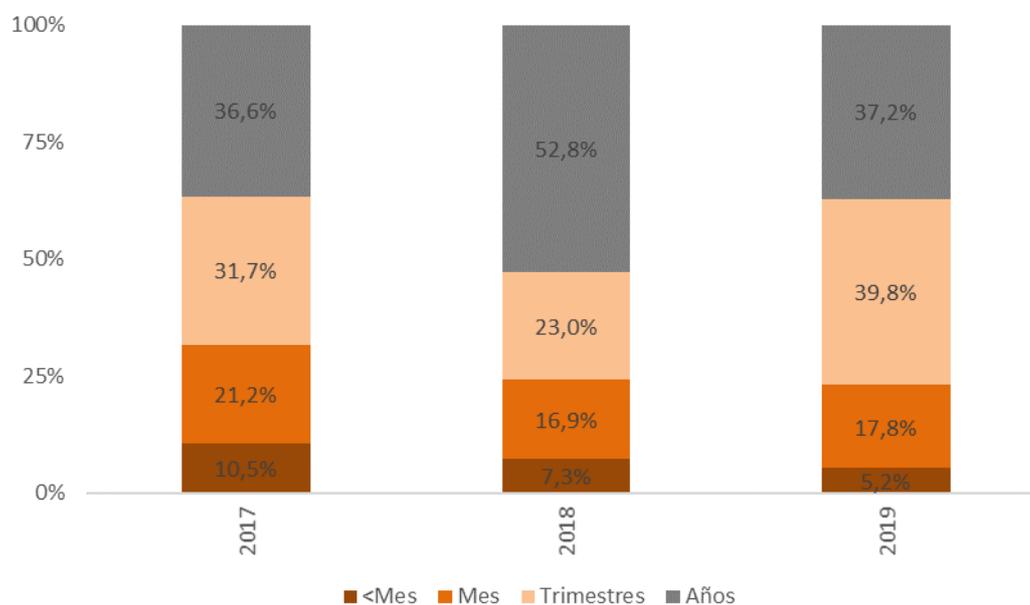
Dentro de los contratos con vencimiento igual o superior a un mes, la negociación se concentró en los contratos trimestrales, con un volumen de 85.588 GWh (superior en 48.824,2 GWh a la negociación de contratos trimestrales de 2018) (véase Gráfico 3). Así, en 2019, los contratos a plazo más negociados fueron los trimestrales, seguidos de los anuales y mensuales con el 39,8%, 37,2% y 17,8% del total negociado, respectivamente. En 2018, los contratos más negociados fueron los anuales, seguidos de los trimestrales y mensuales (52,8%, 23% y 16,9% del total negociado).

Cuadro 2. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. 2018 y 2019 (GWh)

| Tipo de contrato | Total 2019 | % Total 2019 | Total 2018 | % Total 2018 |
|--------------------------|----------------|--------------|----------------|--------------|
| Diario | 4.830 | 42,8% | 5.717 | 48,7% |
| Fin de semana | 940 | 8,3% | 1.264 | 10,8% |
| Balance de semana | 0 | 0,0% | 0 | 0,00% |
| Semana | 5.517 | 48,9% | 4.766 | 40,6% |
| Balance de mes | 0 | 0,0% | 3 | 0,0% |
| Total Corto Plazo | 11.287 | 5,2% | 11.750 | 7,3% |
| Mensual | 38.275 | 18,8% | 26.981 | 18,2% |
| Trimestral | 85.588 | 42,0% | 36.764 | 24,8% |
| Balance de Año | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% |
| Anual | 80.093 | 39,3% | 84.584 | 57,0% |
| Total Largo Plazo | 203.956 | 94,8% | 148.329 | 92,7% |
| Total | 215.243 | 100% | 160.079 | 100% |

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

Gráfico 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. 2018 y 2019 (GWh)



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

En 2019, a pesar del incremento de la liquidez, la negociación de contratos anuales (84.584 GWh) fue un 5,3% inferior al volumen negociado en 2018. Dentro de los contratos con horizonte de liquidación a partir del año, el mayor

descenso de liquidez se registró en la negociación de los contratos con horizonte de liquidación a más largo plazo.

La negociación de contratos de más largo plazo se inició en 2018, impulsada por la creciente demanda para cubrir el riesgo de precio durante horizontes temporales de más largo plazo, en un contexto de aumento de contratos PPAs (*Power Purchase Agreements*). Asimismo, en 2018, la negociación de contratos anuales con vencimiento más lejano se habría visto impulsada por el aumento de la demanda para la cobertura del riesgo de precio, en un contexto alcista de los precios del mercado spot (véase Gráfico 5).

Por el contrario, en 2019, si bien se siguieron realizando coberturas a través de contratos con vencimiento más lejano, el volumen de contratación fue inferior al registrado en el año 2018 (véase el Cuadro 3), concentrándose el incremento de la liquidez en la negociación de contratos trimestrales. La menor negociación de contratos anuales en 2019 podría justificarse por una menor demanda con fines coberturistas, en un contexto descendente de los precios spot (véase Gráfico 5). Por su parte, el significativo incremento de la negociación de contratos trimestrales habría estado impulsada, entre otros factores, por la negociación de agentes de perfil más financiero, que participan en los productos con mayor liquidez, y precios más volátiles⁴, en los que es más fácil abrir o cerrar las posiciones tomadas y que implican una menor exposición al riesgo de su cartera (menor consumo de VaR⁵).

⁴ Los precios de los contratos anuales son menos volátiles que los de los contratos trimestrales por el conocido efecto Samuelson. Los precios de los contratos a plazo con vencimiento más alejados tienden a ser menor volátiles ya que en el largo plazo existen más factores, que en el corto plazo, que pueden afectar al subyacente (precio spot), siendo la correlación de mucho de estos factores nula (véase Samuelson, P. A., 1965. *Proof That Properly Anticipated Prices Fluctuate Randomly*. Management Review, 6.2). Un perfil coberturista buscará en el mercado a plazo asegurar, en un determinado nivel, el precio del subyacente, para eliminar total o parcialmente la exposición al riesgo de precio de dicho subyacente (en este caso el precio spot de la electricidad). Un perfil financiero/especulador tendrá como objetivo negociar a plazo sobre ese precio, para obtener una ganancia económica derivada de las variaciones (aumentos o decrementos) de la cotización de los contratos a plazo. En los mercados a plazo la confluencia de ambos perfiles es fundamental para asegurar la liquidez y profundidad de la negociación.

⁵ Value at Risk (VaR): método utilizado para medir el nivel de exposición al riesgo de una cartera (máxima pérdida esperada en un intervalo de tiempo, con un determinado nivel de confianza).

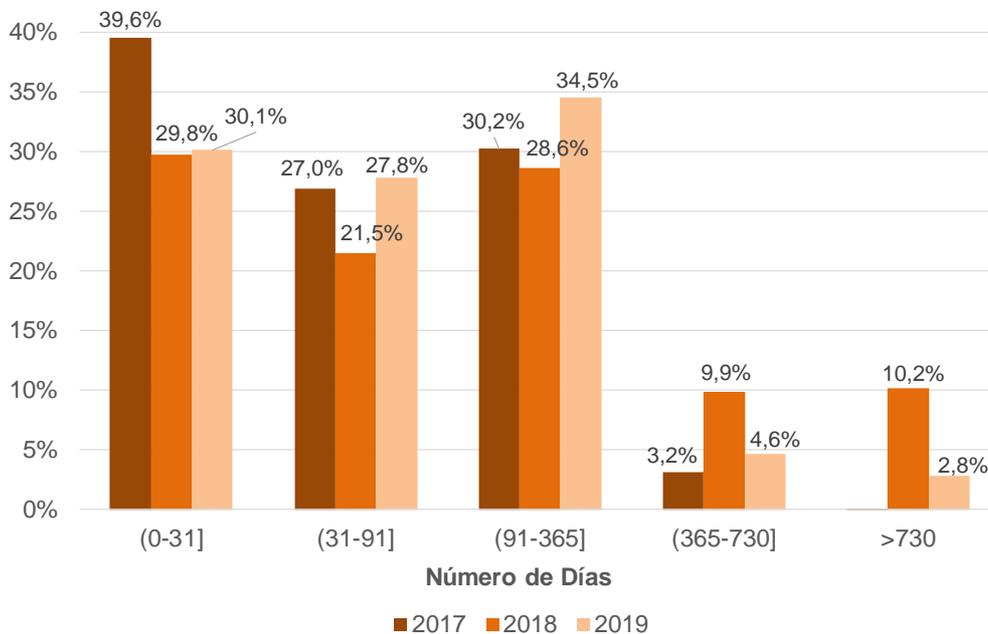
Cuadro 3. Volumen negociado por tipo de contratos anuales en los mercados OTC, OMIP y EEX. 2018 y 2019 (GWh)

| Contrato anual | 2018 | % Total | 2019 | % Total |
|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Cal+1 | 52.632 | 62,2% | 64.567 | 80,6% |
| Cal+2 | 15.697 | 18,6% | 9.496 | 11,9% |
| Cal+3 | 4.231 | 5,0% | 2.698 | 3,4% |
| Cal+4 | 2.900 | 3,4% | 1.384 | 1,7% |
| Cal+5 | 3.201 | 3,8% | 1.239 | 1,5% |
| Cal+6 | 3.206 | 3,8% | 245 | 0,3% |
| Cal+7 | 543 | 0,6% | 201 | 0,3% |
| Cal+8 | 543 | 0,6% | 88 | 0,1% |
| Cal+9 | 543 | 0,6% | 88 | 0,1% |
| Cal+10 | 545 | 0,6% | 88 | 0,1% |
| Cal+11 | 543 | 0,6% | - | - |
| Total | 84.584 | 100,0% | 80.093 | 100,0% |

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

En el Gráfico 4 se muestra la evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la fecha de negociación hasta el inicio del vencimiento de los contratos. Se observa que, en 2019, el volumen negociado se concentró en contratos que se liquidan, a lo sumo, a un año vista desde su fecha de negociación (mensuales, trimestrales y anual Cal+1), que acapararon el 92,5% del volumen total negociado en 2019, frente al 80% de 2018. Por su parte, los contrato con vencimiento a partir de dos años vista (desde la fecha de negociación) representaron el 7,5% del volumen total negociado en 2019, frente al 20% que supusieron en 2018 (en 2017 no se negociaron contratos con liquidación superior a dos años vista desde la fecha de negociación).

Gráfico 4. Volumen negociado en 2017, 2018 y 2019 (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

Por tanto, el incremento de la liquidez en 2019 se debió fundamentalmente al incremento de la negociación de contratos trimestrales. Por el contrario, la liquidez de los contratos anuales con horizonte de liquidación a más largo plazo descendió respecto a 2018, si bien, en 2019, continuaron negociándose contratos a diez años vista.

1.2. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX con liquidación en 2018 y en 2019

El volumen de contratos negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX que se liquidó en 2019 ascendió a 177,4 TWh, lo que supondría, si todo el volumen negociado con liquidación en 2019 fuera posición abierta, una cobertura del 71,1% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (249,4 TWh). El volumen de contratos a plazo liquidado en 2018 ascendió a 135,7 TWh, lo que supondría una cobertura del 53,5% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (253,7 TWh) si todo el volumen negociado con liquidación en 2018 fuera posición abierta.

El volumen negociado (en MW) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anual con liquidación en 2019 ascendió a 18.933 MW/mes (33,3% superior al volumen medio mensual negociado con liquidación en 2018, 14.208 MW/mes). Por tanto, la demanda eléctrica peninsular media horaria de 2019 habría tenido una cobertura mediante contratación a largo

plazo del 66,5% (49,1% en 2018), si todo el volumen negociado con liquidación en 2019 (2018) hubiera sido posición abierta.

1.3. Volumen registrado y posición abierta en CCPs con liquidación en 2018 y 2019

BME Clearing, ECC y OMIClear proporcionan información sobre las transacciones registradas para su compensación y liquidación en dichas CCPs, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta⁶ por tipo de contrato.

El volumen registrado (en MW) en BME Clearing, ECC y OMIClear de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anual con liquidación en 2019 ascendió a 17.822 MW/mes (56,1% superior al volumen registrado con liquidación en 2018, 11.417 MW/mes), lo que representa el 94,1% del volumen negociado de dichos contratos (80,4% en 2018).

La posición abierta en la tres CCPs de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anual con liquidación en 2019 ascendió a 12.747 MW (71,5% del volumen registrado de dichos contratos), en 2018 la posición abierta ascendió al 68,1% del volumen registrado en CCPs de dichos contratos con liquidación en 2018.

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.

⁶ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing, ECC y 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.

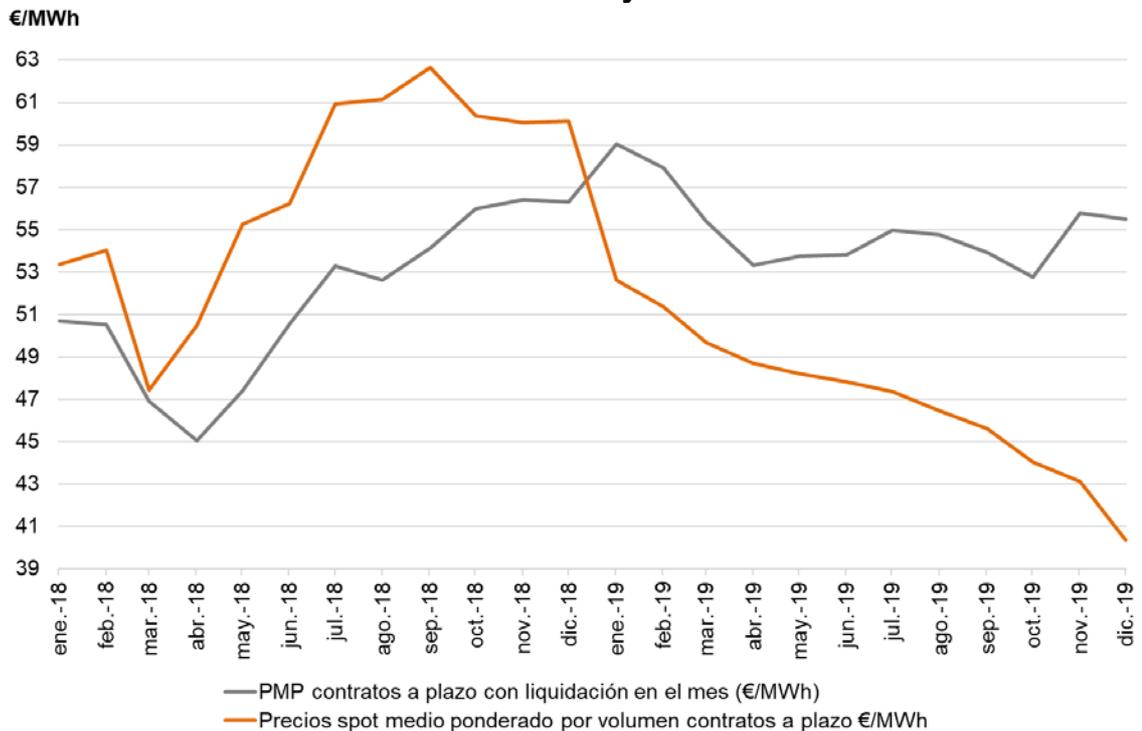
2. Precios de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX con liquidación en 2018 y 2019 vs. precio spot

El precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2019⁷, 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 a plazo 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.

En particular, el precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2018, ponderado por el volumen liquidado en 2018 (135.675 GWh), ascendió a 51,33 €/MWh, inferior en 5,06 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 (56,40 €/MWh). Por tanto, las primas de riesgo de los contratos a plazo que se liquidaron en 2018 fueron negativas, liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

⁷ Contratos intradiarios, diarios, semanales y balances de mes que se liquidan en 2019, mensuales de enero-19 a diciembre de 2019, trimestrales Q1-19, Q2-19, Q3-19 y Q4-19 y anual 2019.

Gráfico 5. Precio medio ponderado de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (€/MWh) vs Precio medio spot de liquidación de los futuros. 2018 y 2019



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

3. Precios spot y a plazo en España, Francia y Alemania

En esta sección se comparan los precios spot y a plazo de la energía eléctrica en España con los de los países de nuestro entorno (Alemania y Francia).

En 2019 el precio medio del mercado diario español (47,68 €/MWh) fue un 16,8% inferior al del 2018 (57,29 €/MWh). Del mismo modo, respecto 2018, disminuyó el precio medio del mercado diario alemán, hasta situarse en 36,67 €/MWh (-15,3%), y el del mercado diario francés (-21,4%), situándose en 39,45 €/MWh. El diferencial en 2019 entre el precio medio del mercado diario de España y el de Alemania se situó en 10,21 €/MWh, y con el de Francia se situó en 8,23 €/MWh (véase el Cuadro 4).

Cuadro 4. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

| Precios medios | 2019 | 2018 | % Variación |
|----------------|---------|---------|-------------|
| | (€/MWh) | (€/MWh) | |
| España | 47,68 | 57,29 | -16,8% |
| Alemania | 37,67 | 44,47 | -15,3% |
| Francia | 39,45 | 50,20 | -21,4% |

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

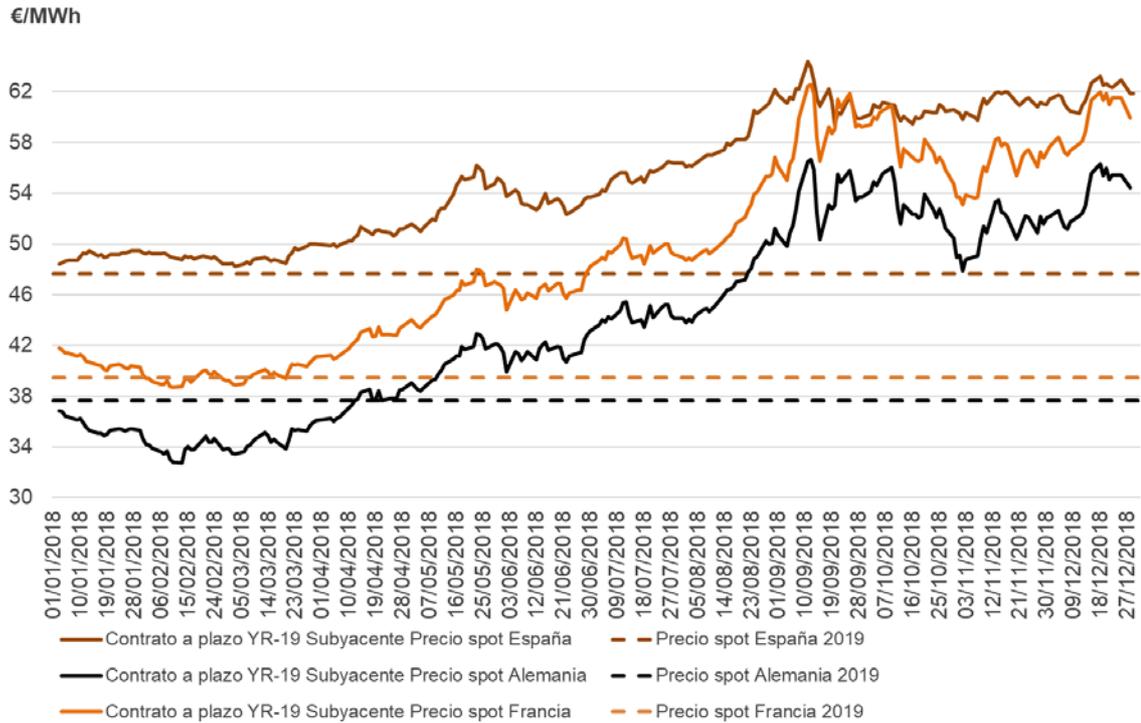
Las últimas cotizaciones disponibles en OMIP y en EEX del contrato anual 2019 con subyacente precio diario en España, Alemania y Francia (28 de diciembre de 2018) anticipaban unos precios spot en dichos mercados, para 2019, de 61,9 €/MWh 54,44 €/MWh y 59,96 €/MWh, respectivamente, un 29,8%, 44,5% y 52%, respectivamente, superior al precio spot finalmente registrado en 2019 en España, Alemania y Francia (47,68 €/MWh, 37,67 €/MWh y 39,45 €/MWh, respectivamente) (véase el Gráfico 6). En este sentido, las cotizaciones del contrato anual 2019 preveían una mayor convergencia de precios entre los precios spot de España y Francia, que la finalmente registrada en 2019.

En el caso del mercado español, el precio medio del mercado diario en 2019 (47,68 €/MWh) fue inferior a las cotizaciones durante 2018 del contrato anual con liquidación en 2019 en OMIP. Por ello, las primas de riesgo calculadas ex post⁸ del contrato anual 2019 fueron siempre positivas y, por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios).

En el caso de los mercados alemán y francés, los precios medios del mercado diario en 2019 (37,67 €/MWh y 39,45 €/MWh, respectivamente) fueron inferiores, a partir de abril de 2018, a las cotizaciones en EEX del contrato anual, con subyacente alemán y con subyacente francés, con liquidación en 2019. Por ello, las primas de riesgo calculadas ex post del contrato anual 2019 en Alemania y Francia fueron positivas desde abril de 2018 hasta el fin del periodo de cotización de los contratos anuales y, por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios). Por el contrario, las primas de riesgo calculadas ex post del contrato anual 2019 en Alemania y Francia fueron negativas en el primer trimestre de 2018, en el que las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas).

⁸ Diferencia entre la cotización diaria del contrato anual con liquidación en 2019 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en 2019.

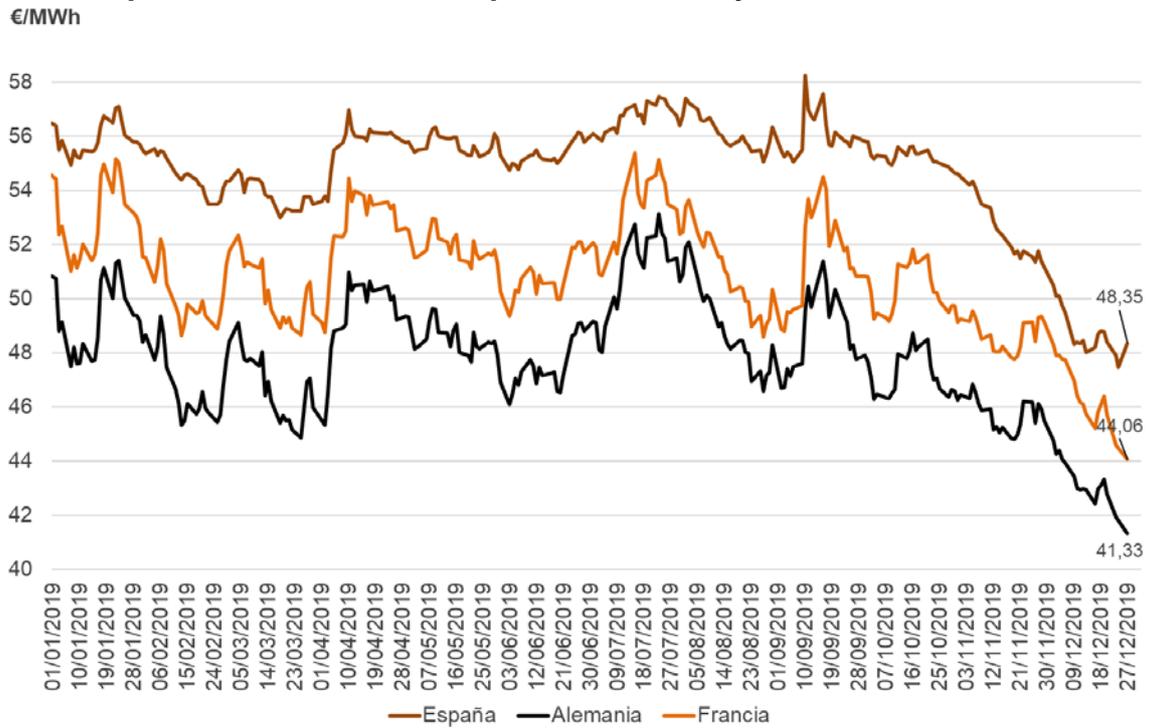
Gráfico 6. Cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en 2019 en España, Alemania y Francia vs. precio spot de 2019 en España, Alemania y Francia. Periodo 2018



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

Las últimas cotizaciones disponibles, en OMIP y en EEX, de los contratos anuales con liquidación en 2020, a 31 de diciembre, anticipaban unos precios medios del mercado diario en 2020 de 48,35 €/MWh en España, de 41,33 €/MWh en Alemania y de 44,06 €/MWh en Francia.

Gráfico 7. Evolución de las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en 2020 en España, Alemania y Francia. Periodo: 2019



Fuente: EEX y OMIP

