

Febrero 2021

## Cómo funcionan los derivados de la electricidad

---

*Enrique Castellanos, FRM, MFIA. Director, Instituto BME.*

Antes del proceso de liberalización del mercado español en el año 1997 la actividad de generación, distribución y comercialización estaba concentrada en grandes empresas privadas (alguna de ellas con participación pública) que formaban un gran mercado oligopolístico. El gobierno regulaba el precio y remuneraba las distintas actividades a estas empresas. En España, como en casi todos los países desarrollados, el sector energético se ha liberalizado en búsqueda de una mayor competencia y eficiencia. Este proceso de liberalización ha llevado a estas empresas a operar independientemente cada una de las actividades y así permitir la entrada de más competidores. Para que se entienda, todo el mundo habla de Iberdrola o Endesa, esas son las matrices, en cada una de las actividades tienen empresas específicas que desarrollan sus funciones como generador, distribuidor o comercializador.

Habíamos hablado en el artículo anterior de que Red Eléctrica era quien se encargaba del transporte de electricidad en España, es por tanto un monopolio y tiene una actividad regulada. Otra actividad que también está regulada y por tanto, no liberalizada, es la distribución, al igual que el transporte, es un monopolio natural, no es posible que cada empresa construya sus redes de media y baja tensión por el alto coste económico y ambiental que eso supone. Red Eléctrica transporta la energía en alta tensión hasta centros de transformación que se pasan a baja tensión donde los distribuidores nos llevan la electricidad a nuestras casas. He simplificado un poco el proceso, pero básicamente en así.

Las actividades que están liberalizadas y por tanto, en competencia, son la Generación y Comercialización. En principio, las actividades libres de generación y comercialización pueden ser realizadas por cualquier agente en condiciones similares a cualquier otra actividad comercial.

Como hemos comentado, las actividades reguladas resultan en general de la existencia de un monopolio natural (transporte y distribución) y requieren de una autorización y supervisión administrativas específicas.

Centrémonos en los generadores y comercializadores, que son básicamente los usuarios naturales de los mercados de derivados:

**Generador.-** Debe competir diariamente en el mercado OMIE vendiendo su energía. Como ya vimos en el artículo anterior, dependiendo de la tecnología utilizada ofertará unas cantidades y precios diferentes. Se ha dado entrada a nuevos actores gracias a las energías renovables. Por tanto, los generadores tienen la necesidad de asegurarse el precio al que suministran (venden) electricidad, son fundamentalmente los vendedores de los derivados.



*Febrero 2021*

Comercializador.- Empresas que tienen como función la compra de energía en el mercado mayorista y su venta a los clientes en el mercado minorista. Las comercializadoras no pueden poseer redes de distribución, pero tienen derecho de uso de las redes de transporte y distribución para llevar la energía hasta sus clientes, a cambio del pago de un peaje o tarifa de acceso a la red. Son principalmente los compradores de los derivados, así se aseguran el precio al que compran la electricidad. Pueden vender a sus clientes a precio fijo o a precio variable. En estos momentos hay 631 comercializadoras de electricidad.

Ya hemos hablado del porqué y quiénes utilizan los derivados de electricidad, hablemos ahora específicamente del producto, cuáles son sus características, cómo se negocia y dónde. Como cualquier producto derivado, puede negociarse en mercados organizados o en mercados OTC, es decir, bilaterales. Los mercados derivados OTC suponen una parte muy importante de la negociación, al igual que ocurre con los derivados financieros.

El producto derivado surge como necesidad de asegurarse un precio futuro (compra o venta) y por tanto reducir todo lo posible la exposición al riesgo de mercado (variaciones en los precios). Sin embargo, esta reducción del riesgo de mercado paradójicamente conlleva la asunción de un riesgo a veces mayor, que es el riesgo de crédito o de contrapartida. Este riesgo se asumiría si la contrapartida de la operación no cumple con su contrato de comprar o vender a un determinado precio, normalmente porque haya quebrado o tenga problemas económicos. La diferencia fundamental entre operar derivados en mercados organizados y OTC es que los mercados organizados registran toda su operativa en Entidades Centrales de Contrapartida (ECC) que prácticamente eliminan este riesgo de crédito.

Las entidades financieras, que negocian derivados financieros, están muy acostumbradas a gestionar este riesgo de crédito y tienen contratos ISDA<sup>1</sup> que les ayuda a abrir líneas de crédito de forma ágil y así poder negociar con el abanico de entidades más amplio posible. Sin embargo, las empresas eléctricas no estaban tan acostumbradas a esto y los derivados que se hacían OTC eran mayormente entre empresas del mismo grupo empresarial (generador-comercializadora). Por esta razón se han impulsado en España los mercados de derivados y especialmente las ECC. La existencia de las ECC permite que las empresas, bancos, etc.. puedan comprar o vender electricidad en el mercado OTC (más flexible y líquido) sin preocuparse de la contrapartida, ya que una vez cierran la operación, la registran en una ECC a la que trasladan completamente su riesgo de crédito. Como veremos más adelante, estas ECC tienen una serie de mecanismos para gestionar este riesgo mediante la petición de garantías y liquidaciones diarias de pérdidas y ganancias. Este proceso de registro de operaciones negociadas OTC en ECC se llama Novación.

En la península Ibérica, recordad que el mercado eléctrico es ibérico, existen dos mercados de derivados, OMIP y MEFF. OMIP pertenece a OMEL al igual que OMIE (mercado de contado),

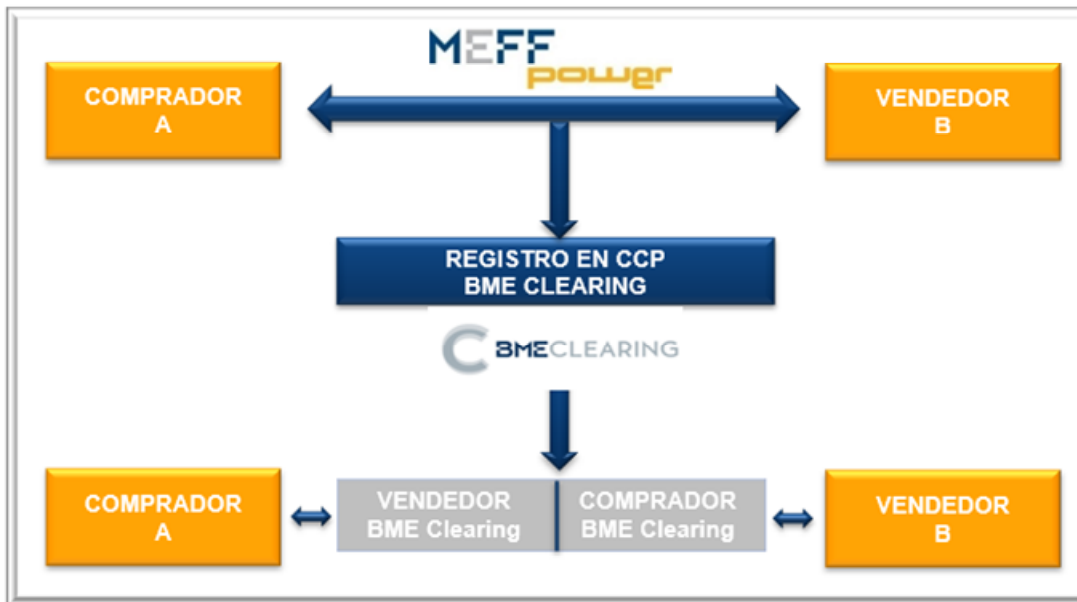
---

<sup>1</sup> International Swaps & Derivatives Association ([www.isda.org](http://www.isda.org))

Febrero 2021

mientras que MEFF, como todos sabéis ya, pertenece a Bolsas y Mercados Españoles (grupo SIX). OMIP tiene como ECC a OMIClear mientras que MEFF tiene a BME Clearing.

Cuadro 1: Proceso de Novación. Fuente: Elaboración propia.



Me voy a centrar en MEFF ya que obviamente es lo que mejor conozco. Los contratos sobre Electricidad MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidad) que se registran en BME Clearing son Swaps y Futuros admitidos a negociación en MEFF como Transacciones acordadas directamente entre los Miembros (o entre Titulares de Miembros).

Ambos casos son acuerdos, entre dos partes, de compra o venta de una cantidad específica de electricidad en una fecha futura a un precio fijado. Tengo que decir a los que seáis más financieros, esto es importante, que no penséis en un Swap como vosotros los entendéis, tanto IRS como Currency Swaps (cadenas de forwards), sino como un forward. El forward es un producto tradicionalmente de mercados OTC que se puede registrar en cámara.

La diferencia entre Swap y Futuros es la frecuencia de liquidación de las pérdidas y ganancias.

- En los contratos de Swap las pérdidas y ganancias no se liquidan diariamente, aunque tienen una liquidación periódica.
- En los contratos de Futuro las pérdidas y ganancias se liquidan diariamente.

Otra diferencia es la que ya conocéis de los mercados financieros: si tenéis un futuro y lo vendéis, no tenéis nada, mientras que si tenéis un forward comprado y lo vendéis (a no ser que sea a la misma entidad) tenéis dos posiciones, una comprada y otra vendida. Se netearán los beneficios y las pérdidas de ambos, pero no el riesgo de crédito.



**Febrero 2021**

Se aceptan a registro contratos financieros, es decir, se liquidan por diferencias (no por entrega).

El activo subyacente es la entrega de electricidad nacional, durante todas las horas relevantes según el tipo de producto, en el polo español del Mercado Ibérico de Energía (MIBEL):

- Carga Base: Entrega del activo subyacente desde la primera hora del día (0:00 a las 00:59 horas) a la última (23:00 a las 23:59 horas) de todos los días comprendidos en el periodo de entrega. En los días de cambio de horario habrá una hora adicional o una hora menos.
- Carga Punta: Entrega del activo subyacente desde la novena hora del día (8:00 a las 8:59 horas) a la vigésima hora del día (19:00 a las 19:59 horas) de todos los días lunes, martes, miércoles, jueves y viernes comprendidos en el periodo de entrega.

La unidad de registro es 1MWh o 100 KW (0,1 MW). El nominal o multiplicador del contrato se establece en MWh según la fórmula:

- Para contratos con unidad de registro 1 MWh:

$MWh * N^{\circ} \text{ de días del contrato} * N^{\circ} \text{ de horas relevantes del tipo de producto}$

- Para contratos con unidad de registro 0,1 MWh:

$0,1 MWh * N^{\circ} \text{ de días del contrato} * N^{\circ} \text{ de horas relevantes del tipo de producto}$

En los días de cambio de horario, hay una hora adicional (el día tiene 25 horas) o una hora menos (el día tiene 23 horas). El precio del contrato es en Euros por MWh (o en euros por 100 KW en el caso que la unidad de registro sea 100 KW), con un máximo de 2 decimales y el horario de registro es de 8:00h a 19:00h.

Como podéis apreciar, el número de horas es muy importante, ya que se entrega electricidad durante las 24 horas (carga base) o 12 horas (carga punta).

Cuadro 2: Nominales por tipo de contrato. Fuente: [www.bmeclearing.es](http://www.bmeclearing.es)

Febrero 2021

Plazo de Contrato	Periodo de Entrega	Días	Nominal (MWh)	Nominal MINI (MWh)
<b>Semana</b>	Completa - Sin cambio horario	7	168	16,8
	Completa - Marzo con cambio horario	7	167	16,7
	Completa - Octubre con cambio horario	7	169	16,9
	Fin de Semana - Sin cambio horario	2	48	4,8
	Fin de Semana - Marzo con cambio horario	2	47	4,7
	Fin de Semana - Octubre con cambio horario	2	49	4,9
<b>Mes</b>	Febrero	28	672	67,2
	Febrero (año bisiesto)	29	696	69,6
	Enero, Mayo, Julio, Agosto y Diciembre	31	744	74,4
	Abril, Junio, Septiembre y Noviembre	30	720	72,0
	Marzo	31	743	74,3
	Octubre	31	745	74,5
<b>Trimestre</b>	Primero	90	2.159	215,9
	Primero (año bisiesto)	91	2.183	218,3
	Segundo	91	2.184	218,4
	Tercero	92	2.208	220,8
	Cuarto	92	2.209	220,9
<b>Año</b>	Normal	365	8.760	876,0
	Bisiesto	366	8.784	878,4

Por tanto, comprar un futuro mensual, por ejemplo 25 MWh de carga base el mes de marzo a 43€, implica que pagaremos 43€ por cada MWh que se entrega en cada hora de cada día. Marzo tiene 31 días, pero por el cambio de hora tiene una hora menos, en total tiene 743 horas. El nominal del contrato será:  
 $43 \times 25 \times 743 = 798.725\text{€}$ .

En el siguiente cuadro podéis observar los contratos que se suelen negociar.  
 Cuadro 3: Contratos más negociados.



**Febrero 2021**

Plazo	Cuál es el producto líquido	Tamaño típico en mercado
Día	Próximo día	25 MW
Fin de semana	Próximo fin de semana	25 MW
Semana	Próxima semana	25 MW
Mes natural	2 próximos meses	10 MW (5 MW)
Trimestre natural	4 próximos trimestres	10 MW (5 MW)
Año natural	2 próximos años	5 MW

Como veis en el cuadro anterior, se puede negociar hasta un año entero (lo suelen denominar calendar, aquí otra vez los muy financieros podrían pensar que es otra cosa). Pregunta importante: ¿Si comprásemos/vendiéramos un futuro del año 2022 significaría que tendríamos que adquirir/entregar electricidad durante todas las horas del año de todos los días de año? Pues sí, efectivamente significa eso. Claro, alguno estará pensando que hay que estar muy seguro de esa necesidad cuando se compra el futuro anual, porque una vez que se entra en el periodo de entrega (a las 0:00 del 31 de diciembre de 2021) sí o sí tienes que entregar todas las horas de todos los días del año. Pues no necesariamente, hay un proceso muy peculiar que no ocurre (que yo sepa) con ningún contrato financiero y que se denomina proceso de Cascada. Voy a explicarlo porque el concepto es sencillo y muy eficaz.

En el siguiente cuadro 4 podéis observar un resumen del precio de los diferentes futuros de electricidad en MEFF el 16 de febrero.

Cuadro 4: Precios de derivados de electricidad en MEFF 16 de febrero de 2021. Fuente: [www.meff.com](http://www.meff.com)

Febrero 2021

MARTES, 16 DE FEBRERO DE 2021

	BASE			PUNTA		
	Precio	Dif.	Dif.(%)	Precio	Dif.	Dif.(%)
Día 17-feb-2021	41,93	17,95	74,85	42,26	17,39	69,92
Día 18-feb-2021	41,93	17,95	74,85	43,5	18,63	74,91
Día 19-feb-2021	41,93	17,95	74,85	43,5	18,63	74,91
Fin de Semana 8-2021	32,14	-4	-11,07			
Semana 8-2021	36,9	-4,6	-11,08	40,42	-5,03	-11,07
Semana 9-2021	39,53	1,15	3	43,3	1,26	3
Mes mar-2021	39,75	1,15	2,98	43,54	1,26	2,98
Mes abr-2021	40,5	0,15	0,37	44,36	0,17	0,38
Trimestre 2-2021	46,4	0,15	0,32	50,82	0,16	0,32
Trimestre 3-2021	54,18	-0,77	-1,4	59,34	-0,85	-1,41
Trimestre 4-2021	55,9	-0,15	-0,27	61,23	-0,16	-0,26
Trimestre 1-2022	50,25	0	0	55,04	0	0
Trimestre 2-2022	44,05	0	0			
Trimestre 3-2022	48,81	0	0			
Trimestre 4-2022	50,29	0	0			
Trimestre 1-2023	45,41	0	0			
Año 2022	48,35	0	0	52,96	0	0
Año 2023	43	0	0			

Fijaos en los precios de los 4 trimestres de 2022 y en el precio del futuro anual. Lógicamente el precio del año entero 2022 es el promedio de los 4 trimestres:

$$(50,25+44,05+48,81+50,29)/4=48,35$$

Por tanto, es lo mismo tener 4 contratos trimestrales que 1 contrato anual. Lo mismo ocurre con los meses y los trimestres. Por esta razón, lo que ocurre es que en el momento en el que el contrato comienza la entrega, se "rompe" en varios contratos como indica el cuadro 5.

Cuadro 5: Proceso de Cascada en Futuros y Swaps. Fuente: [www.bmeclearing.es](http://www.bmeclearing.es)

Futuro (FT) o Swap (SW) anual						
FT / SW Q1		FT / SW Q2		FT / SW Q3		FT / SW Q4
FT / SW Q1						
FT / SW M1	FT / SW M2	FT / SW M3				

En el cuadro 6 tenemos los contratos que se negocian en MEFF y si tiene proceso de cascada o no.

Cuadro 6: Contratos de Origen y cascada. Fuente: [www.bmeclearing.es](http://www.bmeclearing.es)

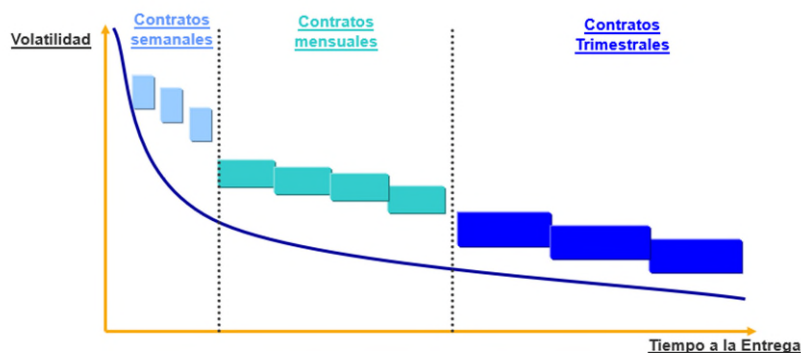
Febrero 2021

Contrato Origen	Cascada
Swap Anual	Swap Trimestrales
Swap Trimestrales	Swap Mesuales
Swap Mesuales	No hay Cascada
Swap Semanal	No hay Cascada
Swap Diario	No hay Cascada
Futuro Anual	Futuro Trimestral
Futuro Trimestral	Futuro Mensual
Futuro Mensual	No hay Cascada
Futuro Semanal	No hay Cascada

De esta manera, si tenemos vendido el futuro anual de 2022, cuando lleguen las 0:00 horas del 31 de diciembre de 2021, mi contrato de futuros desaparecerá de mi pantalla y me aparecerán el mes de febrero y marzo y los tres trimestres Q1, Q2 y Q3. El mes de enero será el que esté en proceso de entrega. Fijaos, de tener 1 solo contrato a tener 5 contratos distintos. Así, si quiero, podría vender los contratos y quitarme la obligación de entregar el que no quiera.

BME Clearing, que es la ECC, pide garantías y hace liquidación diaria de pérdidas y ganancias (en Futuros) para gestionar el riesgo de contrapartida. Los precios de la electricidad son más estables a largo plazo que en el corto plazo, que tienen más volatilidad. Por ello, en los contratos de corto plazo se pide un porcentaje de garantías más elevado. Lo que sucede es que como es una fracción del nominal y el nominal de año es muy superior al del mes, obviamente en términos absolutos (monetarios) se piden más garantías a plazos más largos.

Cuadro 7: Volatilidad de los contratos de electricidad según plazo. Fuente: Elaboración Propia.



Para terminar, pongamos un pequeño ejemplo de cobertura por parte de un comercializador. Supongamos que un comercializador ha acordado con un cliente un precio de venta de 35 €/MWh para el mes de marzo de 2021. El comercializador tendría que ir al pool a comprar la electricidad todos los días para luego poder venderla/entregarla.

Si el precio de la electricidad de todos los días del mes de marzo en promedio fuera inferior a 35€/MWh ganaría dinero, pero si ocurriera lo contrario lo perdería.

Como esto supone un riesgo, se decide a comprar un swap marzo 2021 base a 30 €/MWh. Por





**Febrero 2021**

tanto, paga a la contraparte el precio fijo (30 €/MWh).

De esta manera está obligado a comprar a 30€ a través del Swap y por otro lado al cliente le va a vender a 35€, por tanto, tiene un beneficio de 5€/MWh. Veamos que ocurre en dos escenarios:

- A) El precio medio del mes de marzo es de 41€/MWh. Habrá perdido -6€ (35-41) por cada MWh en promedio con el cliente, pero la contrapartida del swap le pagará 11€ (41-30). Gana 5€/MWh
- B) El precio medio del mes de marzo es de 23€/MWh. Habrá ganado 12€ (35-23) por cada MWh con el cliente, pero tiene que pagar a la contrapartida del swap -7€ (23-30). Gana 5€/MWh.

Da igual lo que suceda, que siempre gana lo mismo. Por esta razón, el derivado es una herramienta básica en los mercados y que da mucha flexibilidad a los generadores y las comercializadoras, quitándoles incertidumbre. Así pueden asegurar flujos futuros para poder acomodar los costes con antelación suficiente, de todo ello nos beneficiamos los clientes finales.