



INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2019

IS/DE/013/20

24 de julio de 2020

www.cnmc.es

1	RESUMEN	4
2	EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD	12
2.1	Evolución de la demanda eléctrica	12
2.2	Evolución de la potencia instalada	13
2.3	Evolución de la producción eléctrica	14
2.4	Evolución del coste de la electricidad en el mercado diario y en los servicios de ajuste	16
2.5	Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)	18
2.5.1	Evolución del despacho en el PDBF	18
2.5.2	Evolución del mix despachado en el PDBF y contratos bilaterales	19
2.6	Mercados intradiarios	21
2.6.1	Mercado intradiario de subastas	22
2.6.2	Mercado intradiario continuo	23
2.7	Los servicios de ajuste del sistema	24
2.7.1	Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento	26
2.7.2	Reserva de potencia a subir	27
2.7.3	Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria	28
2.7.4	Gestión de desvíos	31
2.7.5	Energía de regulación terciaria	33
2.7.6	Restricciones técnicas en tiempo real	35
2.8	Coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas	36
2.9	Mercados a plazo	38
2.10	Evolución de las emisiones de CO ₂	40
3	EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	41
3.1	Número de agentes en el mercado de generación	41
3.2	Análisis de la concentración del mercado	41
3.2.1	Programa Diario Base de Funcionamiento	43
3.2.2	Resolución de restricciones técnicas	46
3.2.3	Reserva de Potencia	47
3.2.4	Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria	48
3.2.5	Regulación Terciaria	49
3.2.6	Gestión de desvíos	50
3.2.7	Programa horario operativo (P48)	51
3.3	Integración vertical (generación y comercialización)	57
3.4	Liquidez en el mercado diario e intradiario	59
3.5	Evolución del precio del Mercado diario	59
3.6	Evolución de la potencia indisponible	62
3.7	Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado	63
3.8	Acoplamiento de mercados	66
	ANEXO I: DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE PRODUCCIÓN	74
	ANEXO II: CONTEXTO NORMATIVO EUROPEO	79
1	Antecedentes del desarrollo de la normativa europea	79

1.1	Tercer paquete	79
1.2	Reglamento para el comercio transfronterizo	80
2	Directrices de mercado	80
2.1	Directriz de asignación de capacidad y gestión de congestiones (CACM)	81
2.1.1	Estado de las metodologías a fecha de elaboración de este informe	81
2.2	Directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (FCA)	86
2.2.1	Estado de las metodologías a fecha de elaboración de este informe	86
2.3	Directriz de balance eléctrico (EB)	88
2.3.1	Estado de las metodologías aprobadas a fecha de elaboración de este informe	89
2.3.1.1	Proyecto TERRE	89
2.3.1.2	Proyecto MARI	90
2.3.1.3	Proyecto PICASSO	90
2.3.1.4	Metodología para determinar los precios de la energía de balance	90
2.3.1.5	Proyecto Imbalance Netting	91
2.3.1.6	Lista de productos estándar de reserva de balance para las reservas de recuperación de la frecuencia y las reservas de sustitución	91
2.3.1.7	Proceso de asignación cooptimizado (CO-CZA)	91
2.3.1.8	Finalidades de activación (Activation Purposes - AP)	92
2.3.1.9	Armonización de la liquidación de los desvíos (ISH)	92
2.3.1.10	Liquidación entre TSOs (TSO-S, FSKAR, FSUE)	92
2.3.1.11	Condiciones para los proveedores de servicios de balance y sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español	94
3	Reglamento (UE) N° 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT)	96
4	Paquete sobre la energía limpia para todos los europeos (CEP- Clean Energy package)	98
4.1	Diseño del mercado de electricidad	98
4.1.1	Reglamento (UE) 2019/943 de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad	98
4.1.2	Reglamento (UE) 2019/941 de 5 de junio de 2019 sobre preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE	101
4.1.3	Modificación del Reglamento (UE) 2019/942 por el que se crea la Agencia para la Cooperación de los Reguladores Europeos (ACER)	101
4.2	Gobernanza	102
5	Lista de proyectos de interés común (PCI list)	102
6	OTRAS MEDIDAS RELEVANTES DEL SECTOR ELÉCTRICO	104

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2019

IS/DE/013/20

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a Pilar Sánchez Núñez

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 24 de julio de 2020.

La Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función de supervisión del correcto funcionamiento del sector, y en particular, de sus funciones décimo cuarta y décimo quinta del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente informe sobre el funcionamiento del mercado eléctrico peninsular de producción de energía eléctrica durante el año 2019.

1 RESUMEN

Evolución del mercado de electricidad

La demanda eléctrica del sistema peninsular en barras de central se situó en 249 TWh, un 1,7% inferior a la del año anterior. El efecto atribuible a la actividad económica, esto es, corrigiendo los efectos de laboralidad y temperatura, fue del 2,7% negativo. El PIB español aumentó en 2019 un 2% y la intensidad energética – ratio que relaciona la demanda eléctrica y el PIB – se redujo en un 3,5%.

En cuanto a la generación eléctrica en 2019, el parque generador peninsular (104.950 MW) aumentó en 6.283 MW, principalmente debido a la instalación de nueva capacidad de generación renovable. En este sentido, el parque de generación eólica aumentó en 2.241 MW (un 10% respecto a 2018) y, el de fotovoltaica, en 4.201 MW (un 94% respecto a 2018). Por otro lado, las tecnologías que representaron una mayor cuota de generación eléctrica en 2019 fueron la nuclear (22%), la eólica (21%) y el ciclo combinado (20%), seguidos por la cogeneración (12%) y la hidráulica (10%). Respecto al año anterior, destacó el incremento en generación con ciclo combinado (10% en 2018) debido

al abaratamiento del gas natural en los mercados, principal motivo por el que la cuota de generación con carbón pasó de representar el 14% en 2018 al 4% en 2019. La generación con tecnologías renovables se situó en 2019 en el 39% (40% en 2018), con especial relevancia, como es habitual, en los meses de marzo y abril. El hueco térmico, por su parte, se incrementó especialmente en los meses de julio a octubre, ocupándose principalmente con generación de ciclos combinados.

El volumen negociado en el mercado diario en zona española fue de 178 TWh, representando el 71% de la demanda de energía eléctrica peninsular, lo que supone una reducción con respecto al año anterior de un 3,5%. En el mercado intradiario fueron negociados, en zona española, 35 TWh (32 TWh en el mercado intradiario de subastas y 3 TWh en el continuo), lo que representa un 14% de la demanda eléctrica peninsular y un incremento del 4% con respecto al año anterior. El resto de la energía fue negociada a través de contratos bilaterales, en su mayoría intragrupo, cuyo volumen asociado se incrementó en 2019 un 4% con respecto al año anterior, motivado por el aumento de energía en contratos bilaterales con instalaciones de energía renovable, cogeneración y residuos (RECORE).

Con una participación de tecnologías renovables similar al año anterior, el precio medio final del mercado (considerando el mercado diario e intradiario, así como el sobrecoste correspondiente a los servicios de ajuste, los pagos por capacidad y la interrumpibilidad) que soportó la demanda peninsular en el mercado MIBEL-Zona española en 2019 fue de 53,45 €/MWh, un 17% inferior al del año anterior. El componente que motivó esta reducción fue principalmente el precio del mercado diario, que pasó de 58,12 €/MWh en 2018 a 48,59 €/MWh en 2019. También se redujeron, respecto a 2018, los sobrecostos relativos a los mercados de balance (45%), restricciones técnicas (34%) e interrumpibilidad (39%).

Con respecto a la evolución del precio de los combustibles en 2019, el mercado del gas se caracterizó por el sobreabastecimiento de GNL a nivel mundial, debido al incremento en la producción de este combustible en la cuenca atlántica en mayor medida que el crecimiento del consumo global. De esta forma, el precio de GNL en Europa disminuyó un 40%, de 24,02 €/MWh de promedio anual en 2018 a 14,28 €/MWh en 2019. Por su parte, la demanda global de carbón volvió a aumentar en 2019 tal como venía haciendo en los últimos años, debido nuevamente al incremento de su consumo en países del sudeste asiático como China, India o Indonesia. Sin embargo, en cuanto a su uso para generación de energía eléctrica, el carbón tuvo un papel cada vez menor en los sistemas eléctricos occidentales. En su conjunto, el precio del carbón disminuyó en 2019 un 30% con respecto a 2018, pasando de 11 €/MWh en 2018 a 8 €/MWh en 2019, intentando así compensar el incremento del precio de los derechos de CO₂ (que llegaron a alcanzar los 30 €/TCO₂). Así, si bien el precio de los derechos de emisión de CO₂ se incrementó un 56% en 2019 con respecto a 2018¹, el

¹ Ver Informe de supervisión del año 2018 Anexo II para mayor detalle.

coste medio de generación con carbón se situó en 2019, en términos medios, en niveles similares a 2018.

Aun así, el precio del gas siguió reduciéndose paulatinamente a lo largo del año, lo que motivó que el coste de generación con carbón se situara por encima del coste de generación con ciclos combinados de gas. Adicionalmente, cabe recordar las medidas de carácter fiscal introducidas en el último trimestre de 2018 que penalizaron la producción con carbón frente a la de los ciclos combinados, a través de la exención en el Impuesto sobre Hidrocarburos al consumo de gas de estas últimas².

Ambos factores provocaron que, desde marzo de 2019, el orden de mérito económico carbón-ciclo combinado fuese alterado, quedando las centrales de carbón prácticamente desplazadas desde entonces del despacho del mercado diario por los ciclos combinados: Así, el despacho de las centrales del carbón pasó a representar únicamente en 2019 un 3% de la energía programada en el PDBF (mercado diario más contratos bilaterales), mientras que, en 2018, su despacho representó un 13%. Por el contrario, la cuota de los ciclos combinados casi se duplicó, pasando de un 7% en 2018 al 13% en 2019. En particular, en 2019 se registraron varios días, en concreto 56 días, en los que se despacharon más de 25 grupos de ciclo combinados (entorno al 50% de los grupos instalados) cuando en 2018, esta situación únicamente se dio en 4 ocasiones. En consecuencia, el precio del mercado diario reflejó a lo largo del año 2019 el coste de generación de estos últimos y, por tanto, la reducción experimentada por el precio del gas en ese periodo.

Con respecto a los cobros por capacidad, tras la modificación del servicio de disponibilidad en 2018 que dejó sin esta dotación a centrales hidráulicas y de bombeo a partir de enero de 2018 y a las térmicas a partir de julio³, 2019 fue el primer año en que ninguna tecnología recibió dichos pagos por disponibilidad, reduciéndose considerablemente el coste total de este mecanismo, pasando de 276 millones de euros en 2018 a 159 millones de euros en 2019, correspondiendo este importe íntegramente al incentivo a la inversión.

² En el último trimestre del año 2018, se introdujeron medidas de carácter fiscal a través del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores que tuvieron influencia sobre el precio del mercado: En particular, se modificó la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, para introducir una exención en el Impuesto sobre Hidrocarburos para los productos energéticos destinados a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas. Por el contrario, se mantuvo el impuesto especial al consumo de carbón previsto en esa misma Ley 38/1992 (Capítulo I). Asimismo, se introdujo la exención durante el último trimestre de 2018 y el primer trimestre de 2019 del impuesto sobre la producción de energía eléctrica.

³ Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Con respecto al coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, este se redujo en 2019 a 186 millones de euros frente a los 312 Millones de euros de 2018, como resultado del proceso de asignación del servicio a través de las subastas correspondientes.

En el mercado intradiario (subastas + continuo) destacó la negociación de la comercialización libre y la eólica con el 35% y el 18% del volumen total comprado respectivamente, mientras que en ventas de energía destacaron las de los ciclos combinados (47%). En el mercado intradiario continuo, puesto en marcha en junio del 2018, el volumen de ventas de energía en ámbito MIBEL fue de 3,5 TWh en 2019 y, por tecnologías, destacaron las energías RECORE y el ciclo combinado tanto en compras como en ventas, además de la comercialización.

Como resultado de la modificación de la hora de apertura del mercado intradiario a las 15:00h llevado a cabo en noviembre de 2019, el volumen de negociación que se concentraba mayoritariamente en la primera sesión que existía antes del cambio de horario, pasó a distribuirse entre las tres primeras subastas que se celebran en el día D-1, dado que los tiempos de negociación de la primera subasta han quedado, tras la modificación, muy ajustados.

El precio medio aritmético del mercado intradiario de subastas en zona española en 2019 se situó en 48,01 €/MWh, similar al precio medio aritmético del mercado diario en zona española (47,68 €/MWh). El precio medio ponderado del mercado intradiario continuo en zona española fue de 45,57 €/MWh. El sobrecoste para la demanda por su participación en el mercado intradiario fue de -0,02 €/MWh.

En los servicios de ajuste del sistema, se redujo un 3% el volumen de energía de balance utilizada y se programó un 38% menos de energía para resolver restricciones técnicas a subir. Esta reducción en la necesidad de programación de estas energías, se debió fundamentalmente al mayor despacho de centrales térmicas en el PDBF durante este año. También se registra una reducción de un 3,7% en la programación de banda de secundaria, tras la introducción de una serie de mejoras en el cálculo del requerimiento por parte del operador del sistema. Dentro de las energías de balance, y al igual que lo ocurrido el año anterior, en 2019 destaca el incremento que registra la programación por gestión de desvíos (31%) y la reducción de la energía terciaria (33%), produciendo un trasvase entre ambos mercados especialmente desde la entrada del mercado continuo al flexibilizarse la programación de gestión de desvíos.

La reducción del sobrecoste de la reserva de potencia adicional a subir se debe por la reducida asignación realizada durante ese año y, por la eliminación de este mercado el 12 de noviembre de 2019 por el ajuste realizado en los procedimientos de operación para permitir la apertura del mercado intradiario a las 15:00h. Desde ese momento, la reserva de potencia a subir fue programada en el mercado de restricciones técnicas en tiempo real. Esta modificación motivó un incremento de la programación de energía en este mercado por este concepto en noviembre y diciembre de 2019 si bien, el sobrecoste correspondiente se

redujo entorno a un 50% con respecto al sobrecoste de los dos mercados en el mismo periodo del año anterior.

El sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema, incluyendo la resolución de restricciones técnicas, se redujo hasta los 1,46 €/MWh (2,35 €/MWh en 2018), destacando la reducción del sobrecoste de las restricciones técnicas al PDBF (35% respecto a 2018), la reducción del sobrecoste de la banda de secundaria (33% respecto a 2018) y la reducción del sobrecoste de la reserva de potencia adicional a subir (74% respecto a 2018). Esta reducción en el sobrecoste de estos servicios vino motivada principalmente por la existencia de una mayor oferta procedente de las centrales térmicas acopladas en el mercado diario y porque su sobrecoste con respecto al precio del mercado diario era menor, al reflejar ambos mercados el coste de generación de la misma tecnología, en concreto, la del ciclo combinado.

Las tecnologías con una mayor participación en los servicios de ajuste en 2019 fueron el ciclo combinado y el carbón en la fase I de restricciones técnicas, la eólica, la hidráulica, la cogeneración y los ciclos en la fase II de restricciones técnicas, y los ciclos y la hidráulica en secundaria, terciaria y gestión de desvíos. En estos últimos segmentos, al igual que en el mercado diario, la participación del carbón disminuyó significativamente respecto al año anterior.

Con respecto a los mercados a plazo, en el año 2019 el volumen total negociado en los mercados a plazo fue de 215,2 TWh, un 34,5% mayor respecto al del año anterior, representando el 86% de la demanda eléctrica peninsular (63% en 2018). El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron 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 spot ponderado por el volumen de estos contratos (ver Informe de la CNMC de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España 2019 para mayor detalle).

Nivel de competencia

Desde el punto de vista del nivel de competencia, 2019 siguió reflejando la facilidad de entrada al mercado eléctrico español, sobre todo por el lado de la demanda: el número de agentes generadores aumentó a 101 en 2019 (92 en 2018), mientras que el de agentes comercializadores pasó de 355 en 2018 a 370 en 2019.

En cuanto a los niveles de concentración de la generación en el Programa Diario Base de Funcionamiento (mercado diario + contratos bilaterales) en zona MIBEL, Iberdrola y EDP mantienen una cuota en el entorno del 20%, siguiéndoles Endesa con un 17%, Naturgy con un 6% (quien recuperó la titularidad del Grupo 1 de la central de ciclo combinado de Plana de Vent en junio de 2019 al no ejercer la opción de compra la empresa que la explotaba anteriormente-Alpiq) y Repsol con un 5%. La cuota de Endesa se redujo en tres puntos porcentuales respecto a 2018 debido principalmente a la menor programación de sus centrales de

carbón e hidráulicas. Por su parte, la cuota de Repsol ha aumentado en 2019 al 5% tras la adquisición, a finales de 2018, instalaciones de generación hidráulica y ciclos combinados de gas de Viesgo que contaba con una cuota del 3%. Iberdrola mantuvo su cuota del 19% debido al aumento de la generación con ciclos combinados, que compensó la menor programación de su hidráulica y carbón, mismo caso que EDP, con un 19% de cuota en 2019 (20% en 2018). El resto de empresas sumaron una cuota agregada cercana al 35% (31% en 2018), destacando Axpo con un 8%, Acciona con un 5% y Enérgya VM y Cepsa con un 3%.

Considerando únicamente las tecnologías marginales (carbón, ciclos, hidráulica y un 5% del RECORE), el nivel de concentración se redujo considerablemente respecto a 2018, motivado principalmente por la reducción de la producción con centrales de carbón e hidráulicas, que hicieron descender la cuota de Endesa del 31% en 2018 al 17% en 2019, y por el reparto más distribuido de la producción con ciclos combinados.

La participación de RECORE en los servicios de ajuste del sistema volvió a aumentar en 2019, pasando de proporcionar el 26% de la energía en los segmentos de fase II de restricciones técnicas, terciaria y gestión de desvíos en 2018, al 33% en 2019, siendo su participación mayor al 40% en los meses de marzo y diciembre. Estas tecnologías proporcionaron en 2019 el 52% de la energía en la fase II de restricciones técnicas (36% en 2018), el 10% de la de terciaria (9% en 2018) y el 7% de la de gestión de desvíos (4% en 2018). A diciembre de 2019, se encontraban habilitadas para participar en la fase II de restricciones técnicas⁴ un total de 16.965 MW (16.554 MW en 2018) correspondientes a RECORE; para participar en los servicios de ajuste de terciaria y gestión de desvíos, 14.380 MW (13.996 MW en 2018); y se encontraban en zona de regulación 10.732 MW (9.176 MW en 2018), de los que 961 MW (742 MW en 2018) estaban habilitados para participar activamente en la regulación secundaria. Por tecnologías de este tipo, el 56% de la potencia eólica se encuentran habilitados para participar en terciaria y gestión de desvíos y el 34% se encuentra en zona de regulación. Destaca en 2019 la inclusión de la tecnología fotovoltaica en las zonas de regulación: el 11% de la potencia instalada fotovoltaica se encontraba, en 2019, en zonas de regulación (0,3% en 2018).

Cabe señalar que entorno al 40% de la potencia RECORE es titularidad de las empresas tradicionales energéticas. Este mismo porcentaje se eleva al 70% si se considera únicamente la nueva potencia instalada RECORE en 2019.

⁴ FASE II de restricciones técnicas: Consiste en una fase de reequilibrio generación-demanda que tiene lugar el día anterior a la entrega, tras la fase I de restricciones técnicas: En esta fase, el OS procede a igualar los niveles de generación y consumo, que han quedado desequilibrados en la fase I de restricciones. El OS elige las ofertas más económicas que, sin infringir ninguno de los criterios establecidos en la fase anterior, supongan un menor coste.

El nivel de concentración en los servicios de ajuste del sistema mejoró significativamente, si bien el índice de concentración de Herfindahl HHI sigue por encima del umbral de 2.000 en los segmentos de terciaria y gestión de desvíos. Esta reducción del nivel de concentración vino motivada por la menor programación del carbón e hidráulica en 2019 en favor de los ciclos combinados, estando la propiedad de estos últimos menos concentrada que en años anteriores. También se redujo la participación del RECORE perteneciente a los grupos energéticos tradicionales en los mercados de gestión de desvíos y de regulación terciaria, representando el 53% en 2019, frente al 60% de 2018.

En cuanto a las emisiones de CO₂, en 2019 se volvieron a reducir las toneladas de CO₂ en el sector de la generación eléctrica (23% menos de emisiones respecto al año 2018) al reducirse la producción del carbón en favor de la producción con ciclos combinados, con un factor de emisión menor. La importante aportación de las energías renovables, similar a la del año anterior – con menor aportación hidráulica, pero mayor eólica- sigue siendo otro de los factores determinantes en la reducción de las emisiones.

En cuanto al nivel de acoplamiento, en 2019 se mantuvo el elevado nivel de acoplamiento de los mercados español y portugués (95% de las horas con precios iguales en ambas zonas tanto en 2018 como en 2019), con una diferencia media anual de los precios de los dos países de 0,19 €/MWh (0,16 €/MWh en 2018). Respecto a la interconexión con Francia, en 2018 se registraron precios iguales en el 21% de las horas (25% en el año anterior). De las horas con desacoplamiento, un 69% fueron de precio inferior en Francia. En cuanto a Marruecos, el saldo de la interconexión se mantuvo importador la mayor parte de 2019, tras haber cambiado de sentido a partir de noviembre de 2018 debido al incremento de capacidad de generación disponible en ese país derivado de la construcción de nuevas centrales de carbón que quedan fuera del régimen europeo de comercio de derechos de emisiones de CO₂.

Marco normativo europeo y adaptación nacional (ver anexo II para más detalle)

Mercado intradiario continuo a las 15:00

Con respecto a la normativa comunitaria relativa al mercado de electricidad, durante 2019, se siguió trabajando en el desarrollo de la implantación de la normativa derivada del tercer paquete y en el de la reforma europea del mercado eléctrico acometida en el paquete de medidas conocido como “Energía limpia para todos los europeos” culminando este último en mayo de 2019, con su aprobación por parte del Consejo Europeo.

En este ámbito, cabe destacar la entrada en operación el día 12 de noviembre de 2019 de la apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00 h, de acuerdo a la Decisión de ACER nº 04/2018 del 24 de abril de 2012, adoptada al amparo del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de

las congestiones. Este cambio se estableció en la versión de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario adoptada mediante Resolución de 10 de octubre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Con las nuevas reglas se modificaron los horarios de celebración de las sesiones del mercado intradiario por sesiones, así como del horario de apertura de negociación del mercado intradiario continuo que pasó de las 22:00 h a las 15:00. No se modificó el número total de sesiones, pero sí se vieron afectados los horarios de las mismas y el número de horas de negociación de cada sesión. Este adelanto en la negociación actualmente solo afecta a los agentes de mercado del MIBEL, debido a que la capacidad libre de interconexión con el sistema francés no está accesible hasta las 22:00 horas.

Esta modificación de horarios implicó también la adecuación de los procesos de la operación del sistema para su encaje en los nuevos horarios más ajustados. En particular, se eliminó el mercado de contratación de gestión de reserva de potencia adicional a subir (regulado en el P.O 3.9), como ya se ha mencionado anteriormente.

Aprobación de las condiciones de balance

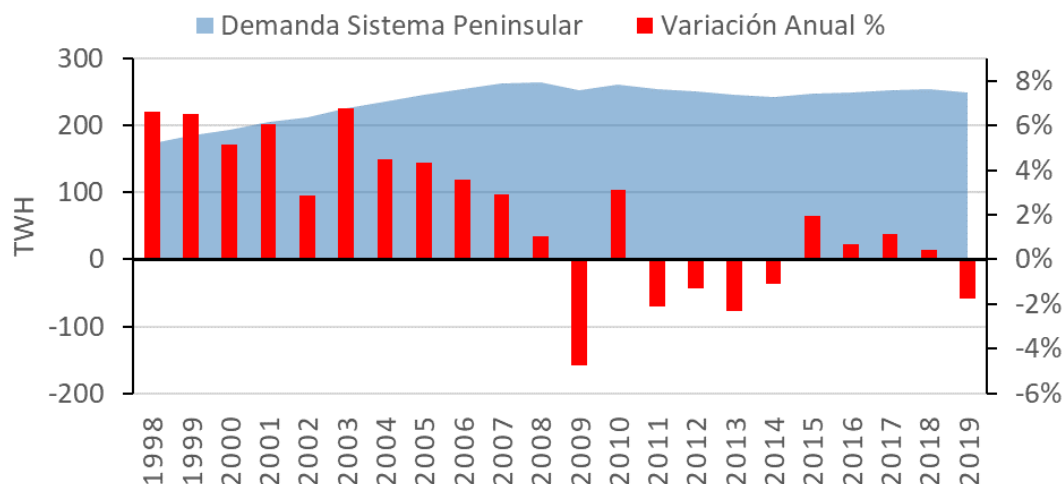
El 11 de diciembre de 2019, la CNMC aprobó las Condiciones para los proveedores de servicios de balance y sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español a la que hace referencia el artículo 18 del Reglamento de Balance. Como novedad, esta normativa permite, una vez aprobados los desarrollos necesarios, la participación de la demanda en los mercados de balance.

El plazo previsto en el Reglamento EB para la implantación de las condiciones relativas al balance aprobadas a nivel nacional es de 12 meses. Para ello, se está llevando a cabo a la fecha de elaboración de este informe, la revisión de la mayoría de procedimientos de operación del sistema.

2 EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

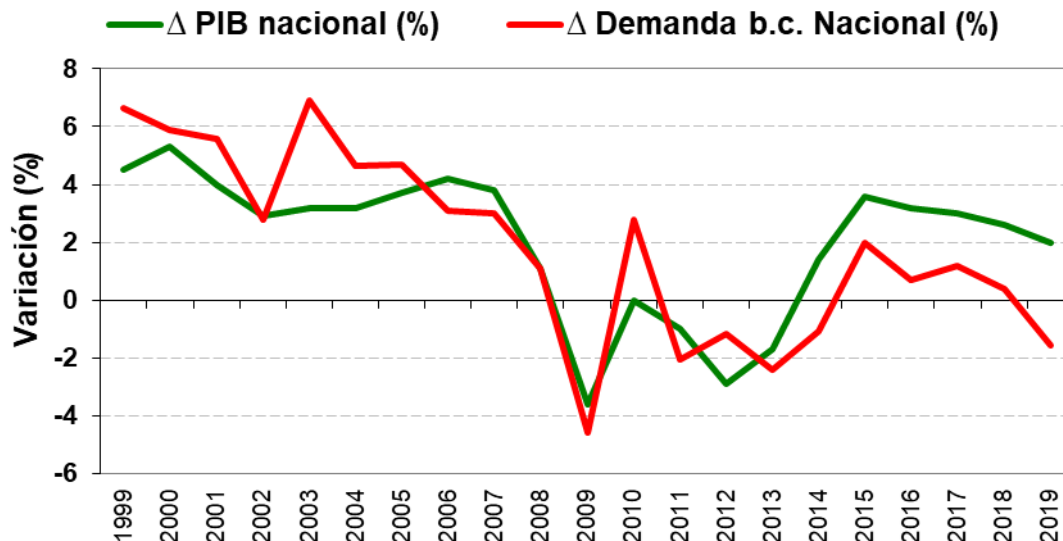
2.1 Evolución de la demanda eléctrica

Gráfico 1. Evolución de la demanda Peninsular en barras de central



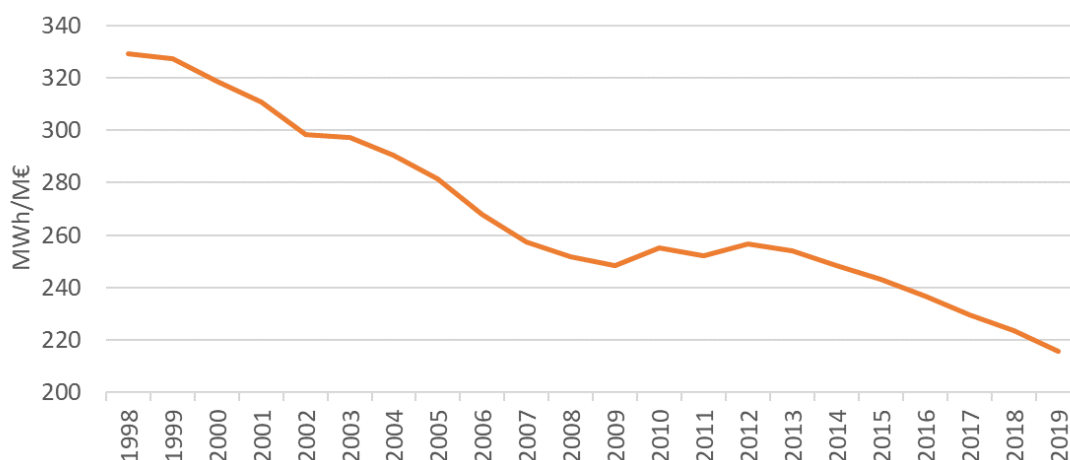
Fuente: REE

Gráfico 2. Evolución de las variaciones del PIB y del consumo eléctrico en España en los últimos años.



Fuente: INE y REE

Gráfico 3. Evolución de la intensidad energética en España



Fuente: INE, REE, CNMC

2.2 Evolución de la potencia instalada

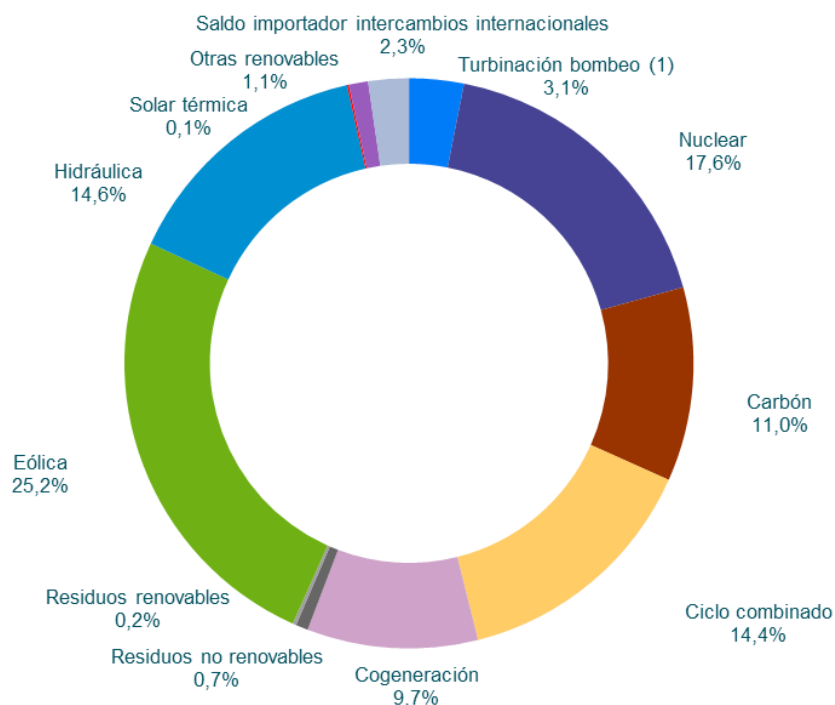
Cuadro 1. Parque generador peninsular a 31 de diciembre de 2019 y Balance de energía 2019

Tecnología	Potencia instalada (MW)		Energía producida (GWh)	
Hidráulica	20.412	19,45%	26.351	10,66%
Nuclear	7.117	6,78%	55.824	22,59%
Carbón	9.215	8,78%	10.673	4,32%
Fuel + Gas	-	-	-	0,00%
Ciclo combinado	24.562	23,40%	51.140	20,70%
Eólica	25.365	24,17%	53.094	21,49%
Solar fotovoltaica	8.665	8,26%	8.841	3,58%
Solar térmica	2.304	2,20%	5.166	2,09%
Otras renovables	1.071	1,02%	3.607	1,46%
Cogeneración	5.666	5,40%	29.580	11,97%
Residuos	573	0,55%	2.811	1,14%
Total	104.950	100%	247.086	100%

Fuente: REE, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos

Nota: Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

**Gráfico 4. Cobertura de la demanda de potencia máxima horaria peninsular del año 2019
(H20 del 10 de enero)**

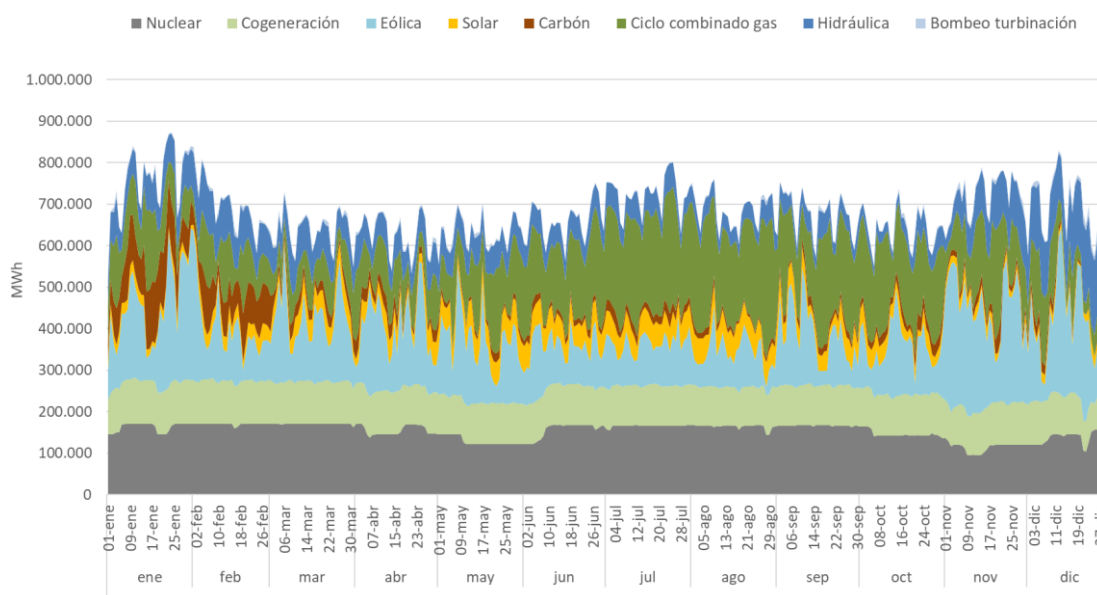


Nota (1): Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

Fuente: REE

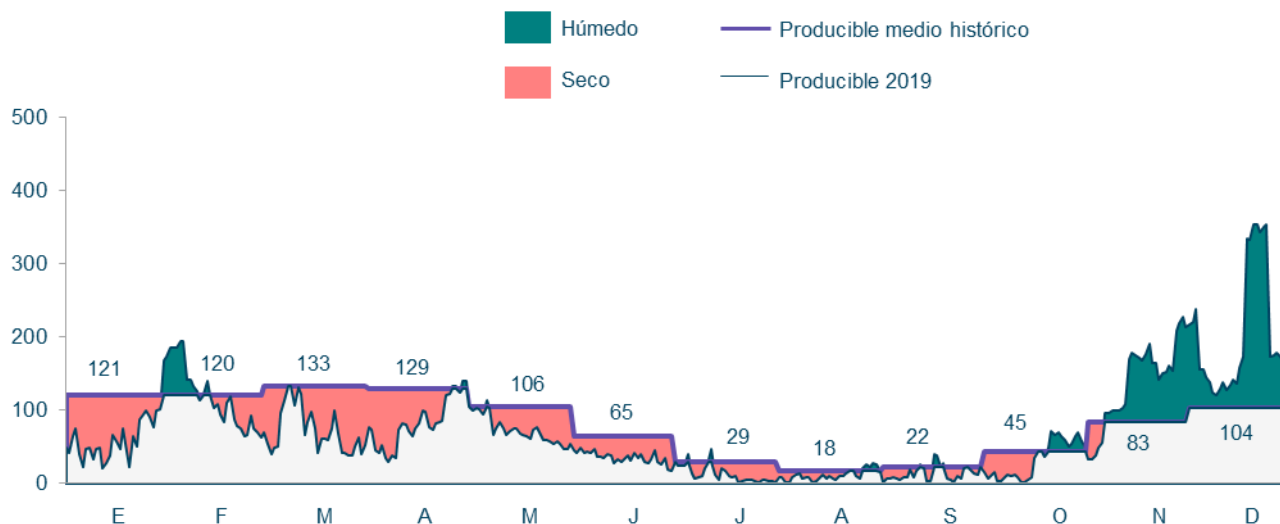
2.3 Evolución de la producción eléctrica

Gráfico 5. Producción por tecnología durante 2019 considerando todos los segmentos del mercado de producción



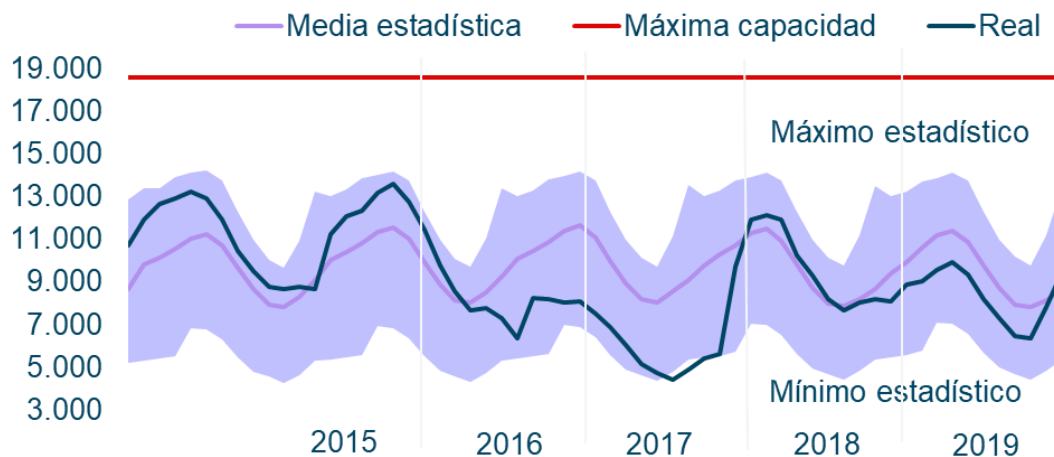
Fuente: CNMC

Gráfico 6. Energía producible hidráulica diaria durante 2019 y media histórica. GWh



Fuente: REE

Gráfico 7. Reservas hidroeléctricas del sistema eléctrico español

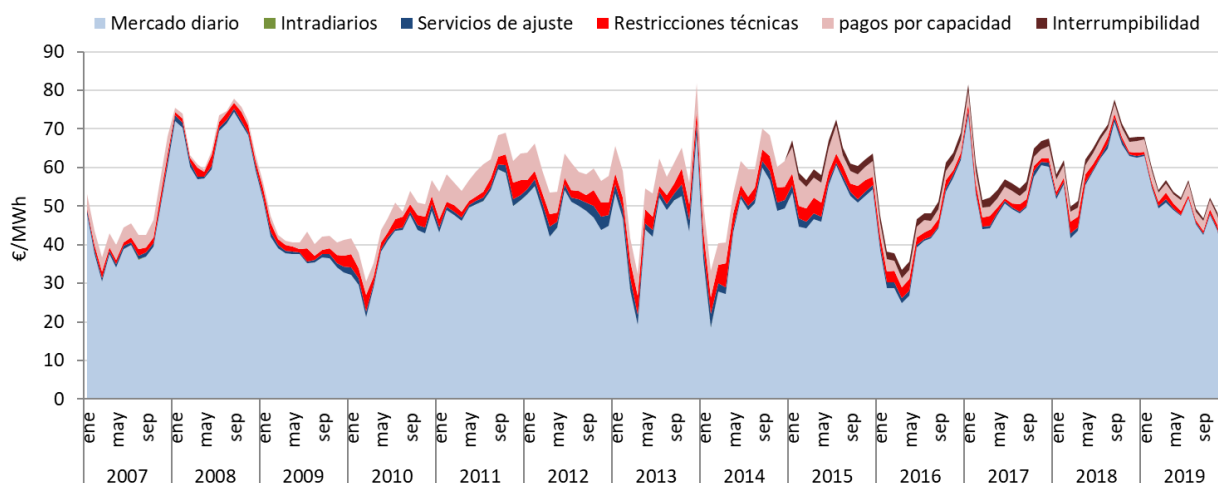


Máximo y mínimo estadístico: media de los valores máximos y mínimos de los últimos 20 años.

Fuente: REE

2.4 Evolución del coste de la electricidad en el mercado diario y en los servicios de ajuste

Gráfico 8. Componentes del precio final medio de generación de electricidad que soporta la Demanda peninsular



Fuente: CNMC

Cuadro 2. Componentes del precio final medio de generación de electricidad soportado por la demanda peninsular. Precios en barras de central. €/MWh

Años	Mercado diario	Intradiarios	Mercados de balance	Restricciones técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Total
2007	41,08	0,00	0,94	1,34	3,90	0,00	47,26
2008	65,91	0,00	0,94	1,66	1,07	0,00	69,57
2009	38,17	-0,02	0,85	1,85	2,49	0,00	43,33
2010	38,46	-0,02	1,21	2,55	3,49	0,00	45,68
2011	50,97	-0,06	1,12	2,09	6,10	0,00	60,22
2012	48,84	-0,04	2,04	2,58	6,09	0,00	59,52
2013	46,23	-0,06	2,30	3,29	6,04	0,00	57,80
2014	43,46	-0,04	1,93	3,76	5,93	0,00	55,05
2015	51,67	0,00	1,29	2,98	5,02	1,89	62,85
2016	40,62	0,00	0,92	2,19	2,76	1,95	48,44
2017	53,41	0,00	0,83	1,55	2,71	2,05	60,55
2018	58,12	-0,02	0,80	1,53	2,72	1,23	64,38
2019	48,59	-0,02	0,44	1,01	2,68	0,75	53,45

Fuente: CNMC

Nota: El precio del mercado diario corresponde al precio medio ponderado con el perfil de compras de la demanda peninsular en el PDBF.

Cuadro 3. Importe soportado por la demanda peninsular por cada uno de los componentes del precio final medio de generación de electricidad. Millones de euros

Años	Mercado diario	Intradiarios	Mercados de balance	Restricción es técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Total
2007	10.527	0,64	240	344	999	0,00	12.111
2008	17.428	0,02	250	439	282	0,00	18.399
2009	9.568	-4,68	212	465	624	0,00	10.864
2010	9.989	-5,84	314	662	906	0,00	11.865
2011	12.898	-14,96	284	529	1.543	0,00	15.239
2012	12.149	-10,57	508	642	1.516	0,00	14.804
2013	11.125	-13,98	553	791	1.454	0,00	13.909
2014	10.387	-8,56	462	898	1.417	0,00	13.155
2015	12.776	-0,47	320	736	1.241	468	15.541
2016	10.133	-1,07	228	546	687	482	12.075
2017	13.460	0,04	207	389	691	520	15.267
2018	14.712	-5,38	202	388	689	312	16.298
2019	12.074	-4,84	111	250	665	186	13.282

Fuente: CNMC

Nota: Los importes corresponden a las cantidades abonadas por la demanda peninsular. Se han calculado multiplicando los precios del Cuadro 2 por la demanda peninsular.

Cuadro 4. Importes de los pagos por capacidad por concepto (incentivo a la inversión y disponibilidad) por tecnología de generación. Millones de euros

	Ciclo Combinado		Bombeo		Carbón		Fuel-Gas	Hidráulica		TOTAL
	Inc. inversión	Disp.	Inc. inversión	Disp.	Inc. inversión	Disp.	Disp.	Inc. inversión	Disp.	
2008	381,31				16,62			3,20		401,13
2009	427,97				30,64			1,58		460,19
2010	429,38				38,32			1,40		469,10
2011	486,06	5,46		0,13	55,27	2,43	0,17	1,42	0,75	551,69
2012	559,11	111,69		2,68	51,80	46,93	3,47	1,64	15,28	792,60
2013	400,90	116,92		2,45	55,50	48,04	2,28	2,96	15,50	644,55
2014	205,87	112,75		2,80	55,51	46,48	0,94	1,85	15,27	441,47
2015	199,96	108,90	0,34	2,91	55,38	42,66		1,85	15,23	427,23
2016	186,22	105,93	8,78	3,50	52,44	41,61		1,85	15,57	415,90
2017	162,83	109,46	8,78	4,14	49,52	38,99		1,85	15,62	391,19
2018	148,67	57,42	8,78		38,44	20,58		1,85		275,74
2019	123,02		8,78		25,35			1,85		159,00

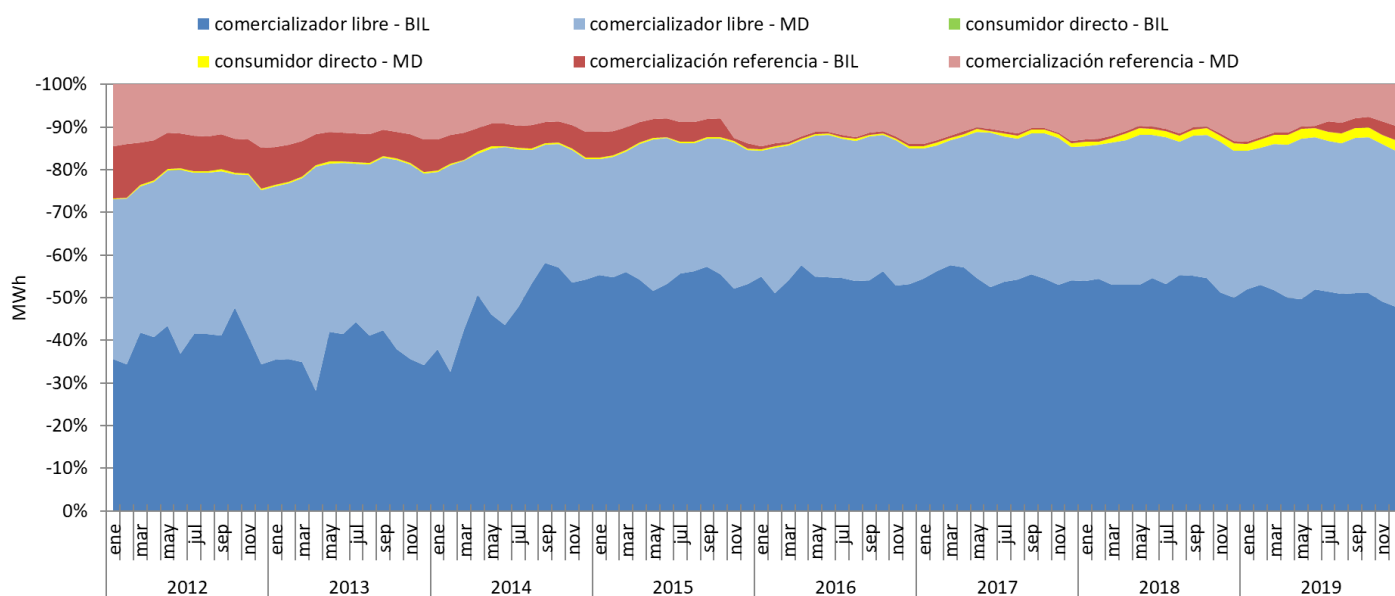
Fuente: CNMC

Nota: A partir de enero de 2018 la tecnología hidráulica y el bombeo no perciben pago por disponibilidad y a partir de julio de 2018, dejan de percibirlo el resto de tecnologías.

2.5 Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

2.5.1 Evolución del despacho en el PDBF

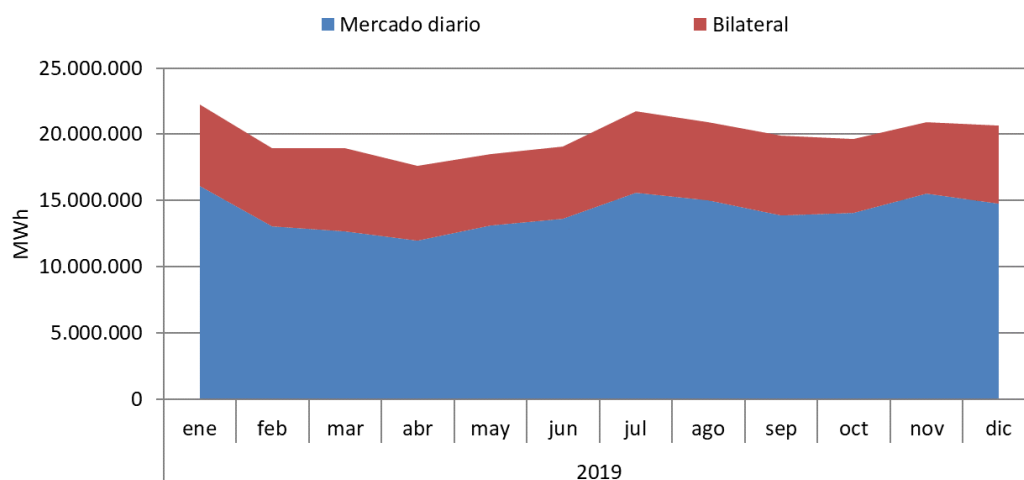
Gráfico 9. Evolución anual de las compras en Programa Diario Base de Funcionamiento PDBF (mercado diario + bilateral) de los comercializadores de referencia (COR), del resto de los comercializadores y de los consumidores directos



Fuente: CNMC

Nota: Durante noviembre y diciembre de 2015 se produce una reducción en las compras realizadas a través de bilaterales por parte de una de las COR y se mantiene durante 2016.

Gráfico 10. Energía procedente de tecnologías de generación negociada en Programa Diario Base de Funcionamiento PDBF (mercado diario + bilateral) durante el año 2019



Fuente: CNMC

2.5.2 Evolución del mix despachado en el PDBF y contratos bilaterales

Cuadro 5. Participación de cada tecnología en el Programa Base de Funcionamiento Diario (PDBF)

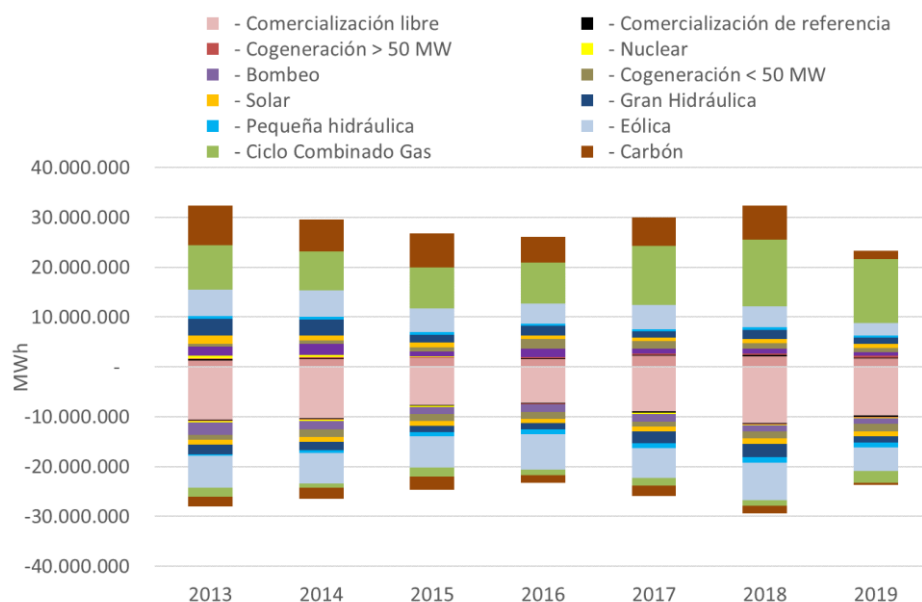
Años	Meses	Nuclear	de Cogeneración <50MW y otros	Cogen >50 MW	Renovables					Total Renovables	Carbón Litoral	Carbón Interior	Ciclo Comb. Gas	Total general
					Eólico	Pequeña Hidráulica	Solar	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.					
Total 2010		23%	12%	1%	19%	3%	2%	15%	2%	41%	6%	2%	15%	100%
Total 2011		22%	14%	2%	20%	2%	3%	12%	2%	40%	8%	3%	11%	100%
Total 2012		24%	14%	2%	22%	2%	4%	8%	2%	38%	10%	3%	9%	100%
Total 2013		22%	14%	2%	24%	3%	5%	12%	2%	45%	8%	3%	5%	100%
2014	ene	22%	14%	2%	32%	3%	2%	17%	2%	56%	4%	2%	1%	100%
	feb	24%	11%	1%	30%	3%	3%	25%	2%	62%	1%	0%	1%	100%
	mar	26%	10%	1%	25%	4%	6%	23%	2%	59%	1%	0%	1%	100%
	abr	27%	10%	2%	21%	4%	7%	24%	2%	58%	1%	0%	1%	100%
	may	23%	12%	2%	22%	3%	8%	13%	2%	49%	9%	4%	2%	100%
	jun	18%	12%	2%	17%	3%	8%	10%	1%	39%	15%	10%	3%	100%
	jul	21%	12%	2%	18%	2%	9%	9%	1%	39%	14%	9%	4%	100%
	ago	23%	12%	2%	16%	2%	9%	8%	1%	36%	13%	9%	5%	100%
	sep	24%	12%	2%	11%	2%	6%	7%	1%	27%	15%	13%	7%	100%
	oct	26%	12%	2%	18%	2%	5%	7%	2%	34%	12%	9%	5%	100%
	nov	23%	12%	2%	28%	3%	3%	10%	2%	45%	8%	5%	5%	100%
	dic	23%	11%	2%	24%	3%	3%	12%	1%	43%	9%	6%	5%	100%
Total 2014		23%	12%	2%	22%	3%	6%	14%	1%	46%	9%	6%	3%	100%
2015	ene	24%	11%	2%	23%	2%	3%	9%	1%	39%	13%	6%	5%	100%
	feb	23%	11%	2%	30%	3%	3%	14%	1%	51%	7%	3%	4%	100%
	mar	25%	12%	2%	24%	3%	6%	15%	2%	50%	6%	1%	5%	100%
	abr	25%	12%	2%	22%	3%	6%	11%	1%	44%	9%	4%	5%	100%
	may	18%	12%	2%	26%	3%	8%	12%	1%	51%	8%	4%	5%	100%
	jun	19%	12%	2%	16%	2%	8%	9%	0%	36%	16%	10%	5%	100%
	jul	21%	11%	2%	13%	2%	8%	7%	0%	30%	16%	11%	10%	100%
	ago	24%	11%	2%	15%	2%	7%	6%	1%	31%	15%	9%	7%	100%
	sep	25%	12%	2%	17%	2%	6%	7%	1%	32%	15%	7%	7%	100%
	oct	22%	13%	2%	22%	2%	4%	7%	1%	36%	15%	5%	6%	100%
	nov	21%	13%	2%	21%	2%	4%	8%	1%	36%	15%	7%	6%	100%
	dic	25%	12%	2%	19%	2%	3%	6%	1%	31%	15%	8%	7%	100%
Total 2015		23%	12%	2%	21%	2%	6%	9%	1%	39%	12%	6%	6%	100%
2016	ene	22%	12%	2%	29%	3%	2%	14%	2%	49%	7%	2%	6%	100%
	feb	20%	12%	2%	33%	3%	3%	18%	2%	59%	4%	1%	3%	100%
	mar	25%	11%	2%	28%	4%	5%	18%	2%	57%	4%	0%	2%	100%
	abr	25%	11%	2%	25%	4%	5%	23%	3%	60%	0%	0%	2%	100%
	may	21%	13%	2%	23%	4%	7%	24%	3%	62%	1%	0%	2%	100%
	jun	26%	14%	2%	20%	3%	9%	14%	2%	48%	7%	1%	3%	100%
	jul	25%	13%	2%	18%	3%	8%	10%	1%	40%	11%	4%	5%	100%
	ago	26%	13%	2%	20%	2%	9%	10%	1%	41%	10%	5%	4%	100%
	sep	26%	13%	2%	16%	2%	7%	8%	1%	34%	12%	9%	4%	100%
	oct	26%	13%	2%	14%	2%	4%	8%	1%	29%	10%	11%	9%	100%
	nov	19%	13%	2%	21%	2%	3%	6%	1%	34%	12%	10%	10%	100%
	dic	22%	13%	2%	15%	2%	2%	8%	2%	29%	14%	11%	10%	100%

Años	Meses	Nuclear	Cogeneración de <50MW y otros	Cogen >50 MW	Renovables					Total Renovables	Carbón Litoral	Carbón Interior	Ciclo Comb. Gas	Total general
					Eólico	Pequeña Hidráulica	Solar	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.					
Total 2016		24%	12%	2%	22%	3%	5%	13%	2%	45%	8%	4%	5%	100%
2017	ene	23%	11%	2%	21%	1%	2%	8%	1%	34%	14%	10%	7%	100%
	feb	25%	13%	2%	27%	3%	3%	8%	2%	42%	10%	7%	2%	100%
	mar	28%	14%	2%	27%	3%	5%	12%	2%	50%	3%	2%	2%	100%
	abr	29%	14%	2%	26%	3%	8%	9%	3%	49%	5%	2%	1%	100%
	may	23%	14%	2%	21%	3%	8%	9%	2%	43%	11%	5%	2%	100%
	jun	21%	13%	2%	17%	2%	8%	7%	1%	35%	13%	7%	9%	100%
	jul	21%	13%	2%	17%	2%	9%	5%	1%	34%	13%	5%	12%	100%
	ago	26%	13%	2%	18%	2%	8%	6%	1%	35%	8%	4%	11%	100%
	sep	26%	14%	2%	18%	2%	8%	6%	2%	35%	9%	4%	10%	100%
	oct	23%	14%	2%	19%	1%	6%	6%	1%	33%	12%	7%	9%	100%
	nov	18%	13%	2%	21%	1%	4%	5%	2%	32%	13%	9%	14%	100%
	dic	23%	12%	2%	27%	2%	2%	6%	1%	37%	11%	7%	9%	100%
Total 2017		24%	13%	2%	21%	2%	6%	7%	2%	38%	10%	6%	7%	100%
2018	ene	24%	13%	2%	28%	3%	3%	8%	2%	44%	7%	4%	6%	100%
	feb	23%	13%	2%	26%	3%	3%	9%	1%	43%	10%	5%	4%	100%
	mar	20%	12%	2%	38%	4%	4%	17%	2%	64%	1%	0%	1%	100%
	abr	21%	14%	2%	27%	5%	6%	22%	2%	62%	1%	0%	1%	100%
	may	21%	15%	2%	20%	4%	7%	17%	2%	51%	7%	1%	3%	100%
	jun	21%	15%	2%	18%	4%	8%	17%	2%	50%	7%	2%	3%	100%
	jul	24%	15%	2%	16%	3%	10%	14%	1%	44%	9%	5%	2%	100%
	ago	26%	14%	2%	19%	3%	8%	11%	1%	43%	10%	4%	1%	100%
	sep	27%	14%	2%	15%	2%	6%	11%	1%	36%	15%	5%	0%	100%
	oct	26%	14%	2%	24%	2%	4%	8%	1%	40%	10%	4%	4%	100%
	nov	19%	14%	2%	26%	3%	3%	9%	1%	41%	12%	5%	7%	100%
	dic	22%	14%	2%	25%	4%	3%	10%	1%	44%	11%	2%	5%	100%
Total 2018		23%	13%	2%	21%	3%	5%	12%	2%	42%	9%	4%	7%	100%
2019	ene	23%	13%	2%	29%	2%	3%	8%	1%	43%	9%	3%	6%	100%
	feb	25%	14%	2%	22%	4%	5%	10%	1%	42%	8%	1%	8%	100%
	mar	28%	15%	2%	28%	3%	7%	9%	1%	48%	1%	0%	5%	100%
	abr	27%	16%	2%	30%	3%	6%	8%	1%	49%	2%	0%	5%	100%
	may	22%	15%	2%	27%	3%	9%	8%	1%	48%	0%	0%	13%	100%
	jun	25%	14%	2%	18%	2%	9%	6%	1%	37%	1%	0%	21%	100%
	jul	24%	13%	2%	15%	2%	8%	6%	0%	30%	1%	1%	29%	100%
	ago	25%	13%	2%	15%	2%	8%	5%	0%	30%	0%	1%	30%	100%
	sep	25%	13%	2%	21%	1%	7%	5%	0%	34%	0%	1%	24%	100%
	oct	23%	14%	2%	20%	2%	6%	4%	0%	32%	0%	2%	26%	100%
	nov	17%	13%	2%	38%	3%	3%	9%	1%	54%	0%	1%	13%	100%
	dic	21%	13%	2%	29%	4%	3%	19%	1%	56%	0%	1%	6%	100%
Total 2019		24%	14%	2%	24%	3%	6%	8%	1%	42%	2%	1%	16%	100%

Fuente: CNMC

2.6 Mercados intradiarios

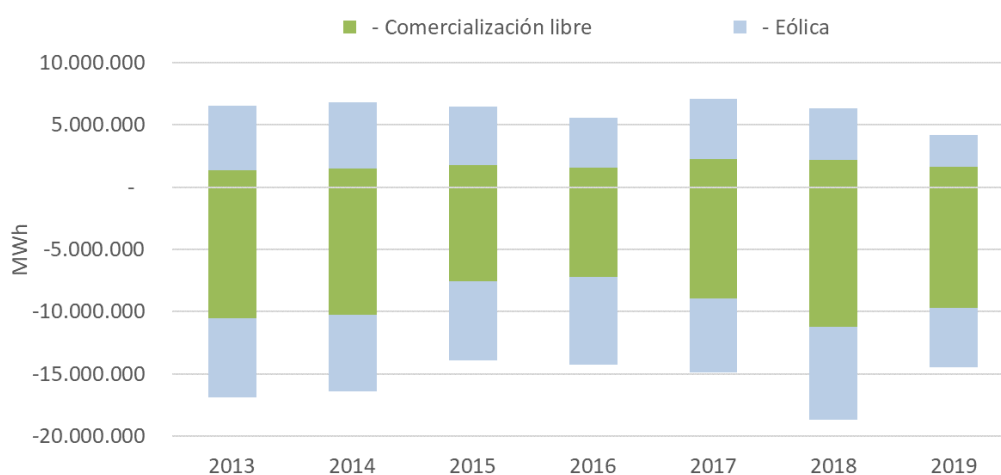
Gráfico 11 - Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo)



Fuente: CNMC

Nota: Se muestra, para 2018, la suma de la energía negociada en el mercado intradiario de subastas y en el continuo.

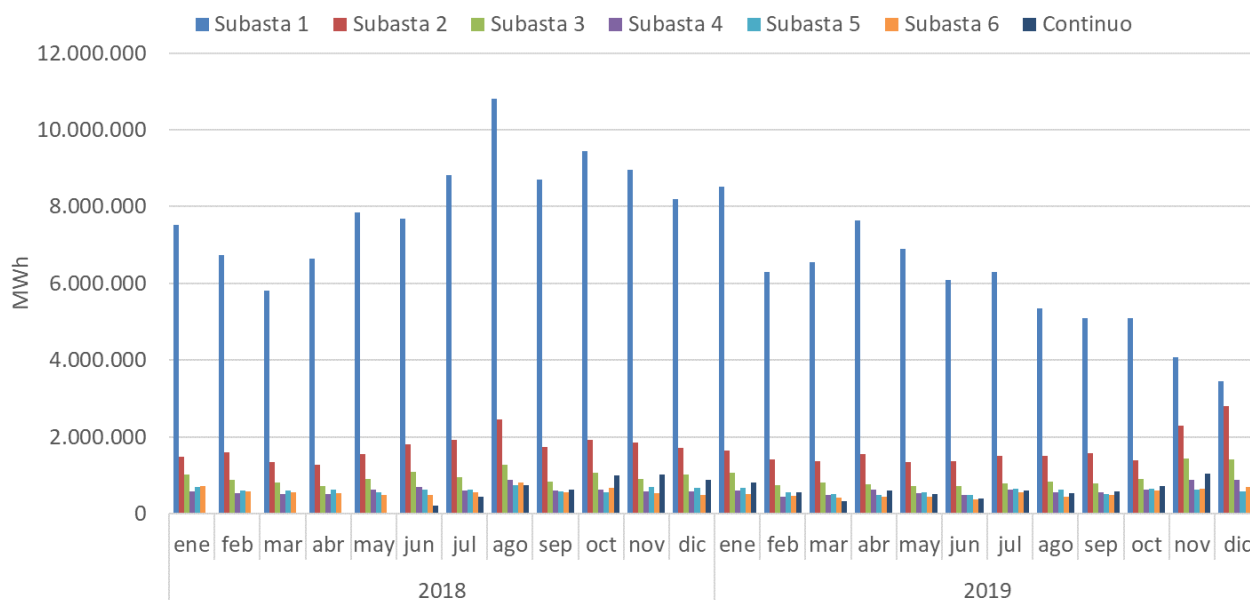
Gráfico 12. Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo) de la energía eólica y de los comercializadores libres



Fuente: CNMC

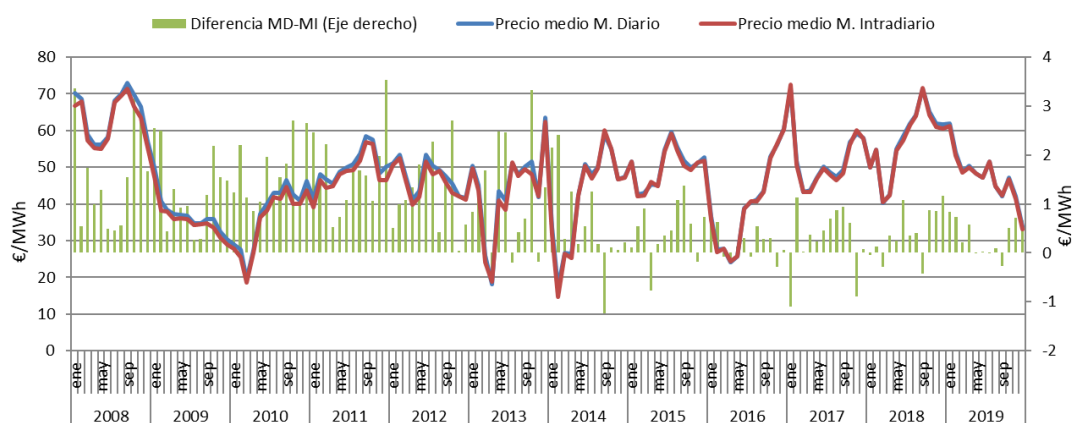
Nota: Se muestra, para 2018, la suma de la energía negociada en el mercado intradiario de subastas y en el continuo.

Gráfico 13. Volumen mensual de ventas de energía en las subastas del mercado intradiario y en el mercado intradiario continuo. Años 2018 y 2019



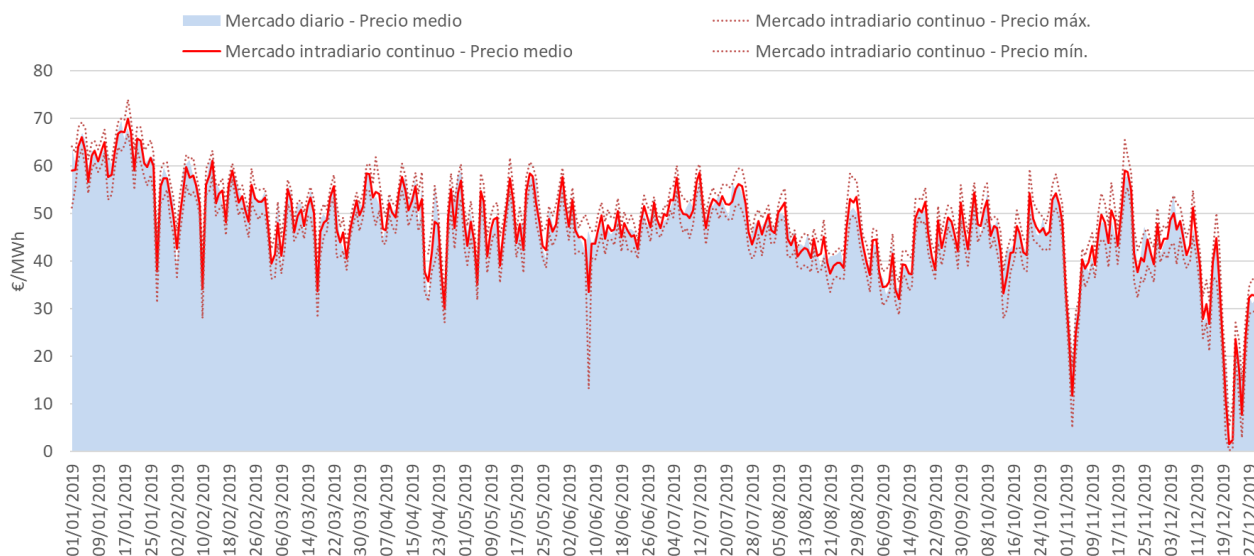
2.6.1 Mercado intradiario de subastas

Gráfico 14 - Evolución anual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario de subastas



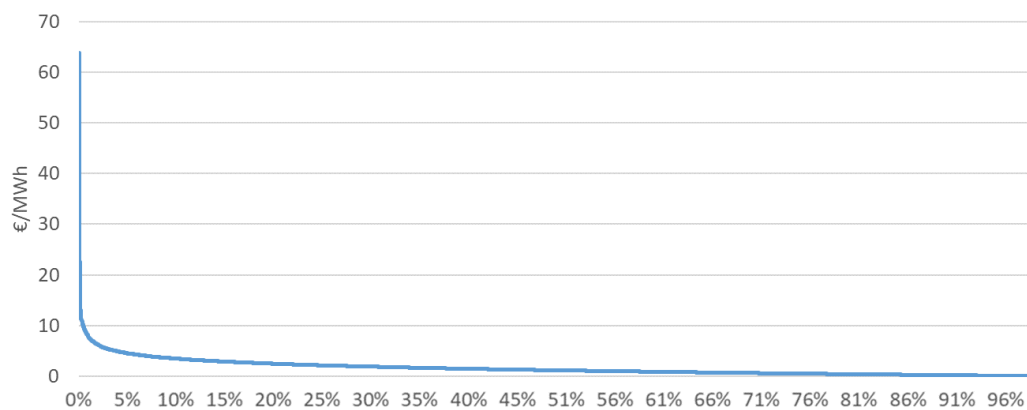
2.6.2 Mercado intradiario continuo

Gráfico 15. Evolución del precio máximo, mínimo y medio diario del mercado intradiario continuo en 2019 frente al del mercado diario



Fuente: CNMC

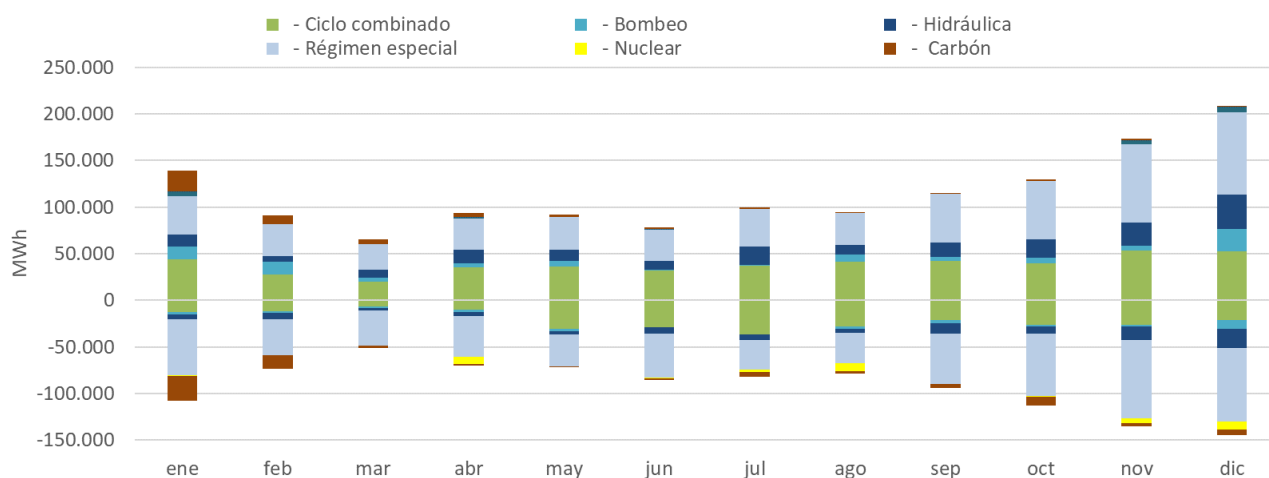
Gráfico 16. Distribución acumulada de las diferencias entre el precio del mercado intradiario de subastas y el precio medio horario del mercado intradiario continuo. Año 2019



Fuente: CNMC

Nota: Se han considerado las diferencias de precio en valor absoluto para eliminar el sentido de la diferencia.

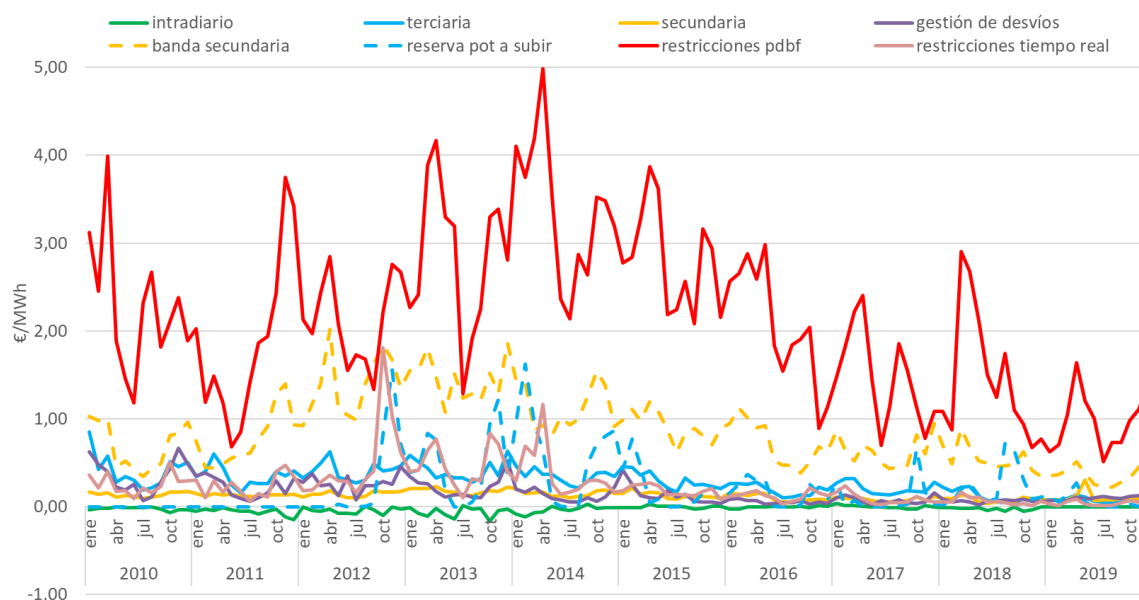
Gráfico 17. Compras y ventas de energía (ventas con signo positivo) en el mercado intradiario continuo por tecnología de generación en 2019



Fuente: CNMC

2.7 Los servicios de ajuste del sistema

Gráfico 18. Sobrecoste que representa cada servicio de ajuste sobre la energía consumida en barras de central



Fuente: CNMC

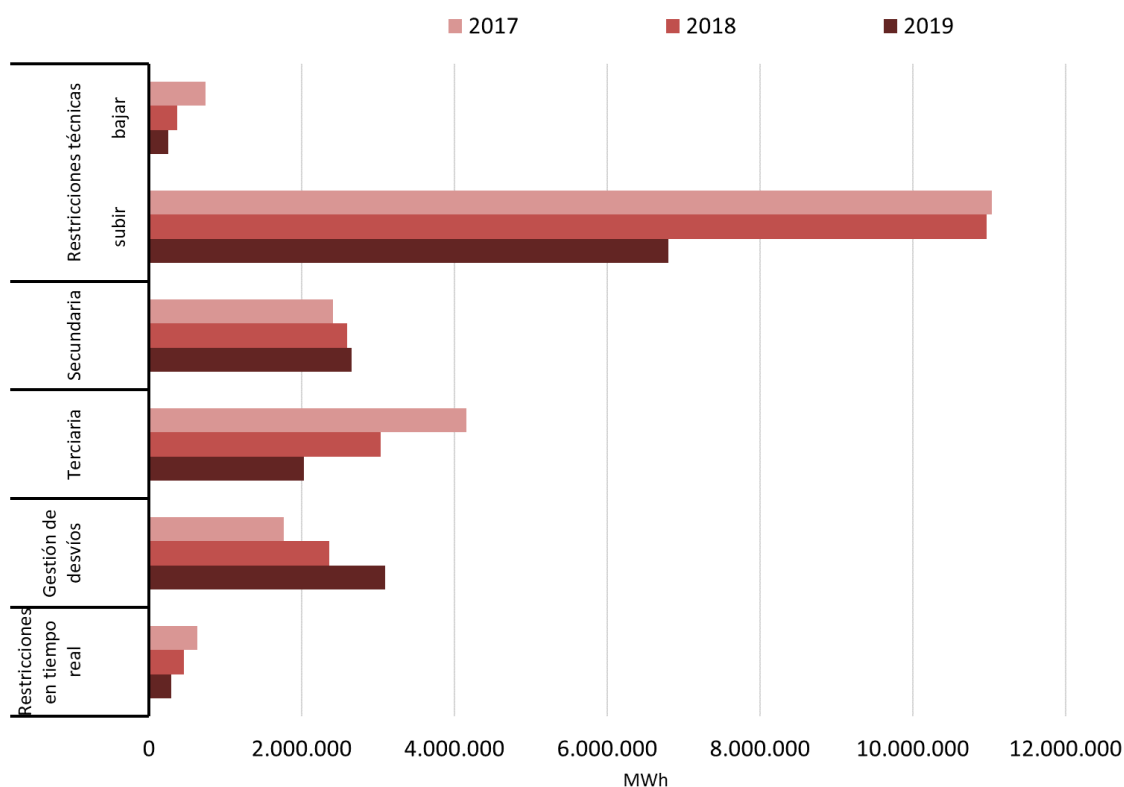
Nota: Cada sobrecoste se calcula como la diferencia entre el coste del servicio y su valoración al precio del mercado diario en cada hora, dividido entre la energía finalmente consumida.

Cuadro 6. Evolución del importe de los sobrecostos de servicios de ajuste con respecto al precio del mercado diario 2010-2019 (en millones de euros)

Años	Restricciones al PDBF	Banda de secundaria	Reserva de potencia a subir	Secundaria	Terciaria	Gestión de desvíos	Restricciones en tiempo real
2010	594	181	-	36	107	92	68
2011	469	192	-	33	88	57	60
2012	522	338	62	36	99	66	119
2013	681	350	107	44	100	54	111
2014	809	269	142	36	83	30	89
2015	691	225	48	32	74	34	45
2016	515	178	38	25	48	14	31
2017	366	160	27	21	53	19	23
2018	371	139	57	21	31	16	17
2019	239	91	14	26	20	26	11

Fuente: CNMC

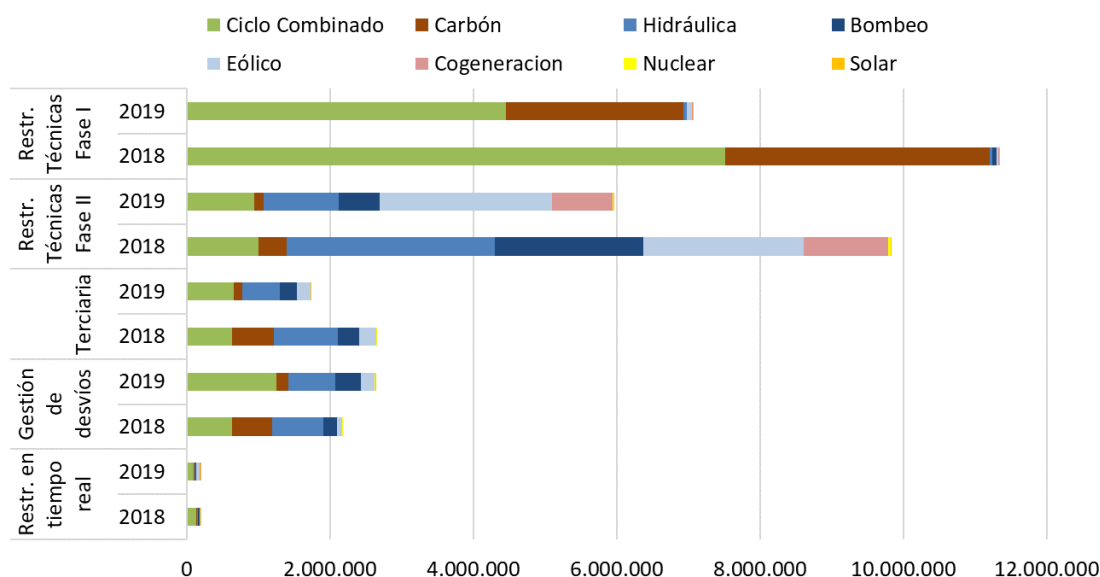
Gráfico 19. Volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema



Fuente: CNMC

Nota: Volumen calculado como la suma de los valores absolutos de la energía a subir y bajar, excepto en el segmento de restricciones técnicas, que se muestra separadamente la energía a subir y a bajar.

Gráfico 20. Energía gestionada en servicios de ajuste por tecnología de generación

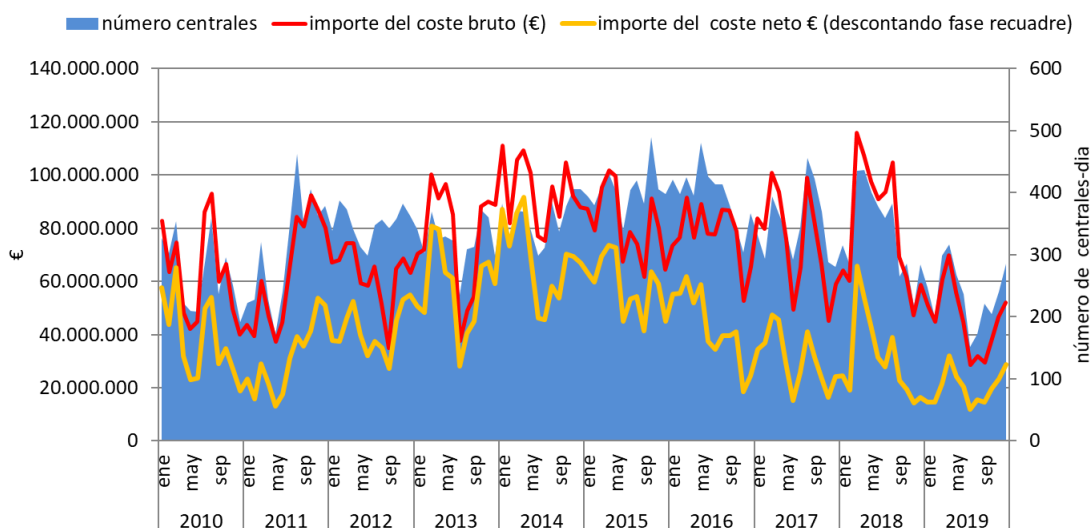


Fuente: CNMC

Nota: Volumen calculado como la suma de los valores absolutos de la energía a subir y bajar.

2.7.1 Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento

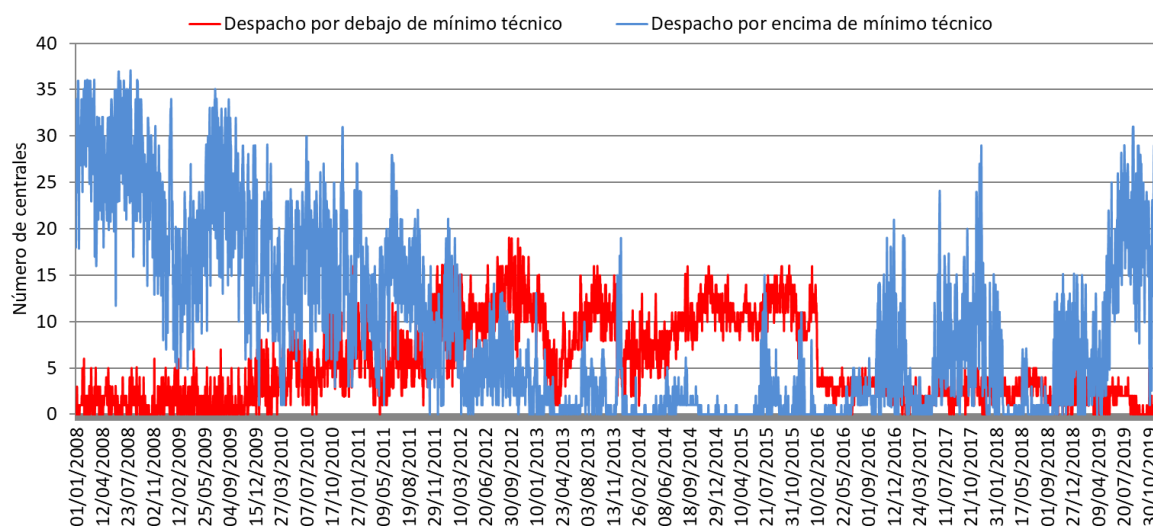
Gráfico 21. Restricciones técnicas al PDBF: importe del coste bruto y neto frente al número de centrales-día programadas por restricciones en cada mes



Fuente: CNMC

Nota: El coste neto se obtiene descontando el ahorro que supone compensar estas energías en la fase de recuadre (fase II de restricciones).

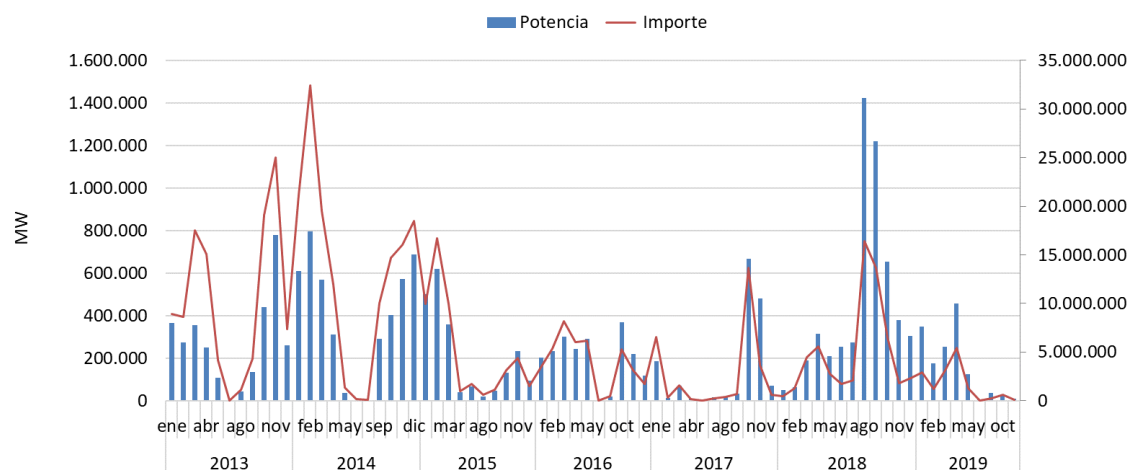
Gráfico 22. Número diario de centrales de ciclo combinado despachadas en el PDBF con programas factibles (por encima de mínimo técnico) y no factibles (por debajo de mínimo técnico)



Fuente: CNMC

2.7.2 Reserva de potencia a subir

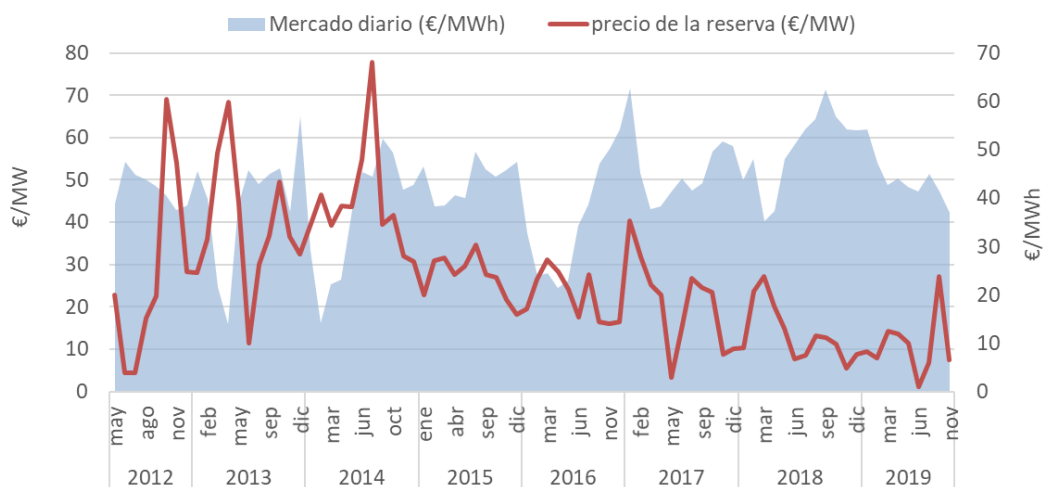
Gráfico 23. Evolución del volumen de reserva a subir (MW) y del importe (miles de €)



Fuente: CNMC

Nota: El mercado de reserva de potencia adicional a subir fue eliminado en noviembre de 2019.

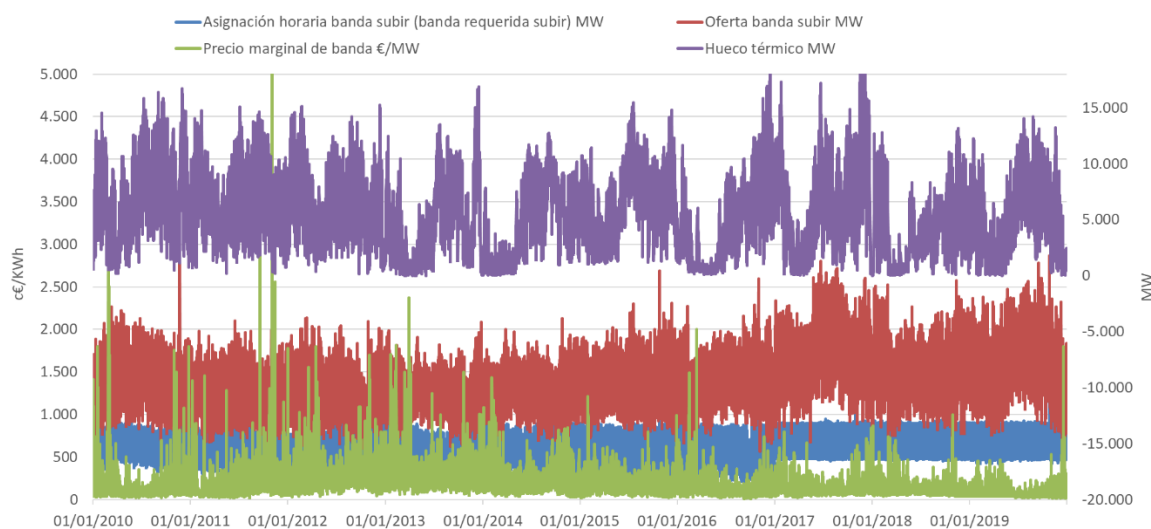
Gráfico 24. Coste unitario de la reserva a subir €/MW



Fuente: CNMC

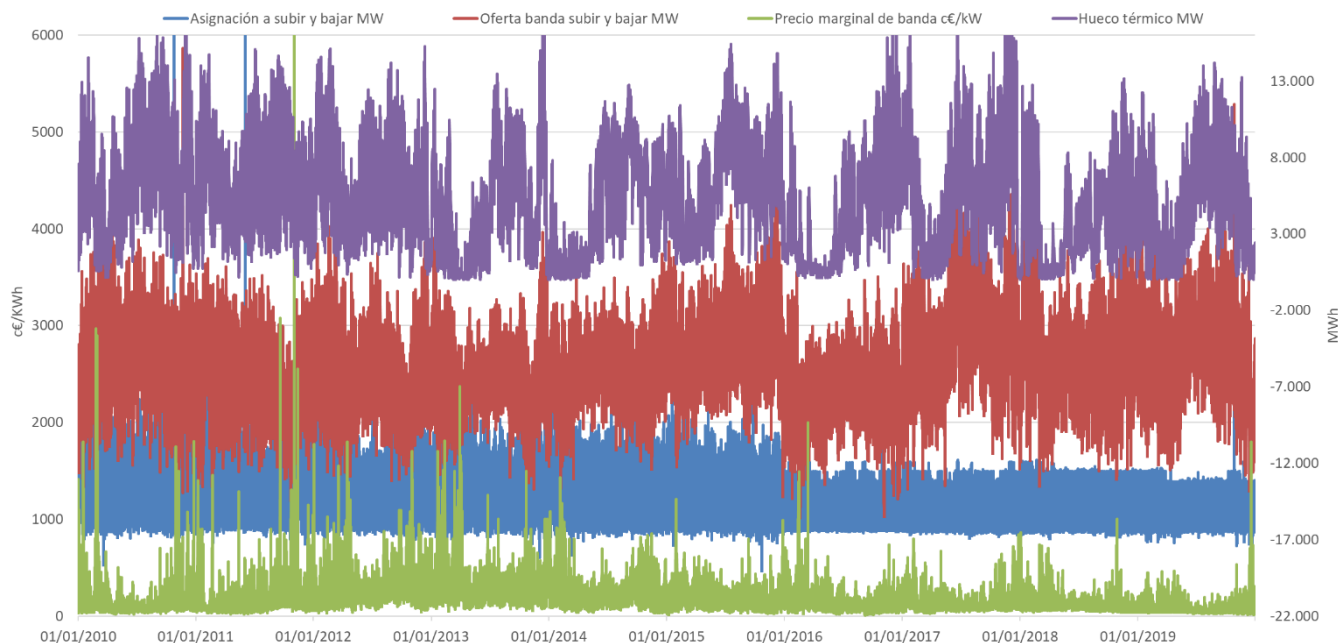
2.7.3 Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria

Gráfico 25. Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria a subir



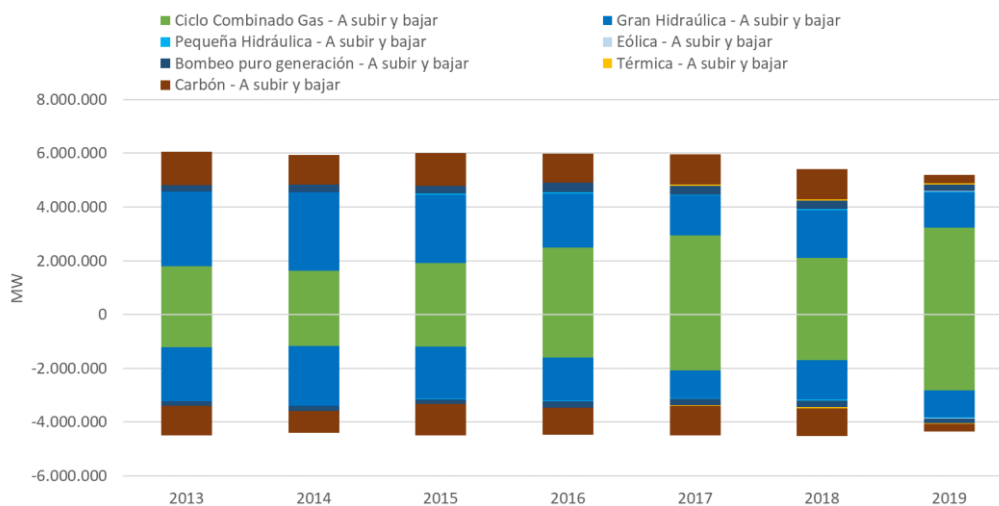
Fuente: CNMC

Gráfico 26 . Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria en ambos sentidos, considerando incumplimientos y reserva residual adicional (BS1+BS2)



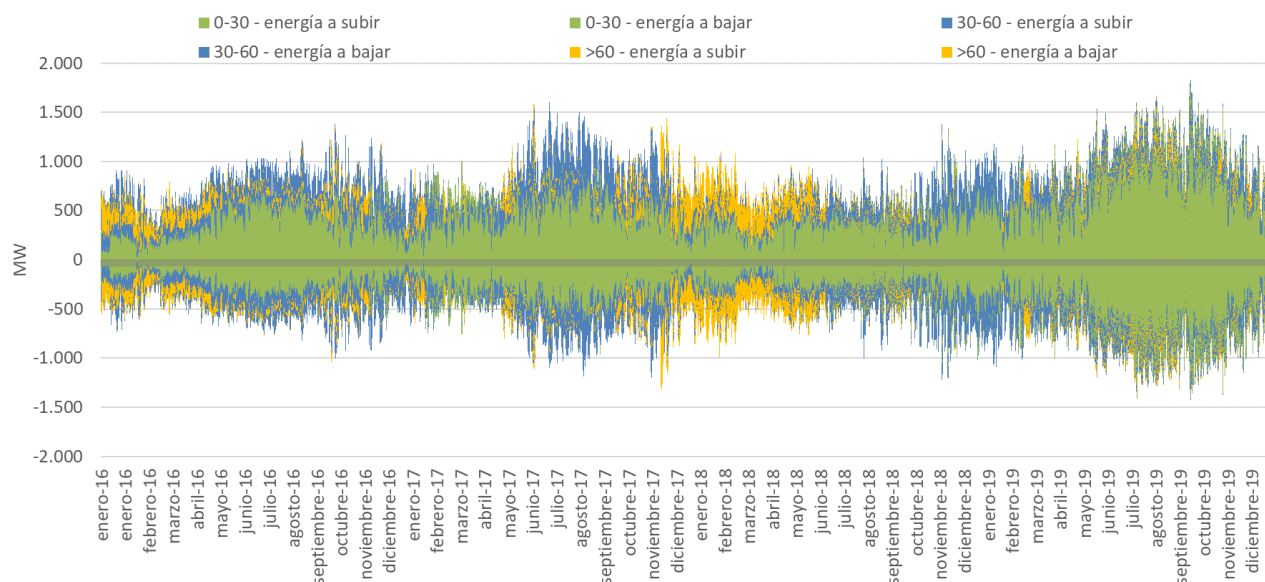
Fuente: CNMC

Gráfico 27 . Banda secundaria asignada a subir y bajar por tecnología (MW)



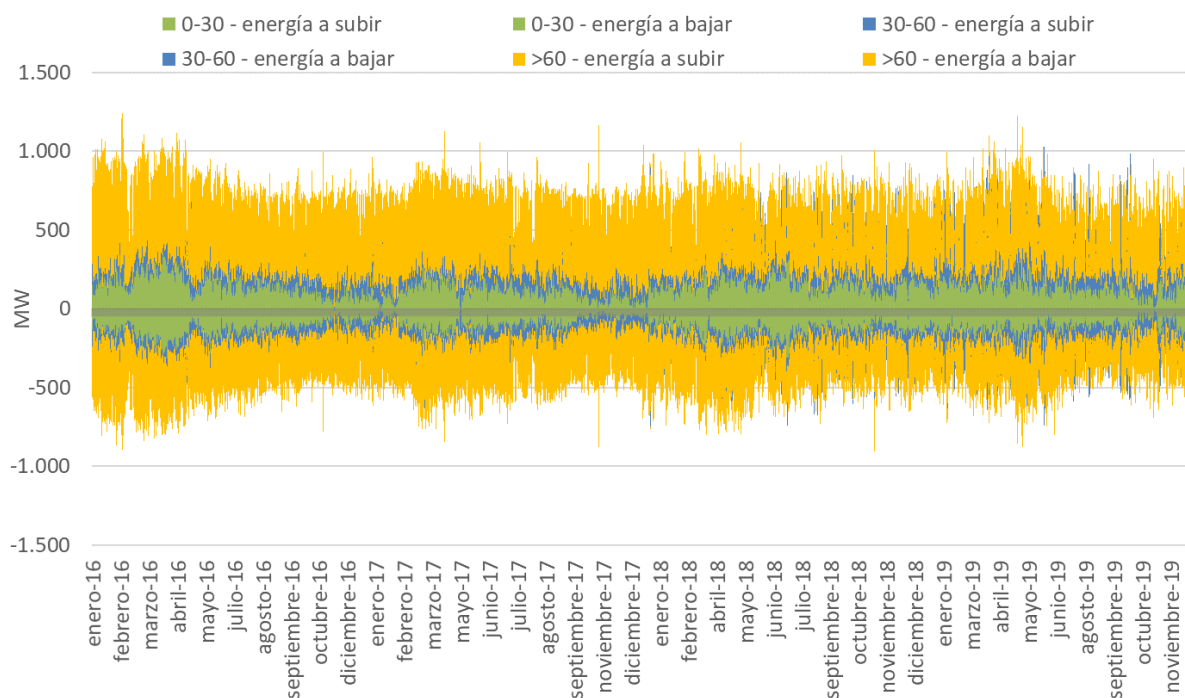
Fuente: CNMC

Gráfico 28. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales térmicas



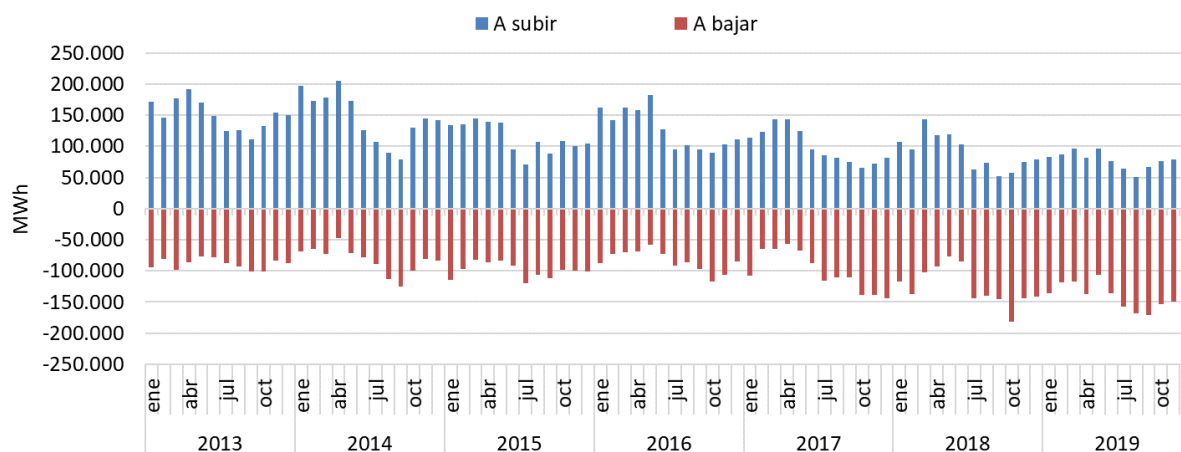
Fuente: CNMC

Gráfico 29. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales hidráulicas



Fuente: CNMC

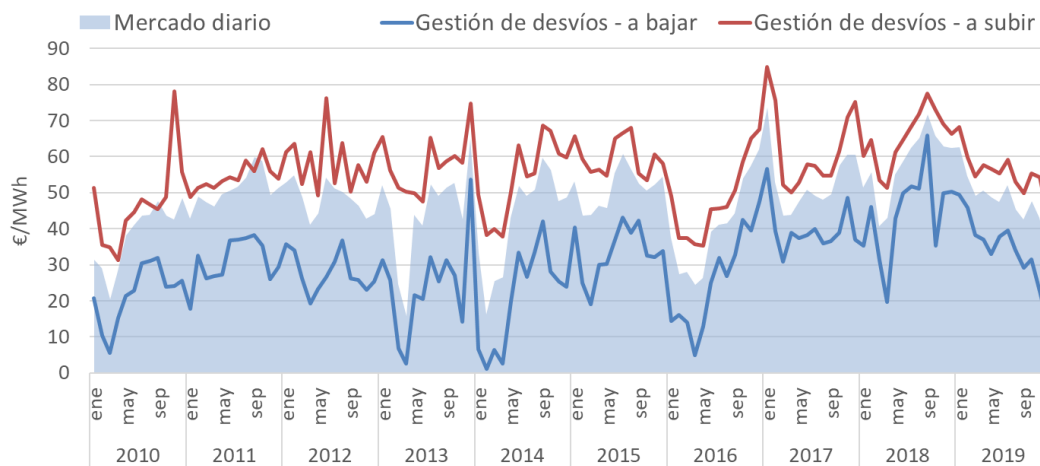
Gráfico 30. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación secundaria a subir y bajar



Fuente: CNMC

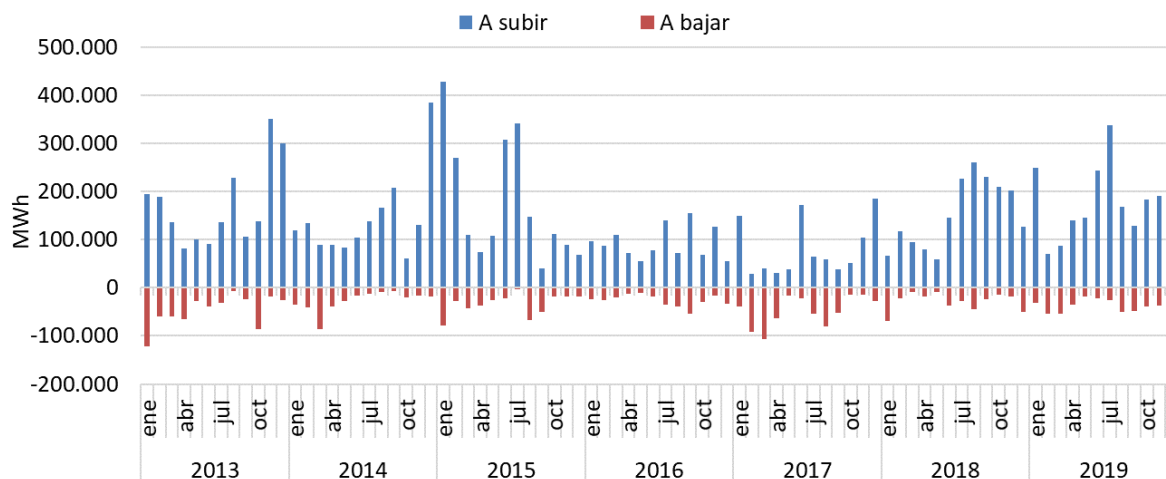
2.7.4 Gestión de desvíos

Gráfico 31. Evolución mensual del precio del servicio de gestión de desvíos



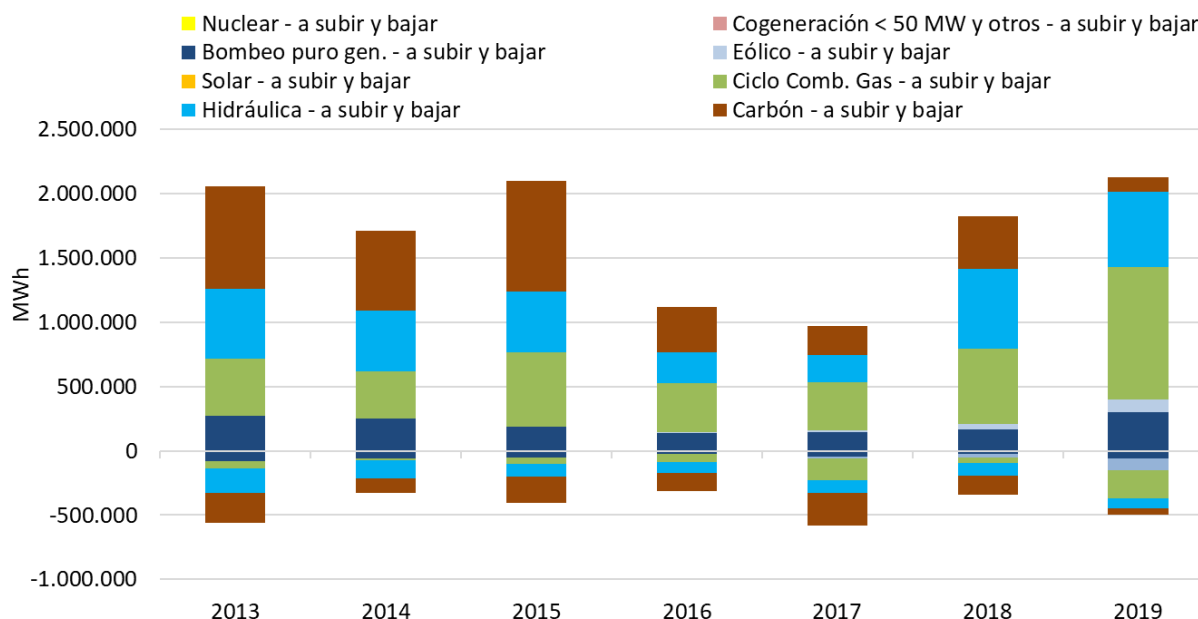
Fuente: CNMC

Gráfico 32. Evolución mensual del volumen programado del servicio de gestión de desvíos⁵



Fuente: CNMC

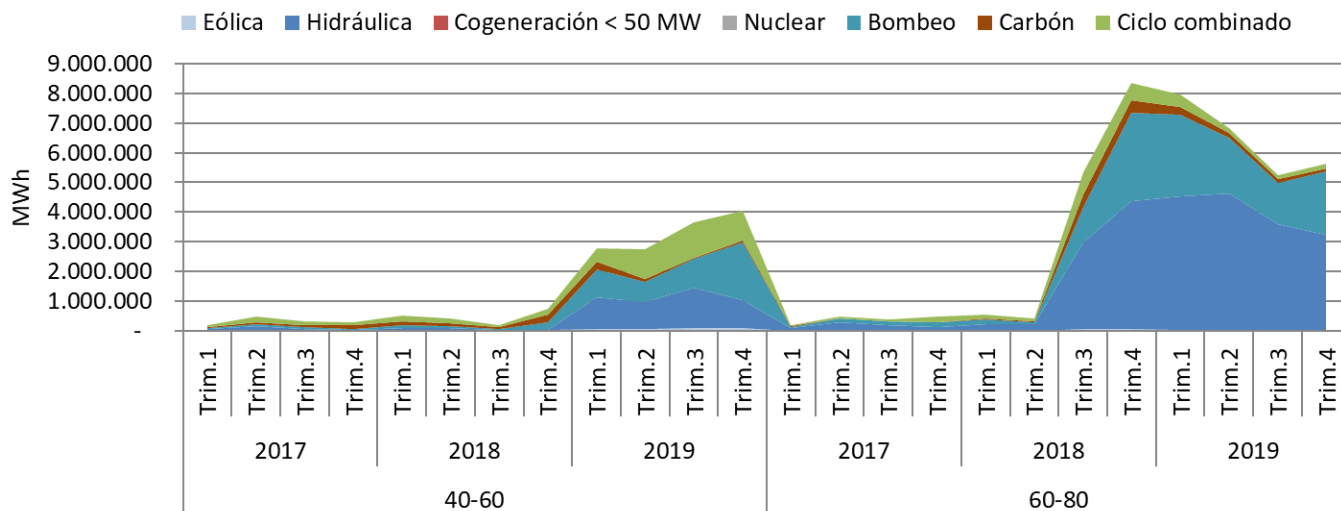
Gráfico 33. Evolución de la energía terciaria a subir y a bajar asignada por tecnología 2013-2019



Fuente: CNMC

⁵ A partir del inicio del mercado intradiario continuo (XBID), la energía de gestión de desvíos es asignada horariamente. Para ello, las ofertas son presentadas 55 minutos antes de la hora de suministro y los resultados son comunicados a los agentes antes o durante el minuto 30 de la hora de suministro.

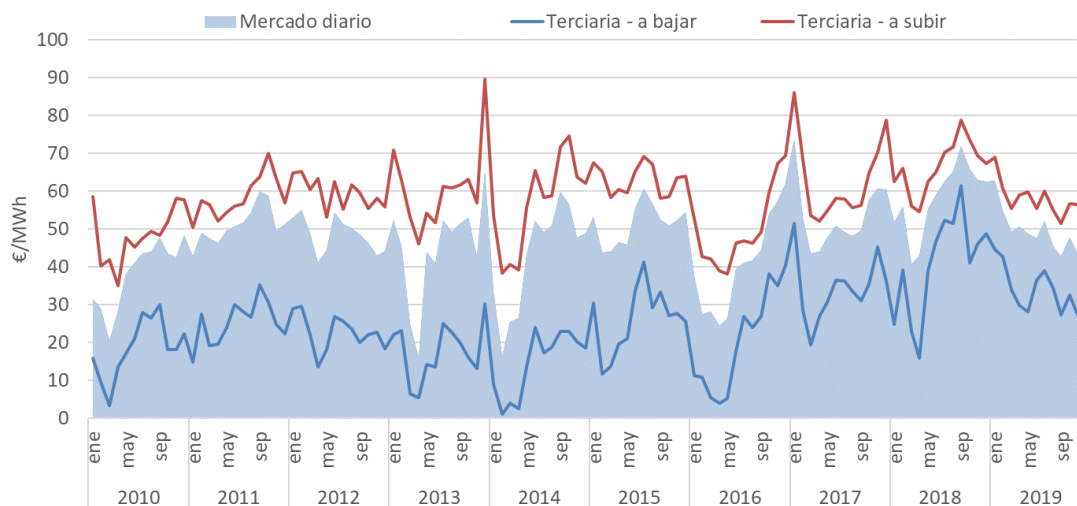
Gráfico 34. Evolución de la energía ofertada trimestral de gestión de desvíos a subir 2017-2019 (Diferenciando bandas de precio 40-60 y 60-80 €/MWh)



Fuente: CNMC

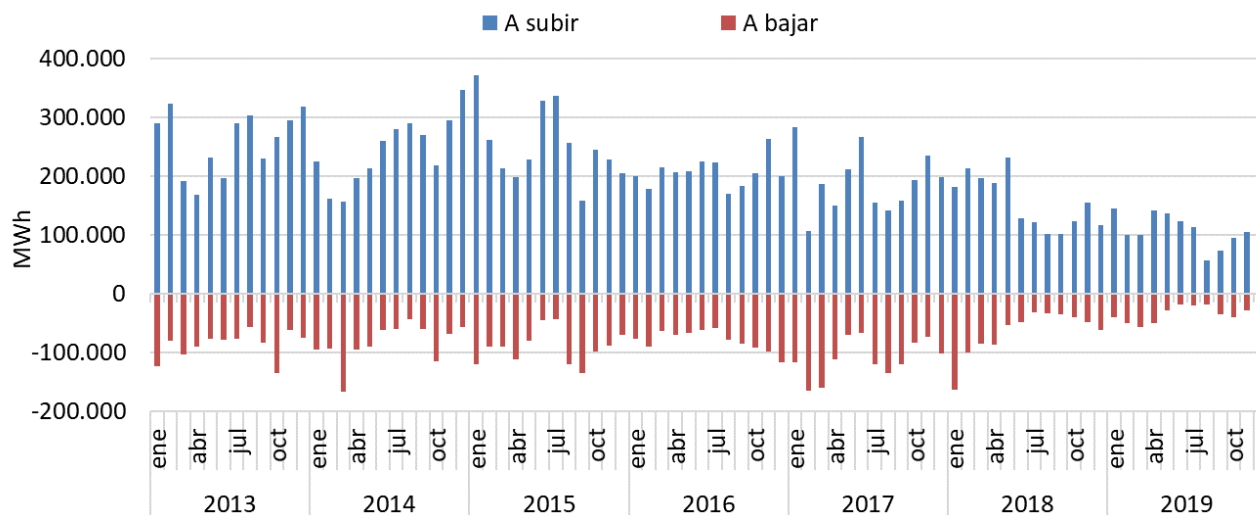
2.7.5 Energía de regulación terciaria

Gráfico 35. Precios medios ponderados mensuales de la energía de terciaria a subir y bajar frente al precio del mercado diario



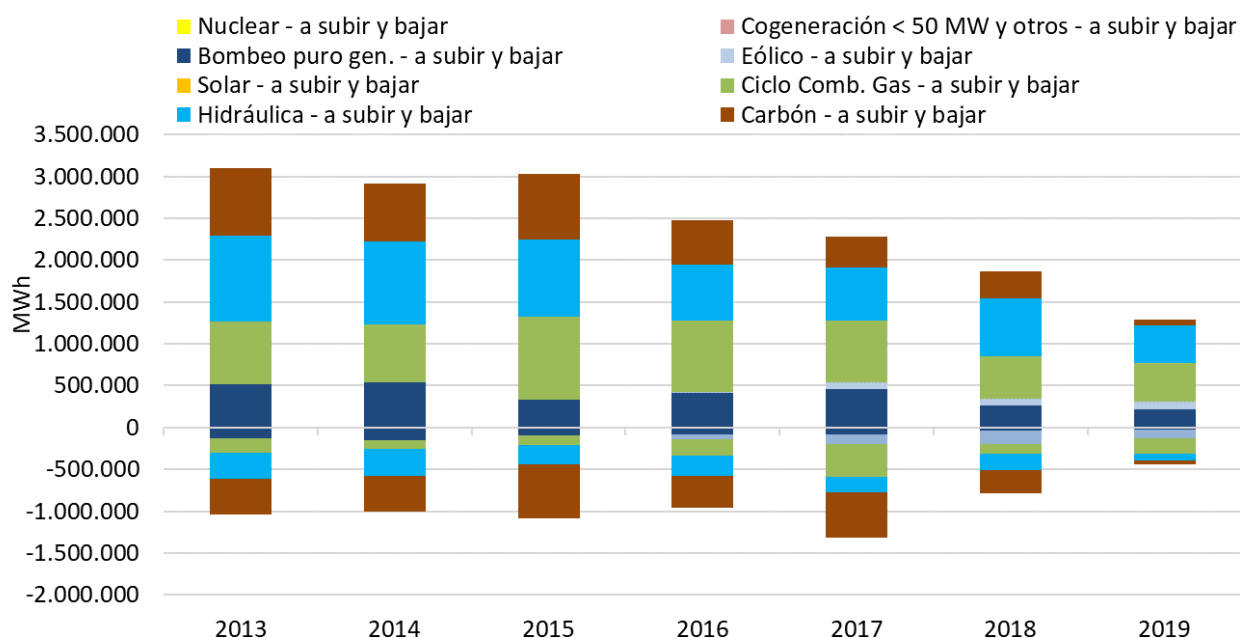
Fuente: CNMC

Gráfico 36. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación terciaria a subir y bajar



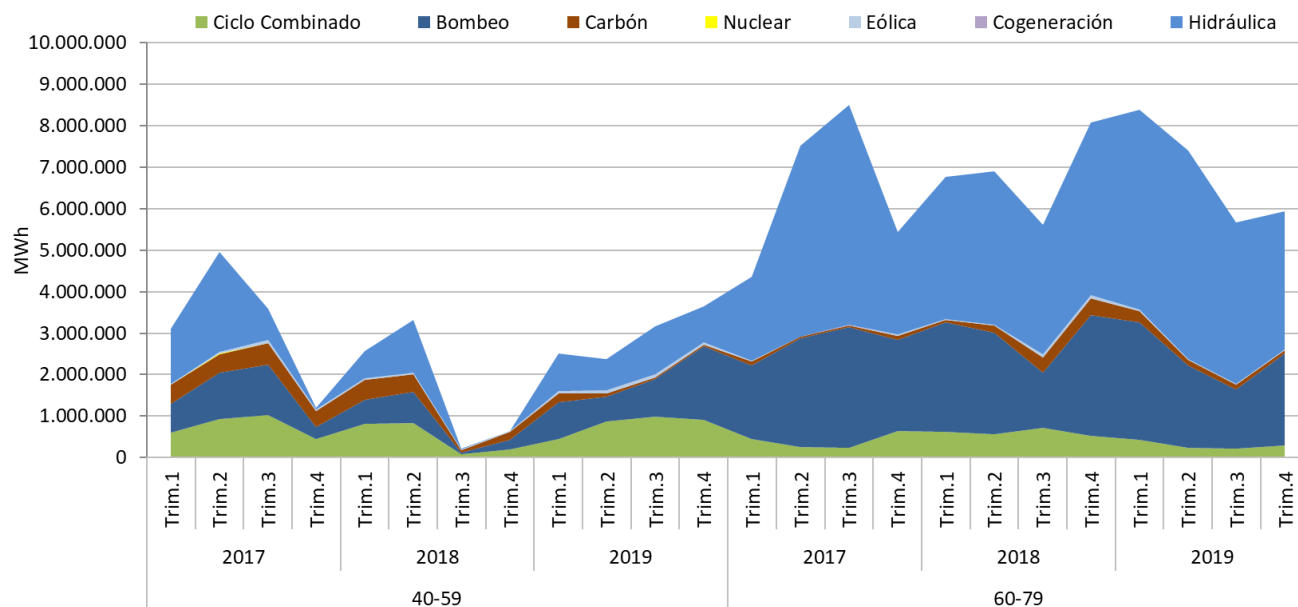
Fuente: CNMC

Gráfico 37. Evolución de la energía terciaria a subir y a bajar asignada por tecnología 2013-2019



Fuente: CNMC

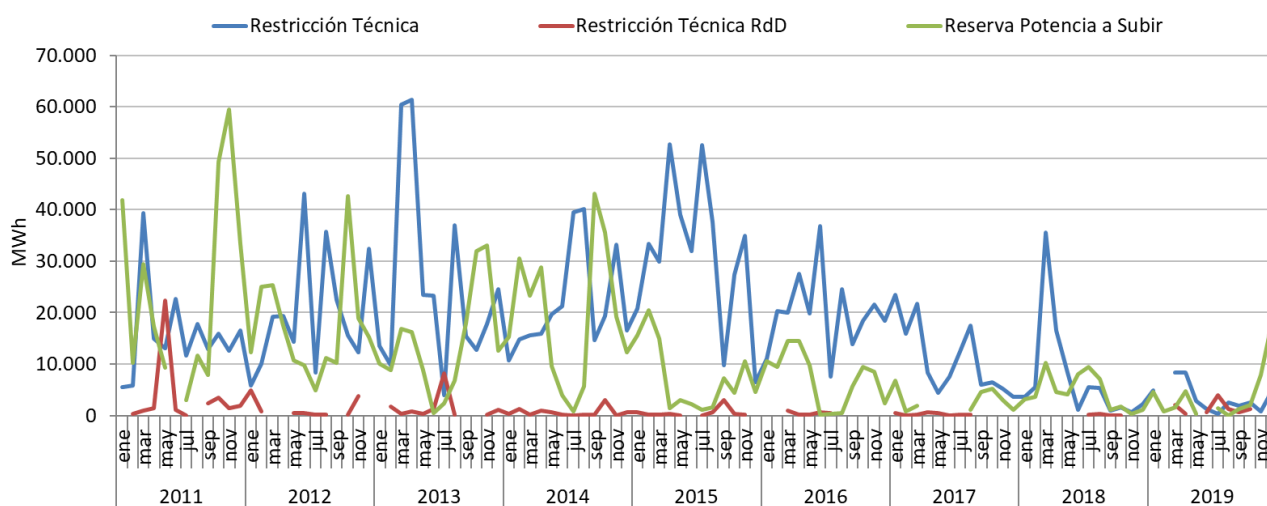
**Gráfico 38. Evolución de la energía ofertada trimestral de terciaria a subir 2017-2019
(Diferenciando bandas de precio 40-59 y 60-79 €/MWh)**



Fuente: CNMC

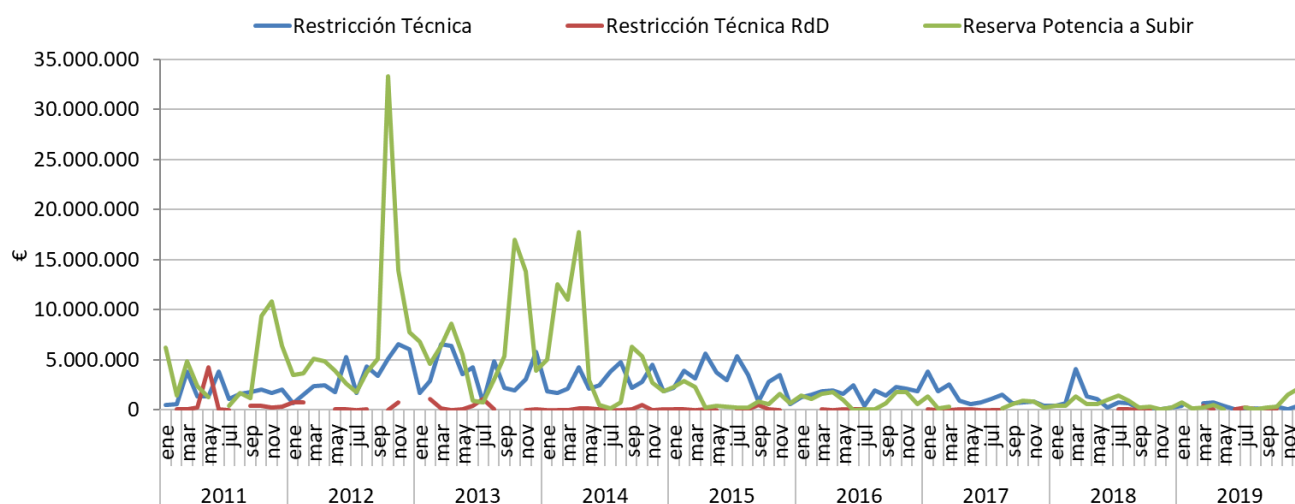
2.7.6 Restricciones técnicas en tiempo real

Gráfico 39. Energía programada en restricciones en tiempo real



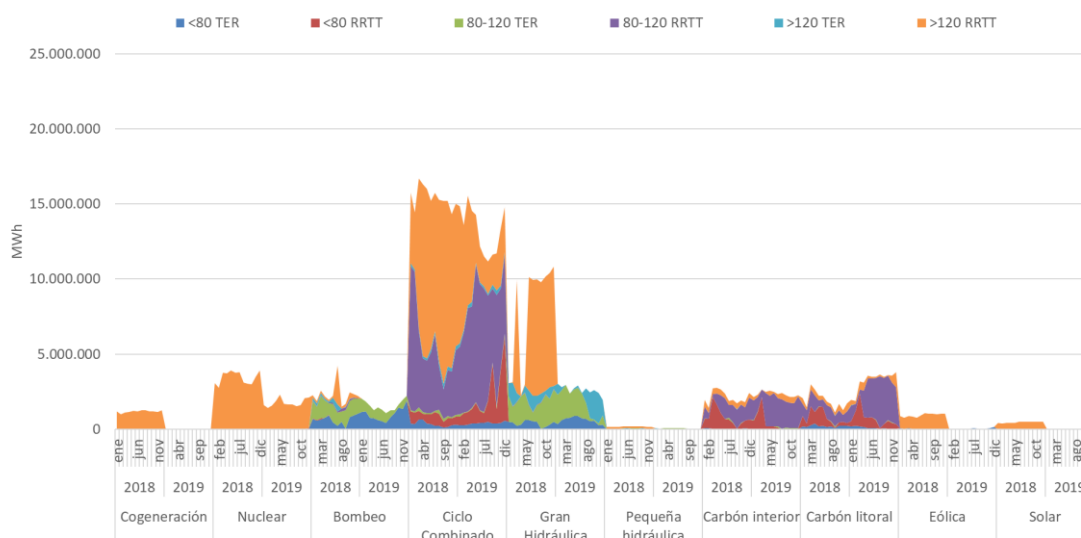
Fuente: CNMC

Gráfico 40. Importe resultante de la programación en restricciones en tiempo real



Fuente: CNMC

Gráfico 41. Volumen de energía disponible de terciaria y restricciones para redespatchos en tiempo real por banda de precio (€/MWh). 2018-2019



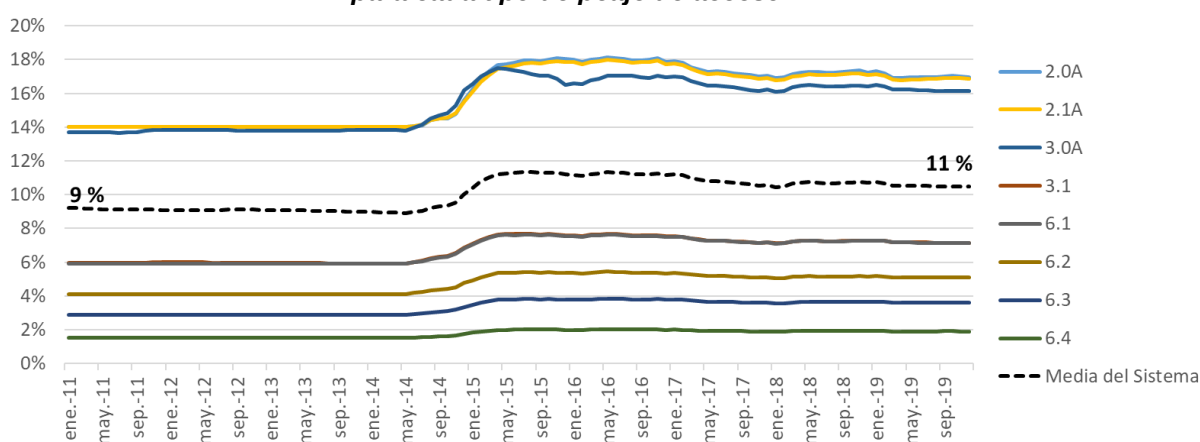
Nota: La valoración económica se ha realizado seleccionando la oferta de terciaria, o en su defecto la oferta a restricciones simple o compleja en caso de programa nulo en programa horario final.

2.8 Coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, que establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica introdujo una modificación sustancial del tratamiento de las pérdidas, estableciendo a partir de junio de 2014 un coeficiente de ajuste horario que aplica sobre el coeficiente de pérdidas estándar de tal forma que el consumo

medido elevado a barras de central coincida exactamente con la generación, haciendo así desaparecer el segmento de cierre⁶. A partir de abril de 2015, el segmento de cierre del mercado ya no existe, y son los propios comercializadores los responsables de comprar en el mercado diario la mejor estimación disponible de la energía que les correspondería del segmento desaparecido. En consecuencia, desde entonces, los comercializadores compran la energía de sus clientes elevada a barras de central con el coeficiente estándar de pérdidas y adicionalmente, con el coeficiente derivado de dicha estimación.

Gráfico 42. Pérdidas medias registradas durante los 12 meses anteriores a cada fecha para cada tipo de peaje de acceso



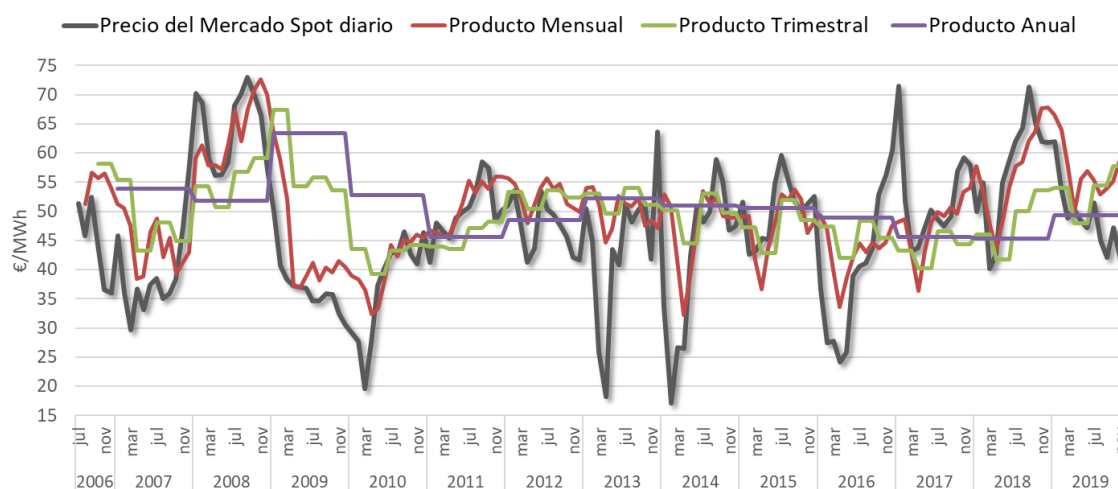
Fuente: CNMC

Nota: A los efectos del cálculo de las pérdidas medias, las curvas de carga de cada grupo tarifario se han confeccionado distribuyendo la demanda en consumo de cada periodo tarifario, entre las horas que componen dicho periodo tarifario, con la excepción de los consumidores de baja tensión, para los que se han considerado los perfiles finales publicados por REE en su página web.

⁶ Antes del 1 de julio de 2009, la energía demandada en el mercado de producción coincidía con la energía producida, ya que la demanda asignada a los distribuidores se calculaba como diferencia entre la producción y la demanda de la comercialización libre. Así mientras que las medidas de los clientes en comercializadoras se calculaba elevando a barras de central las medidas de contador de sus clientes utilizando los coeficientes de pérdidas estándares y perfiles de consumo correspondientes, la demanda de los distribuidores se determinaba como la medida de contador en fronteras de transporte/distribución, incrementada en las pérdidas de transporte que le correspondan a cada distribuidor, y detrayendo la medida de los clientes liberalizados dentro de su área de distribución. Este ajuste horario que realizaban los distribuidores permitía que en cada hora el consumo en barras de central coincidiera con la generación. Desde el 1 de julio de 2009, la función de suministro que venían haciendo los distribuidores, es reemplazada por los comercializadores de último recurso, (posteriormente denominados de referencia), que al igual que el resto de comercializadoras, compran en el mercado de acuerdo a la energía que van a consumir sus clientes, elevada a barras de central mediante las pérdidas estándares y teniendo en cuenta unos perfiles de consumo estándares, que reparten la energía diaria/mensual de forma horaria. En este modelo aparece una diferencia entre la medida del consumo elevada a barras de central y la energía generada que se denomina “cierre” de energía. Este segmento desaparece en abril de 2015.

2.9 Mercados a plazo⁷

Gráfico 43. Evolución mensual de la cotización de contratos de futuros carga base con subyacente precio spot de electricidad en zona española versus precio del mercado spot mensual

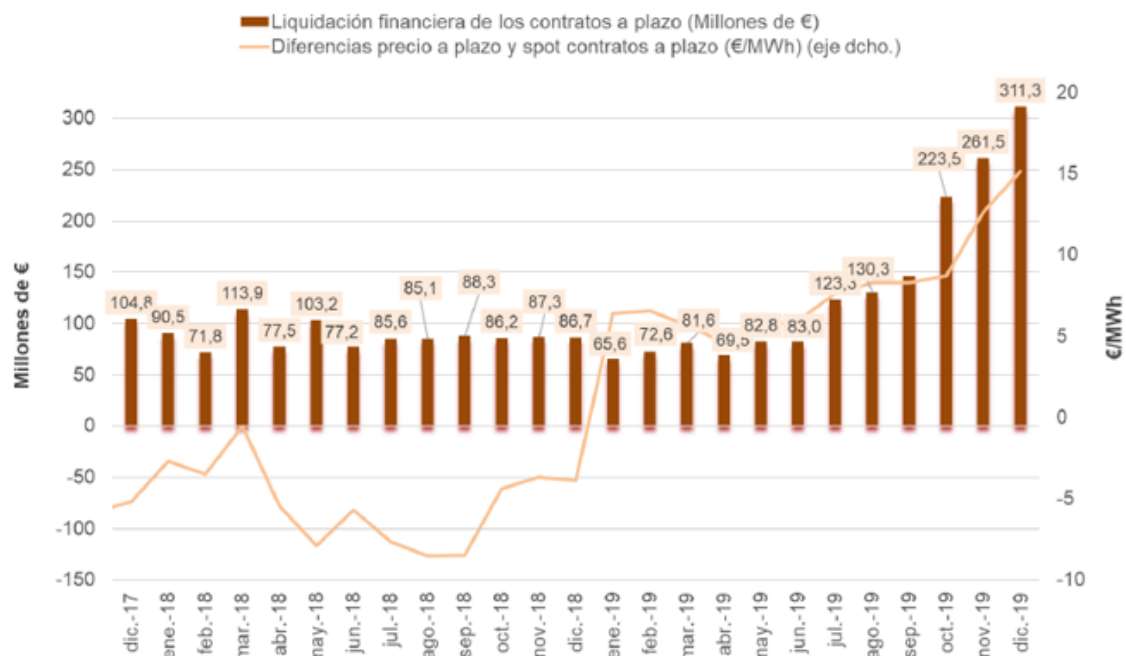


Fuente: OMIP y CNMC

Nota: Las referencias OMIP se han construido con la media de las cotizaciones de los productos con entrega en cada periodo.

⁷ Informes mensuales de Seguimiento de los Mercados a Plazo de energía eléctrica en España de 2018: <https://www.cnmc.es/expedientes/isde00318>

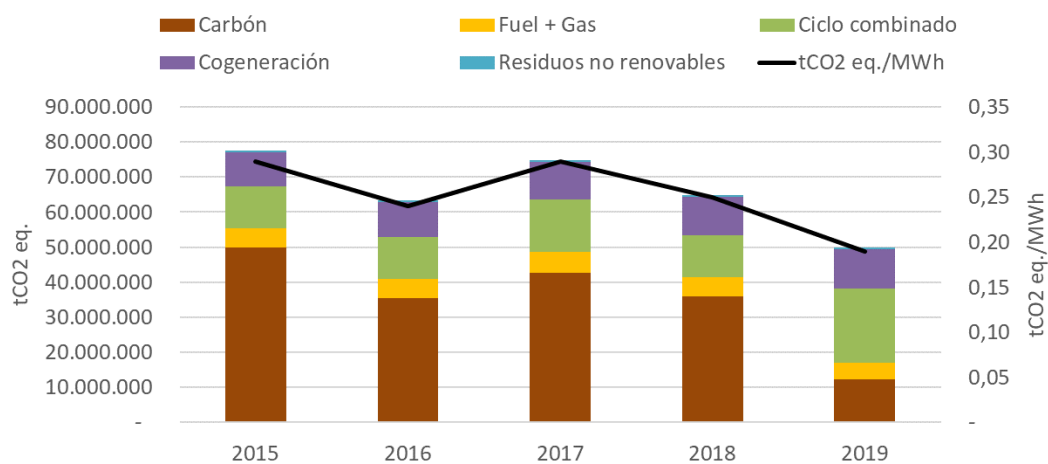
Gráfico 44. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (en millones de € y €/MWh) a 31 de dic. de 2019



Fuente: CNMC, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

2.10 Evolución de las emisiones de CO₂

Gráfico 45. Evolución de las emisiones de CO₂ y del factor de emisión de CO₂ en generación eléctrica por tecnología



Fuente: REE

Cuadro 7. Variación de las emisiones de CO₂

	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Carbón	-29%	21%	-16%	-66%
Fuel + Gas	5%	4%	-5%	-15%
Ciclo combinado	-1%	25%	-21%	79%
Cogeneración	3%	9%	3%	2%
Residuos no renovables	5%	0%	-7%	-9%
tCO2 eq./MWh	-17%	21%	-14%	-24%

Fuente: REE

3 EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

La valoración del estado de la competencia en los mercados mayoristas pasa por considerar un amplio conjunto de factores de estructura del mercado que se analizan a continuación.

3.1 Número de agentes en el mercado de generación

Cuadro 8. Número de agentes de generación y de comercialización en el mercado eléctrico

	Generadores	Comercializadores
2008	111	60
2009	112	102
2010	78	133
2011	75	142
2012	77	175
2013	78	207
2014	81	246
2015	86	278
2016	89	310
2017	87	330
2018	92	355
2019	101	370

Fuente: CNMC

Nota. Se han considerado como agentes aquellos con unidades ofertantes activas en mercado diario sin agregar por grupo empresarial. Se han incluido en los agentes comercializadores los consumidores directos a mercado.

3.2 Análisis de la concentración del mercado

La definición de mercado, tanto desde el punto de vista del producto como de su dimensión geográfica debe permitir identificar a aquellos competidores reales de las empresas afectadas que pueden limitar el comportamiento de éstas o impedirles actuar con independencia de cualquier presión que resulte de una competencia efectiva. Desde esta perspectiva, la definición permite, calcular las cuotas de mercado, que aportan una información significativa con respecto al poder de mercado de una determinada empresa.

Desde una perspectiva de producto, como ya se ha dicho anteriormente, el mercado mayorista eléctrico se configura como el conjunto de transacciones económicas al por mayor entre agentes vendedores y compradores de electricidad en los mercados organizados de contado y a plazo, así como mediante las transacciones en el mercado no organizado (Over-the-Counter o OTC) y la negociación de contratos bilaterales entre generadores, comercializadores⁸ y/o clientes.

⁸ Incluyendo unidades de exportación e importación

Con carácter general, en lo que concierne a los mercados diarios y a la contratación a plazo, donde pueden participar todos los generadores y otros agentes del mercado, cabe considerar que se trata realmente de un único producto desde el punto de vista de la demanda: la entrega física de un kWh en un determinado momento y punto del sistema eléctrico. Desde el punto de vista de la oferta, la energía es negociada indistintamente en el mercado diario y a través de contratos bilaterales, en función de la relación existente en cada momento entre los precios del mercado y los costes de las tecnologías habitualmente inframarginales. Con respecto a los mercados a plazo financieros, no se dispone de información completa de la estructura de los mercados de derivados con liquidación financiera y, en particular, de los mercados OTC, por lo que no se analizan en este apartado.

En lo que concierne a los servicios complementarios y a la gestión de desvíos no se plantea estrictamente su definición como mercado separado, pero debe tenerse en cuenta que en estos servicios la oferta potencial, con carácter general, procede únicamente de centrales de generación consideradas como gestionables por el operador del sistema (tecnologías de carbón, ciclos combinado, fuel-gas, hidráulica modulable y determinadas centrales del anterior Régimen Especial), por lo que se realiza un análisis independiente de estos mercados.

Finalmente, en el caso de la resolución de restricciones técnicas zonales parece apropiado definir un mercado de producto separado, debido a que se trata de restricciones en el sistema de transporte que pueden determinar situaciones en las cuales, dependiendo del nivel de la demanda de la zona y de las características de las instalaciones de generación, son resueltas solamente por las centrales más cercanas, configurando así mercados zonales diferenciados en el ámbito del mercado mayorista.

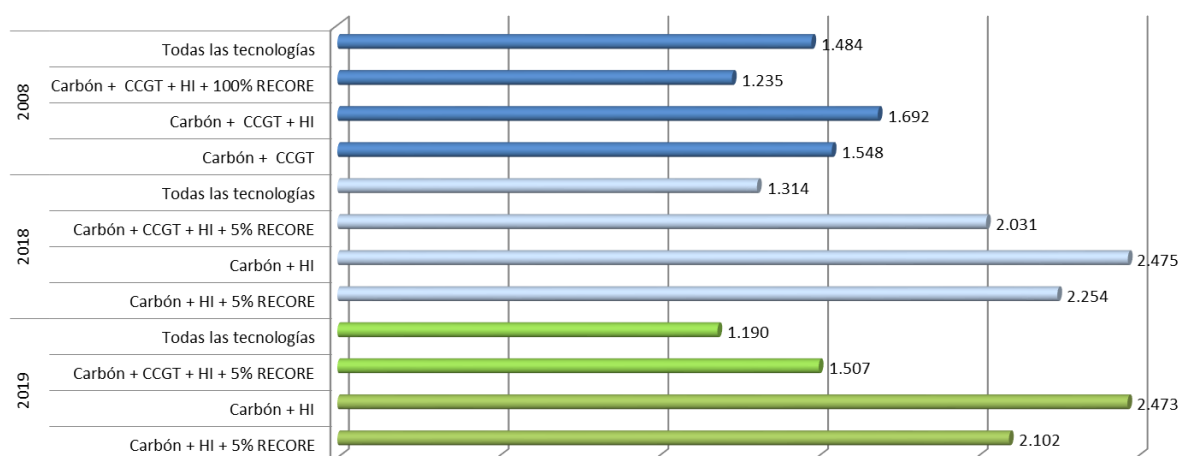
A efectos de definir el ámbito geográfico de un mercado eléctrico es habitual considerar tanto el tamaño de la capacidad de interconexión con respecto a la demanda punta o al total de capacidad instalada, como las posibles diferencias regulatorias que pudieran obstaculizar el comercio entre países. De esta forma se pretende establecer en qué medida un consumidor puede sustituir efectivamente la electricidad producida localmente mediante electricidad importada. El sistema peninsular español presenta, en general, un grado de interconexión limitado con otros países.

De acuerdo con lo indicado anteriormente, el análisis se ha realizado en los distintos mercados del mercado mayorista: Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF, que incluye mercado diario + bilaterales) en el ámbito del MIBEL, los mercados de reserva de potencia, secundaria, terciaria, gestión de desvíos, y Programa horario operativo (P48) en el ámbito del sistema eléctrico español peninsular (El P48 incluye la programación de los servicios de ajuste, y dado que los generadores portugueses no pueden participar en los servicios de

ajuste solicitados por el operador del sistema español, se considera únicamente el ámbito nacional), y el mercado de restricciones técnicas a nivel zonal.

3.2.1 Programa Diario Base de Funcionamiento⁹

Gráfico 46. Índices HHI según distintas tecnologías en el PDBF en el ámbito del MIBEL



Fuente: CNMC

Nota: Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR. El despacho de las instalaciones RECORE se considera agrupado por cada uno de sus representantes.

Cuadro 9. Cuotas de generación de los principales grupos empresariales e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL considerando todas las tecnologías

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	EDP	NTGY	VIESGO	AXPO	ACCIONA	REPSOL	ENERGYA VM	CEPSA	WIND TO MARKET	NEXUS	OTROS	HHI
2008	27%	22%	13%	16%	1%	4%	3%	0%	1%	2%	1%	1%	9%	1.484
2009	20%	23%	13%	11%	4%	7%	3%	0%	2%	2%	2%	1%	11%	1.176
2010	19%	24%	12%	9%	3%	8%	5%	0%	2%	2%	2%	2%	11%	1.255
2011	23%	21%	12%	7%	2%	9%	5%	0%	3%	3%	2%	2%	11%	1.251
2012	23%	18%	16%	8%	2%	9%	5%	0%	3%	2%	2%	2%	9%	1.236
2013	21%	19%	20%	7%	1%	8%	6%	0%	3%	2%	3%	2%	7%	1.407
2014	22%	21%	20%	6%	1%	7%	5%	1%	2%	2%	3%	2%	7%	1.445
2015	22%	18%	19%	8%	2%	7%	5%	1%	2%	2%	3%	2%	8%	1.384
2016	19%	21%	19%	7%	2%	8%	5%	1%	3%	2%	3%	2%	8%	1.337

⁹ El análisis de los niveles de concentración del Programa Diario Base de Funcionamiento se ha calculado, por una parte, teniendo en cuenta todas las tecnologías y por otra, referido únicamente a las tecnologías retirables y, en particular, a aquellas que habitualmente compiten en el margen: Por tanto, la energía nuclear y la mayor parte de la producción de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos (producción RECORE), no se considera. Se ha considerado como tecnología retirable desde 2014 un 5% de la producción RECORE, ya que tras la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, su producción se ve retribuida por el precio resultante del mercado diario, y en torno a un 5% de esta energía, ha dejado de ser precio aceptante, resultando únicamente despachada a partir de unos ciertos umbrales de precio (ver capítulo 3.7).

2017	23%	17%	18%	6%	3%	8%	6%	1%	3%	3%	2%	2%	9%	1.306
2018	20%	19%	20%	6%	3%	6%	6%	1%	3%	2%	3%	2%	9%	1.314
2019	17%	19%	19%	6%	0%	8%	5%	5%	3%	3%	2%	2%	11%	1.190

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR.

La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Cuadro 10. Cuotas de generación de los principales grupos empresariales e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL considerando tecnologías marginales

AÑO	ENDESA	EDP	IBERDROLA	NATURGY	VIESGO	REPSOL	AXPO	ACCIONA	CEPSA	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	OTROS	HHI
2008	29%	16%	16%	25%	2%	1%	0%	0%	1%	0,0%	0,0%	10%	1.692
2009	21%	18%	18%	18%	7%	1%	0%	0%	1%	0,0%	0,0%	16%	1.366
2010	20%	15%	23%	17%	7%	1%	0%	2%	1%	0,0%	0,0%	14%	1.544
2011	40%	16%	22%	7%	3%	0%	2%	3%	0%	0,6%	0,4%	6%	2.409
2012	43%	22%	11%	8%	3%	0%	2%	3%	0%	0,6%	0,5%	7%	2.556
2013	36%	20%	19%	10%	2%	0%	2%	4%	0%	0,6%	0,5%	6%	2.176
2014	36%	18%	22%	10%	2%	0%	1%	4%	0%	0,4%	0,5%	6%	2.264
2015	35%	22%	16%	10%	3%	0%	1%	3%	0%	0,3%	0,4%	9%	2.170
2016	27%	19%	21%	12%	3%	0%	1%	3%	1%	0,4%	0,4%	12%	1.870
2017	33%	23%	12%	10%	4%	0%	1%	2%	2%	0,4%	0,3%	12%	1.945
2018	31%	21%	17%	9%	3%	0%	1%	4%	1%	0,5%	0,4%	12%	2.031
2019	17%	27%	17%	10%	0%	7%	2%	2%	3%	0,5%	0,4%	14%	1.507

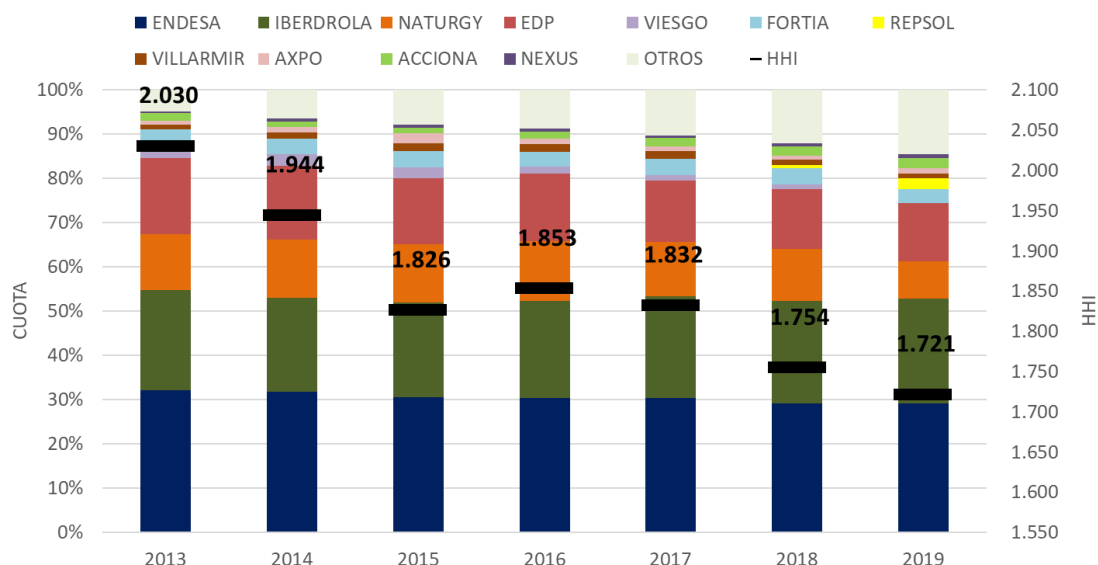
Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

Se han considerado tecnologías marginales, de 2008 a 2010, carbón, ciclos combinados e hidráulica, mientras que de 2011 a 2015 se han considerado tecnologías marginales carbón, hidráulica y el 5% de la producción RECORE y, a partir de 2016, carbón, ciclos combinados, hidráulica y el 5% de la producción RECORE. Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR.

La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

La menor cuota de la agrupación "OTROS" durante los años 2011 a 2015 se debe fundamentalmente a una menor producción de los ciclos combinados portugueses.

Gráfico 47. Índices HHI en la demanda en PDBF en el ámbito del MIBEL



Fuente: CNMC

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Cuadro 11. Cuotas de compras de los principales comercializadores e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	FORTIA	REPSOL	ENERGYA VM	AXPO	ACCIONA	NEXUS	OTROS	HHI
2008	33%	26%	16%	20%	1%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2.369
2009	34%	25%	14%	18%	2%	4%	0%	1%	0%	0%	0%	2%	2.219
2010	34%	25%	14%	15%	2%	4%	0%	1%	0%	0%	0%	5%	2.268
2011	35%	26%	14%	14%	2%	4%	0%	1%	0%	0%	1%	3%	2.333
2012	33%	24%	13%	17%	2%	3%	0%	1%	0%	1%	1%	5%	2.153
2013	32%	23%	13%	17%	3%	4%	0%	1%	1%	2%	0%	4%	2.012
2014	32%	21%	13%	16%	3%	3%	0%	1%	1%	1%	1%	8%	1.929
2015	31%	21%	13%	14%	3%	4%	0%	2%	2%	1%	1%	8%	1.816
2016	30%	22%	13%	15%	2%	3%	0%	2%	1%	2%	1%	9%	1.844
2017	30%	23%	12%	13%	1%	4%	0%	2%	1%	2%	1%	11%	1.824
2018	29%	23%	12%	13%	1%	4%	1%	1%	1%	2%	1%	12%	1.748
2019	29%	24%	8%	13%	0%	3%	3%	1%	1%	2%	1%	15%	1.721

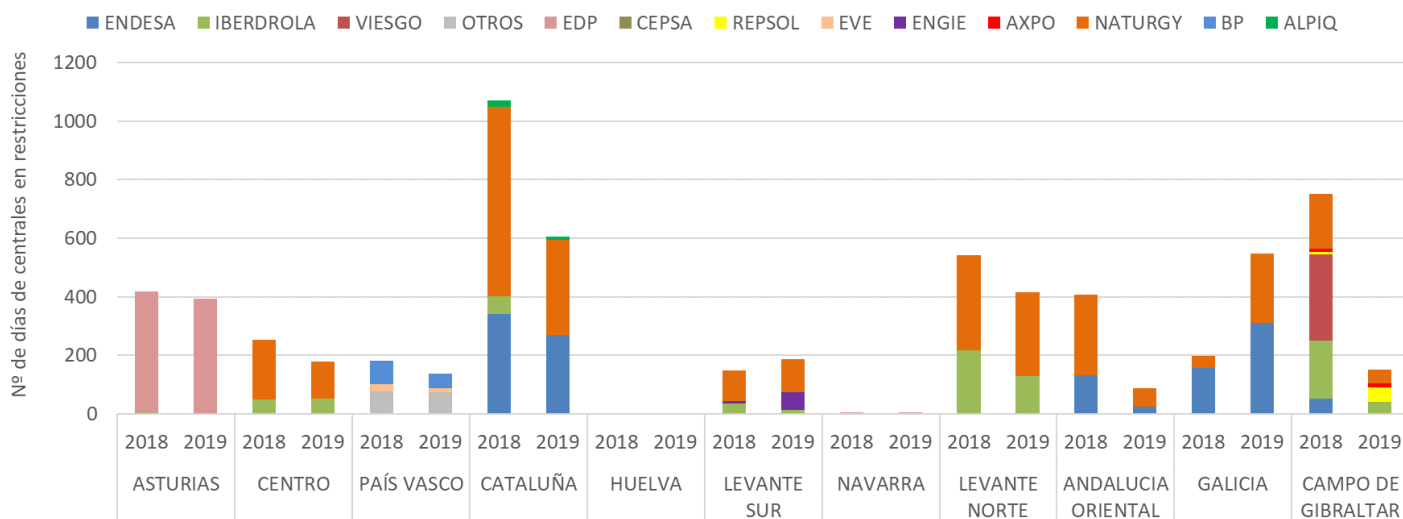
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

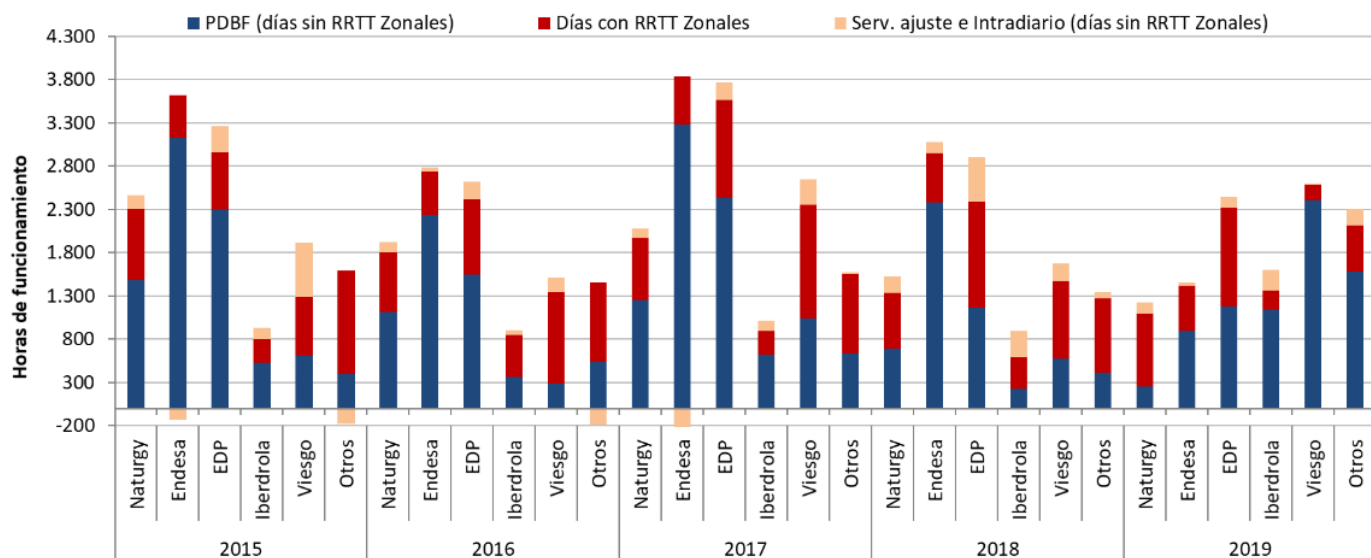
3.2.2 Resolución de restricciones técnicas

Gráfico 48. Número de días de cada central despachadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF (se muestra la suma de los días despachados por las centrales de carbón y de ciclo combinado de cada empresa)



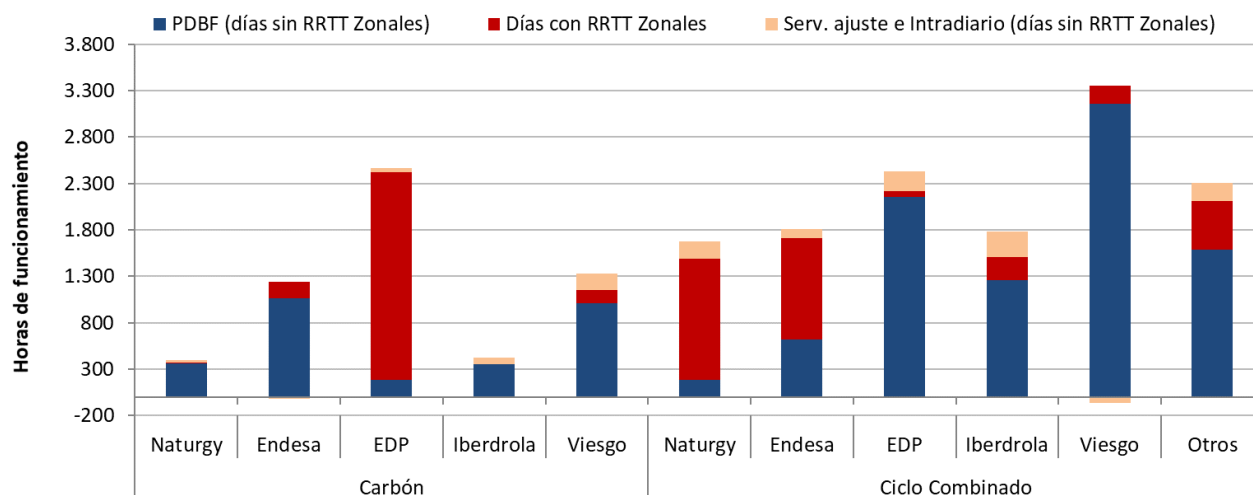
Fuente: CNMC

Gráfico 49. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de los ciclos combinados de cada empresa distinguiendo el despacho realizado en días donde ha participado la central en el proceso de restricciones técnicas, despacho realizado en el PDBF, y despacho realizado en otros segmentos



Fuente: CNMC

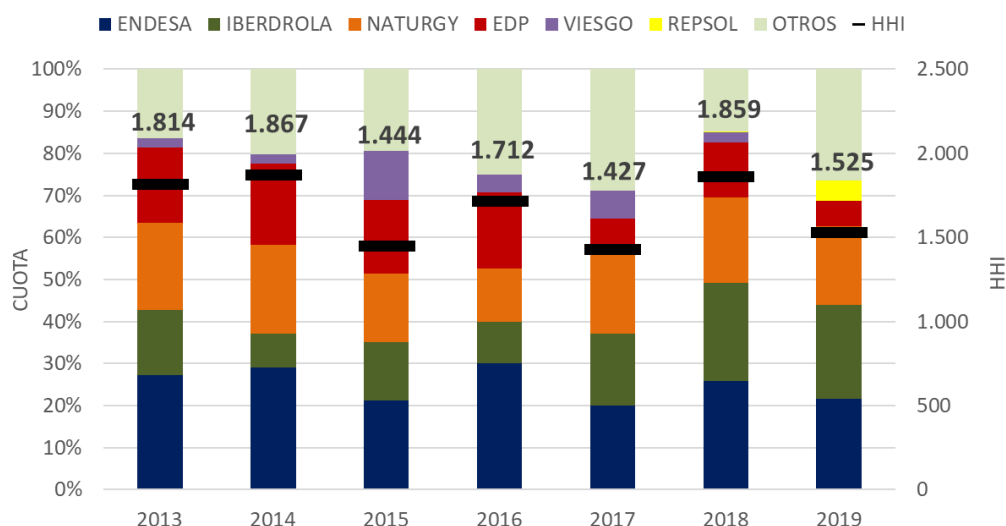
Gráfico 50. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de las centrales de carbón y de ciclos combinados de cada empresa en 2019 distinguiendo el despacho realizado en días donde ha participado la central en el proceso de restricciones técnicas, despacho realizado en el PDBF, y despacho realizado en otros segmentos



Fuente: CNMC

3.2.3 Reserva de Potencia

Gráfico 51. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de reserva de potencia



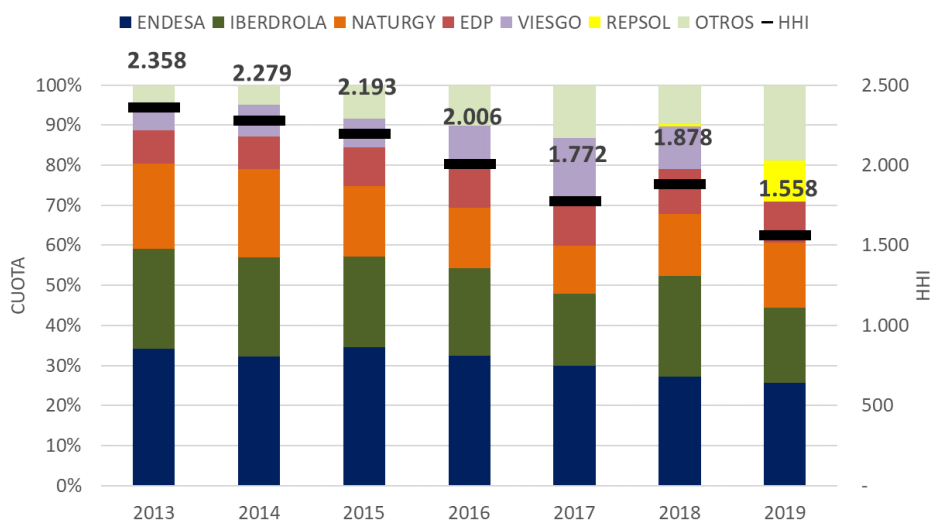
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.2.4 Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria

Gráfico 52. Cuotas empresariales e índices HHI en banda secundaria

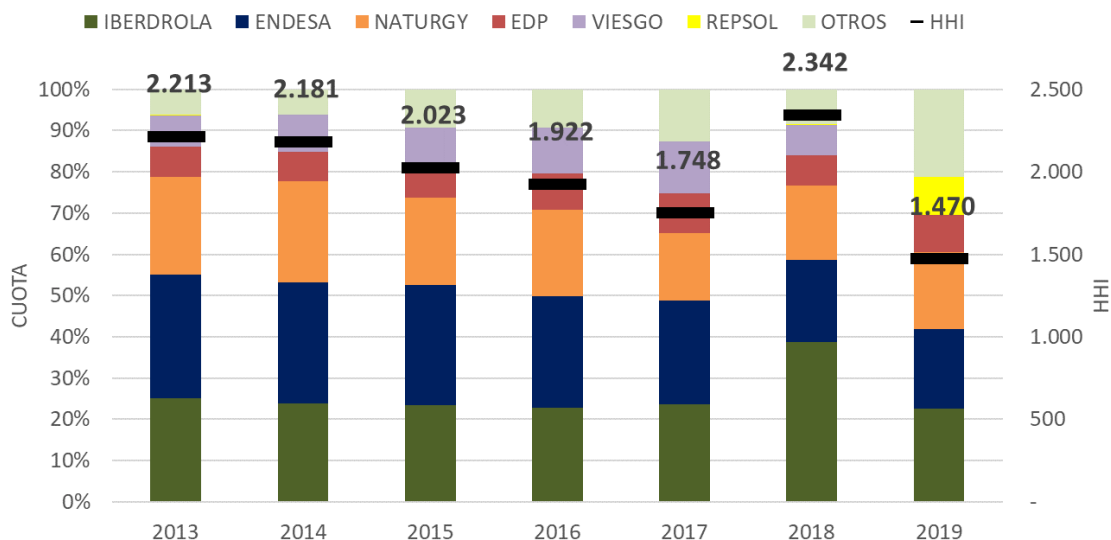


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Gráfico 53. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a subir

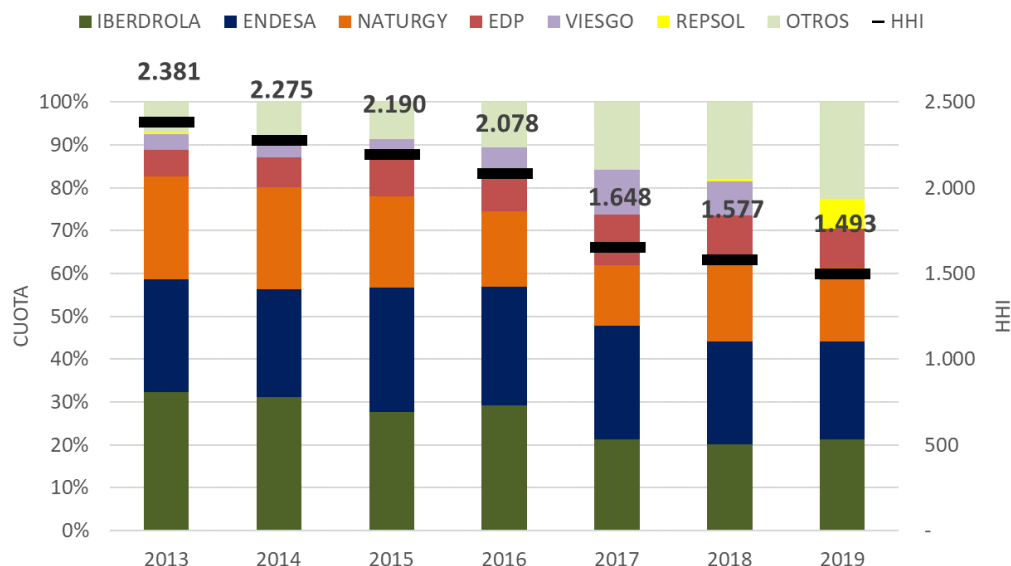


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Gráfico 54. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a bajar



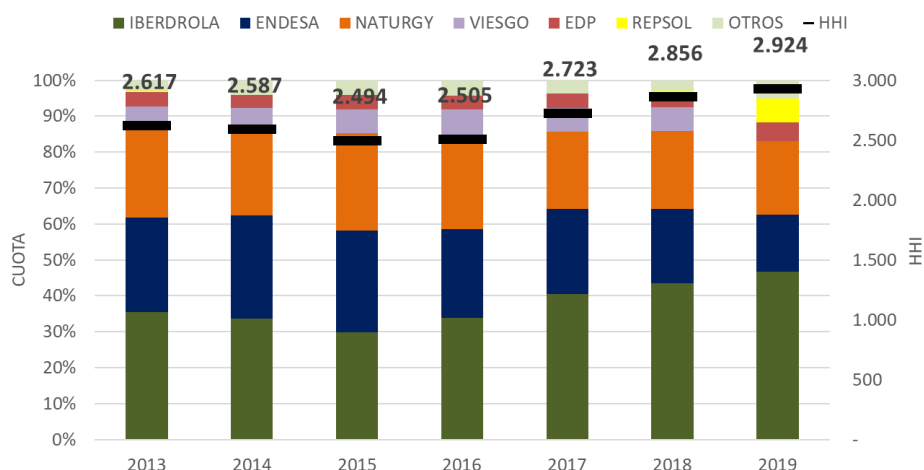
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.2.5 Regulación Terciaria

Gráfico 55. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a subir

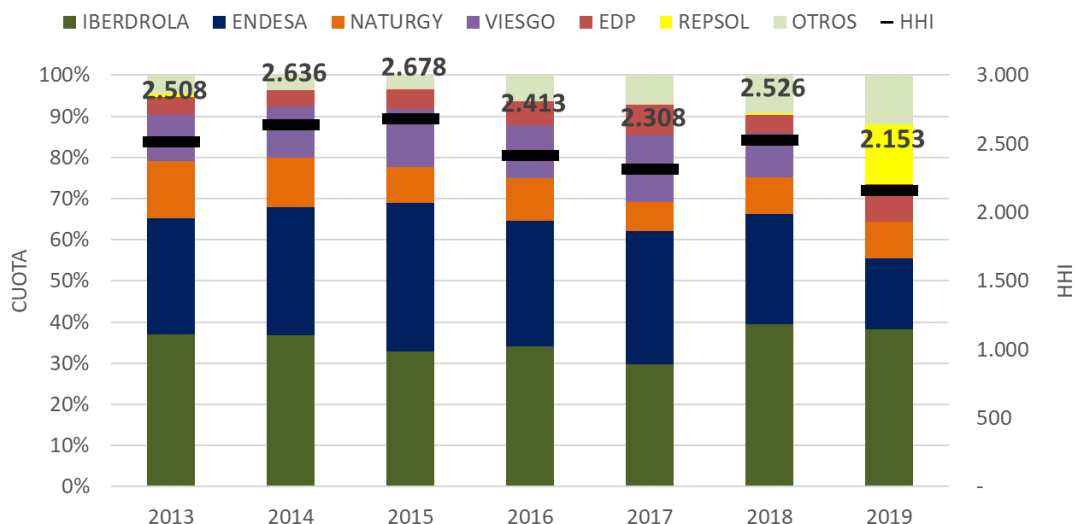


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Gráfico 56. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a bajar



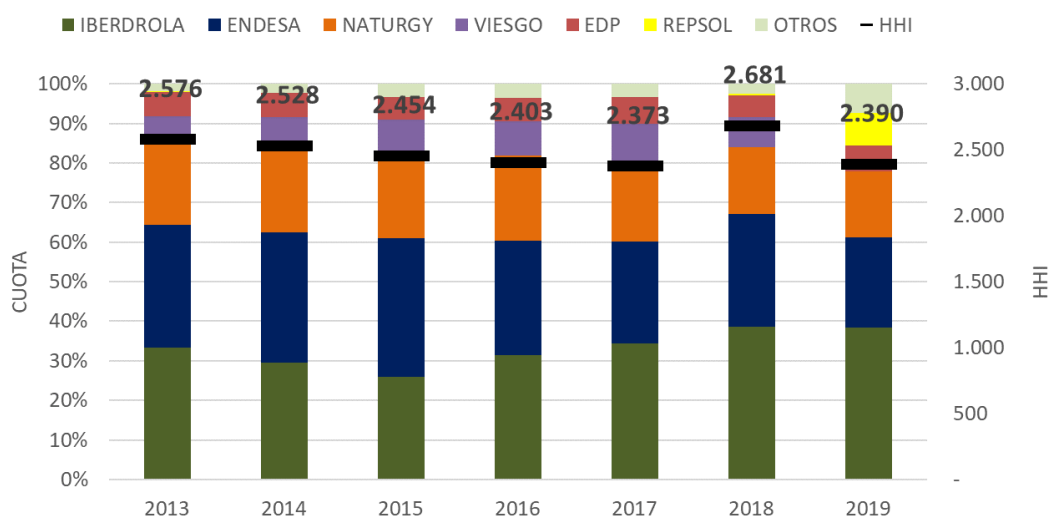
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.2.6 Gestión de desvíos

Gráfico 57. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos a subir

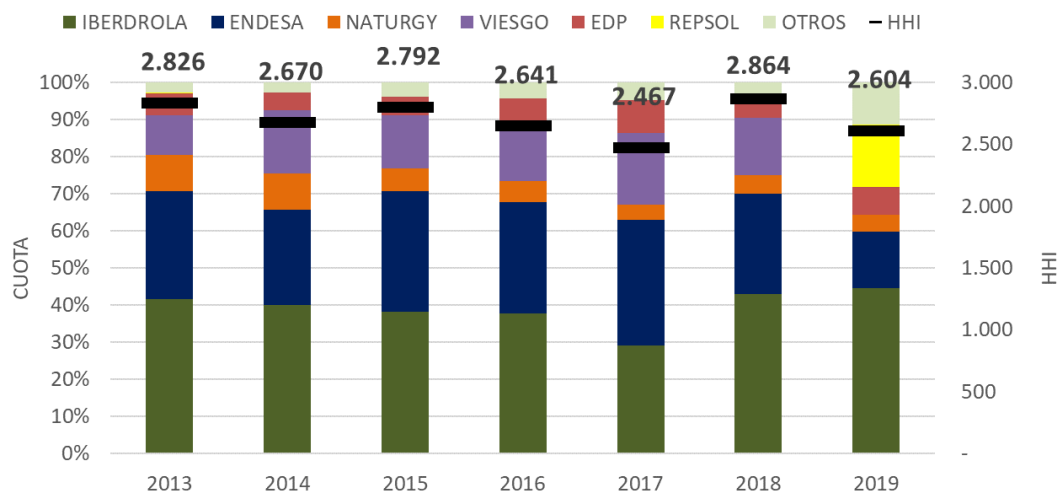


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Gráfico 58. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos a bajar



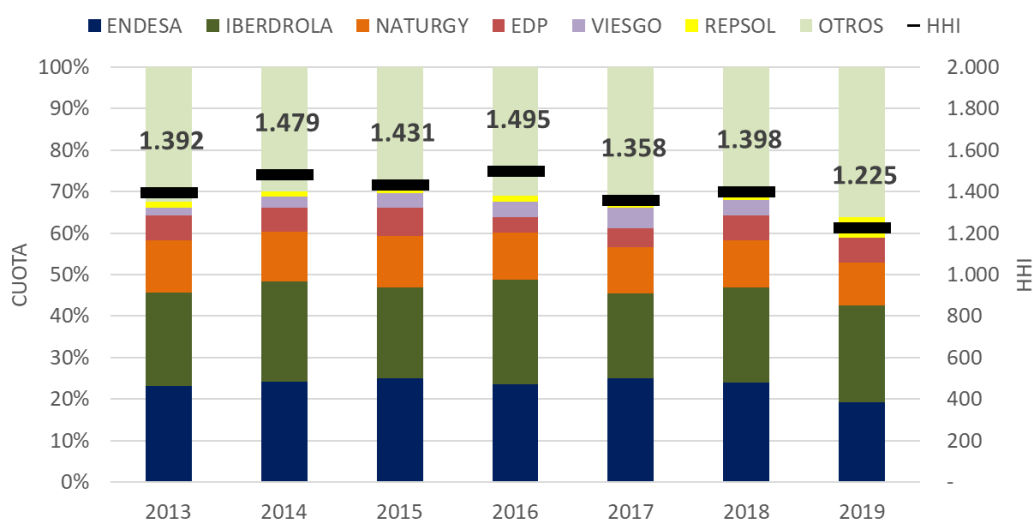
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.2.7 Programa horario operativo (P48)

Gráfico 59. Cuotas empresariales e índices HHI de la generación en el mercado mayorista español en P48



Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Cuadro 12. Cuotas empresariales e índices HHI de la generación en el mercado mayorista español en P48

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	AXPO	ACCIONA	REPSOL	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	NEXUS	OTROS	HHI
2008	27%	24%	18%	5%	1%	4%	3%	1%	1%	1%	1%	14%	1.689
2009	21%	25%	14%	5%	4%	6%	3%	1%	2%	2%	1%	16%	1.423
2010	19%	25%	13%	5%	3%	7%	5%	1%	2%	2%	2%	16%	1.468
2011	22%	23%	13%	5%	3%	7%	5%	1%	3%	2%	2%	14%	1.474
2012	22%	20%	13%	5%	3%	8%	5%	1%	3%	2%	2%	16%	1.402
2013	23%	22%	13%	6%	2%	9%	6%	1%	3%	3%	2%	10%	1.392
2014	24%	24%	12%	6%	3%	8%	6%	1%	2%	3%	2%	9%	1.479
2015	25%	22%	12%	7%	4%	8%	6%	1%	2%	3%	2%	8%	1.431
2016	23%	25%	11%	4%	4%	9%	6%	1%	3%	3%	2%	9%	1.495
2017	25%	21%	11%	5%	5%	9%	6%	1%	3%	2%	2%	10%	1.358
2018	24%	23%	11%	6%	4%	7%	6%	2%	3%	3%	2%	9%	1.398
2019	19%	23%	10%	6%	0%	9%	6%	5%	3%	3%	2%	14%	1.225

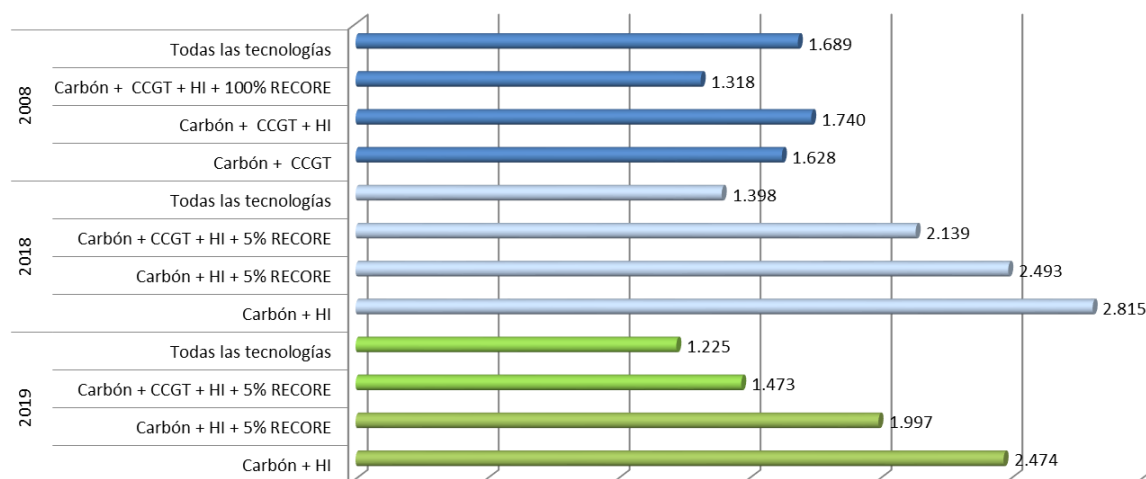
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR. El despacho de las instalaciones RECORE se considera agrupado por cada uno de sus representantes.

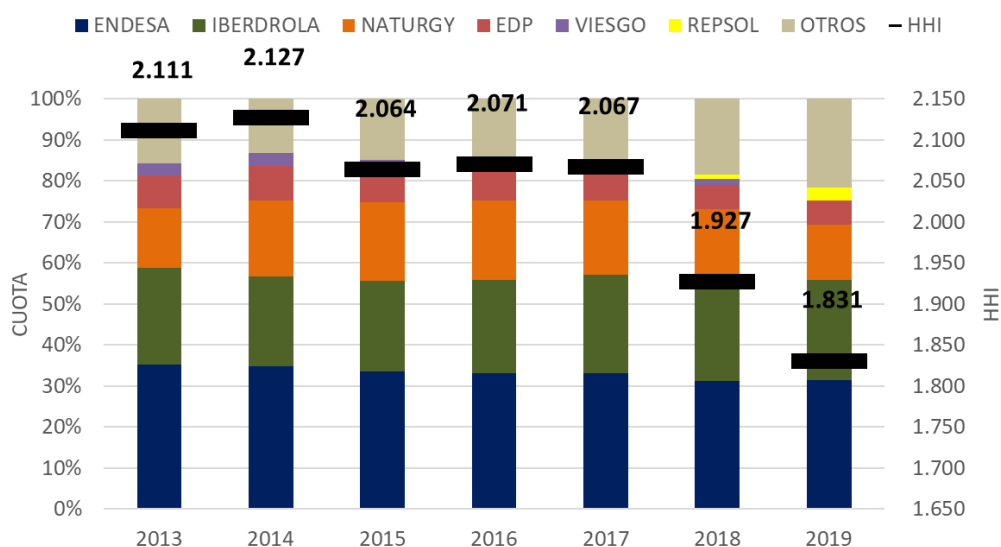
La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Gráfico 60. Índices HHI de generación según distintas tecnologías en zona española en P48



Fuente: CNMC

Gráfico 61. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48



Fuente: CNMC

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Cuadro 13. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	REPSOL	FORTIA	ENERGYA VM	ACCIONA	NEXUS	AXPO	ENGIE	OTROS	HHI
2008	38%	30%	18%	7%	1%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	2.698
2009	38%	28%	16%	7%	2%	0%	5%	1%	0%	0%	0%	0%	3%	2.437
2010	37%	27%	16%	8%	2%	0%	5%	1%	0%	1%	1%	0%	2%	2.392
2011	36%	26%	15%	8%	2%	0%	4%	1%	0%	1%	1%	0%	6%	2.333
2012	35%	25%	14%	8%	3%	0%	4%	1%	1%	1%	1%	0%	7%	2.234
2013	35%	23%	15%	8%	3%	0%	4%	2%	2%	1%	2%	1%	4%	2.111
2014	35%	22%	19%	8%	3%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	1%	4%	2.127
2015	33%	22%	19%	7%	3%	0%	0%	3%	1%	1%	3%	1%	7%	2.064
2016	33%	23%	19%	8%	2%	0%	0%	3%	2%	1%	1%	1%	7%	2.071
2017	33%	24%	18%	7%	2%	0%	0%	2%	2%	1%	1%	1%	9%	2.067
2018	31%	24%	18%	6%	2%	1%	0%	2%	2%	1%	1%	1%	11%	1.927
2019	31%	24%	13%	6%	0%	3%	0%	2%	2%	2%	1%	1%	14%	1.831

Fuente: CNMC

Nota: En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

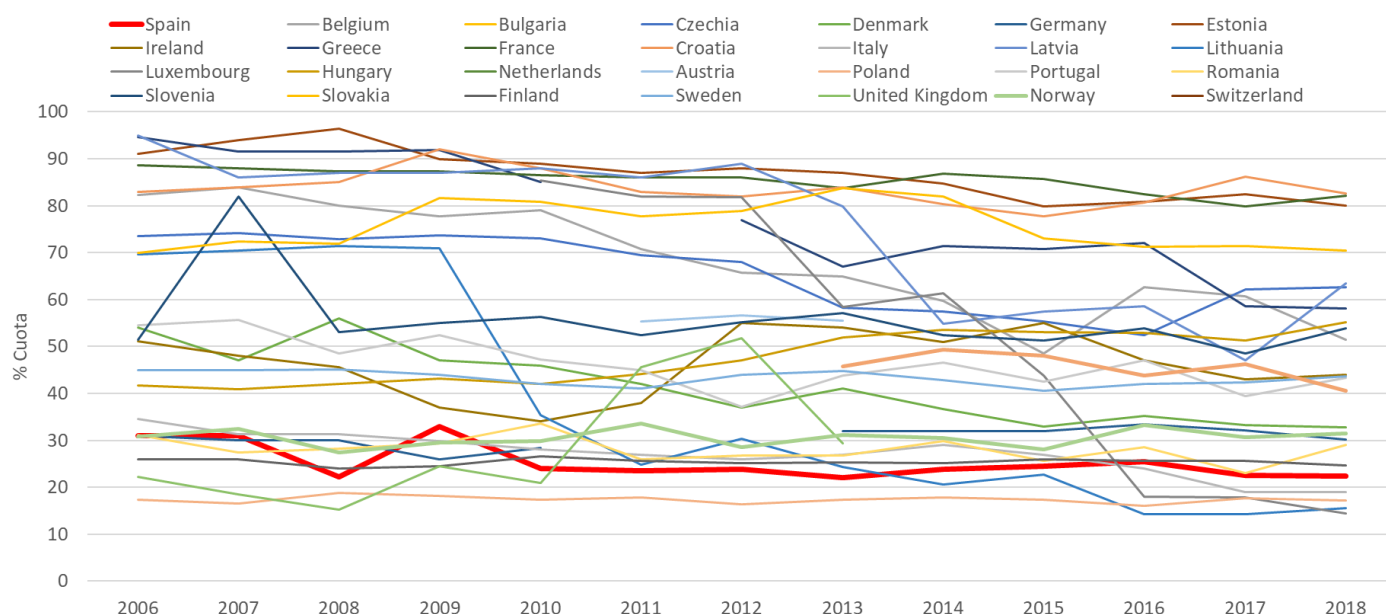
La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Gráfico 62. Evolución de los índices de concentración diarios de la generación en zona española. P48



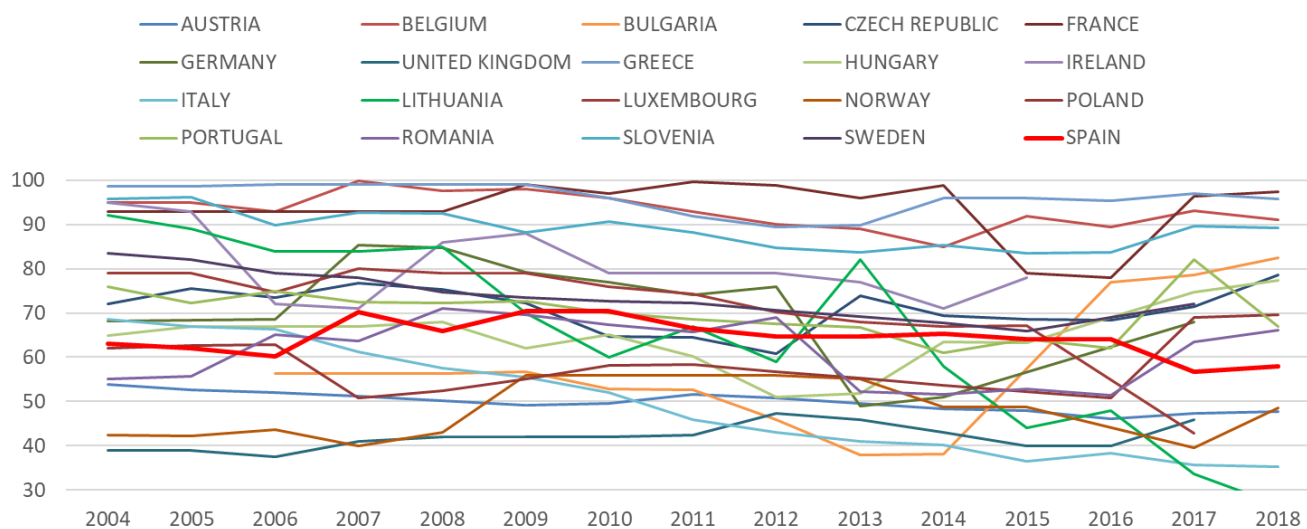
Fuente: CNMC

Gráfico 63. Comparativa europea del índice de concentración C1, calculado como la cuota anual del mayor productor. P48



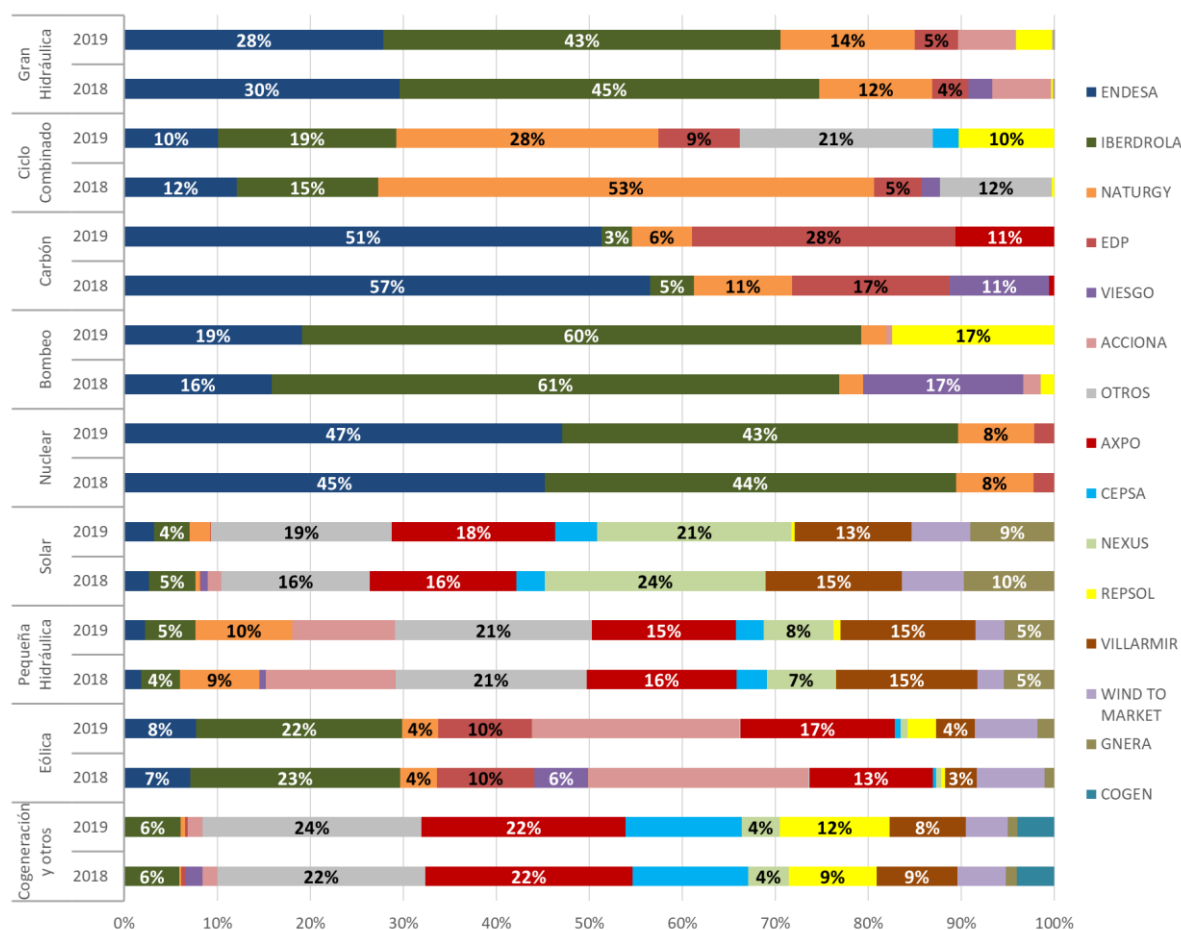
Fuente: Eurostat

Gráfico 64. Comparativa europea del índice de concentración C3, calculado como la cuota anual de los tres mayores productores. P48



Fuente: National Reports CEER

Gráfico 65. Cuotas de producción en P48 zona peninsular por tecnología en 2018 y 2019



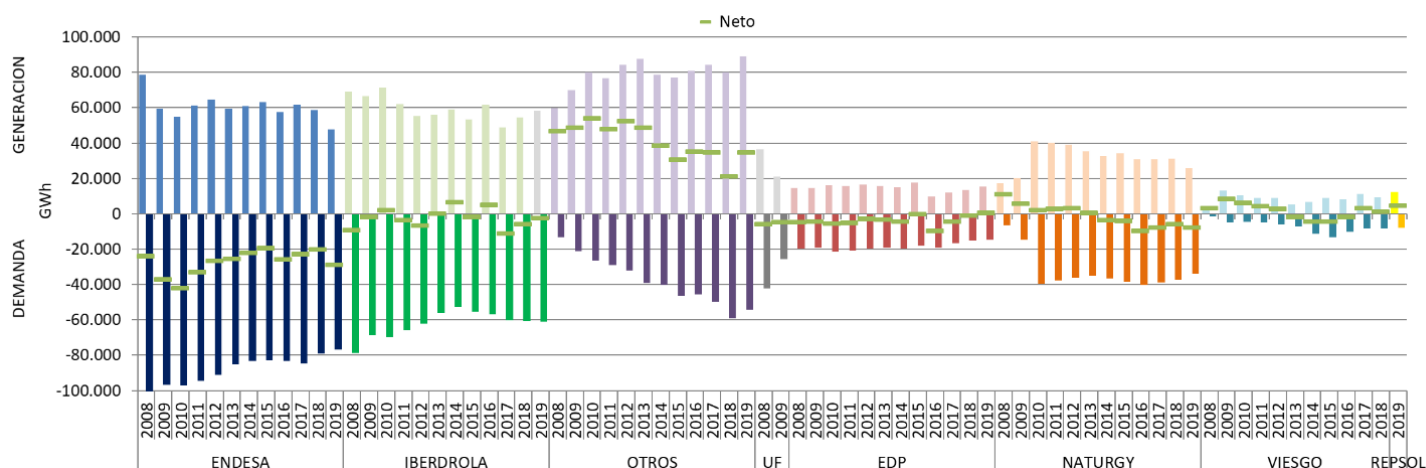
Fuente: CNMC

Nota: Se muestra la producción de la que es titular o que representa cada empresa. La tecnología solar incluye fotovoltaica y solar térmica.

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.3 Integración vertical¹⁰ (generación y comercialización)

Gráfico 66. Evolución anual de compras y ventas y saldo neto por agente en el mercado mayorista spot. Zona española (*)

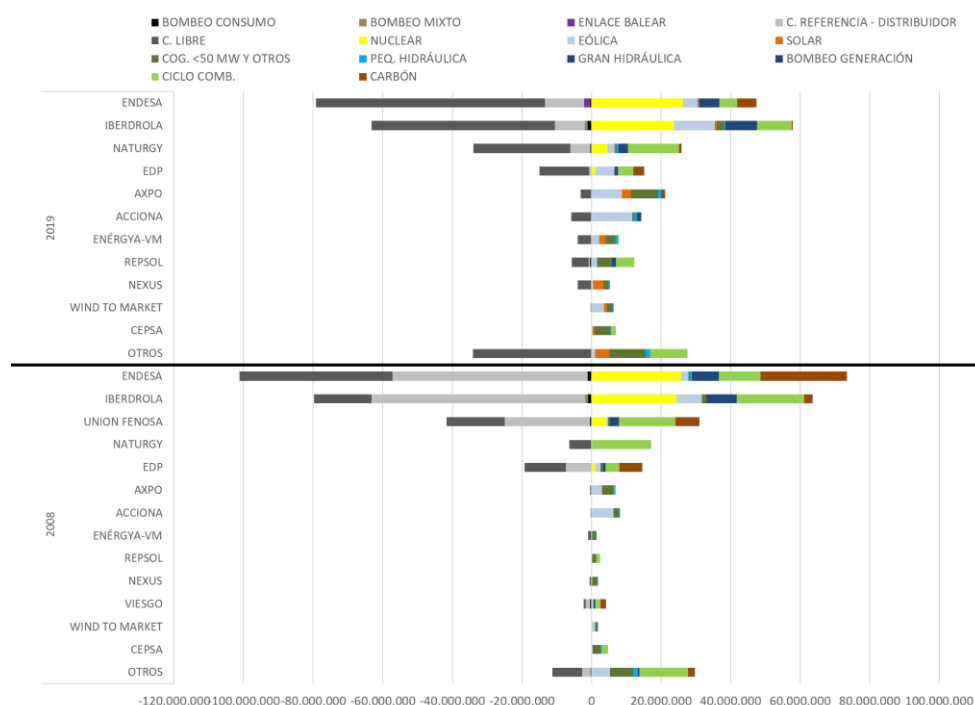


Fuente: CNMC

(*) P48, no incluye intercambios de energía en las fronteras, demanda de bombeo ni enlace balear. Se incluye únicamente las compras de la comercialización y de la generación de cada grupo empresarial en el mercado spot. No se incluyen coberturas financieras.

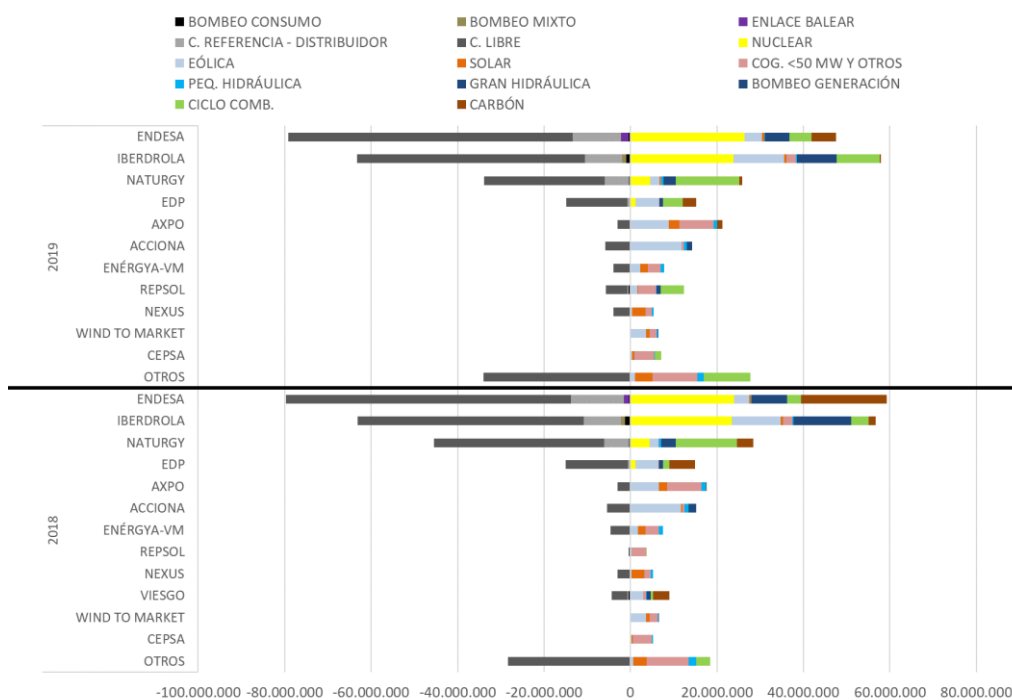
¹⁰ Los grupos verticalmente integrados disponen de una cobertura natural (lo que pierde una filial del grupo vía precio lo gana la otra, como contraparte del mismo mercado). El resto de generadores no verticalmente integrados generalmente venden su energía a través de los distintos segmentos del mercado *spot*, teniendo que emplear otros mecanismos de cobertura de riesgo (contratos financieros), que son potencialmente más costosos y cuyo vencimiento es el que esté disponible en los mercados a plazo, organizados y OTC.

Gráfico 67. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2008 y 2019



Fuente: CNMC

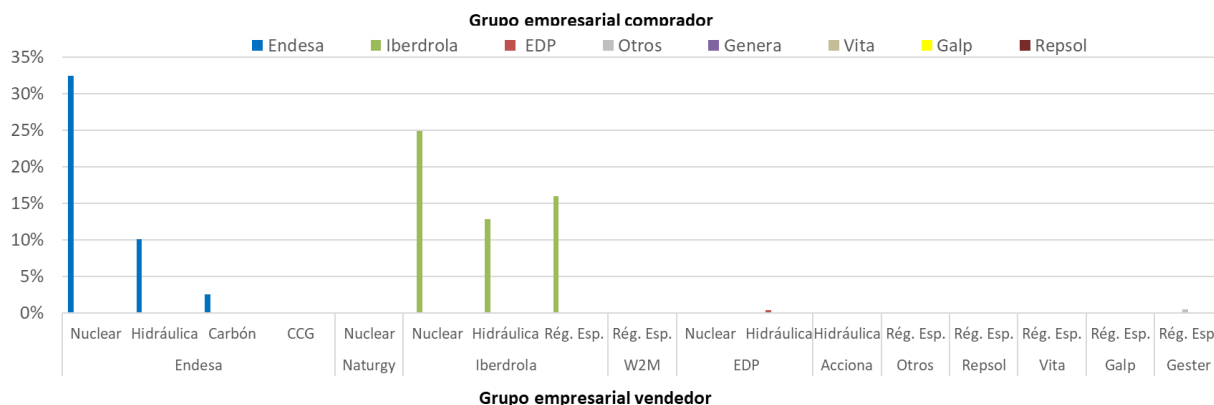
Gráfico 68. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2018 y 2019



Fuente: CNMC

3.4 Liquidez en el mercado diario e intradiario

Gráfico 69. Contratos bilaterales físicos en los que la parte vendedora es una tecnología de generación. Año 2019



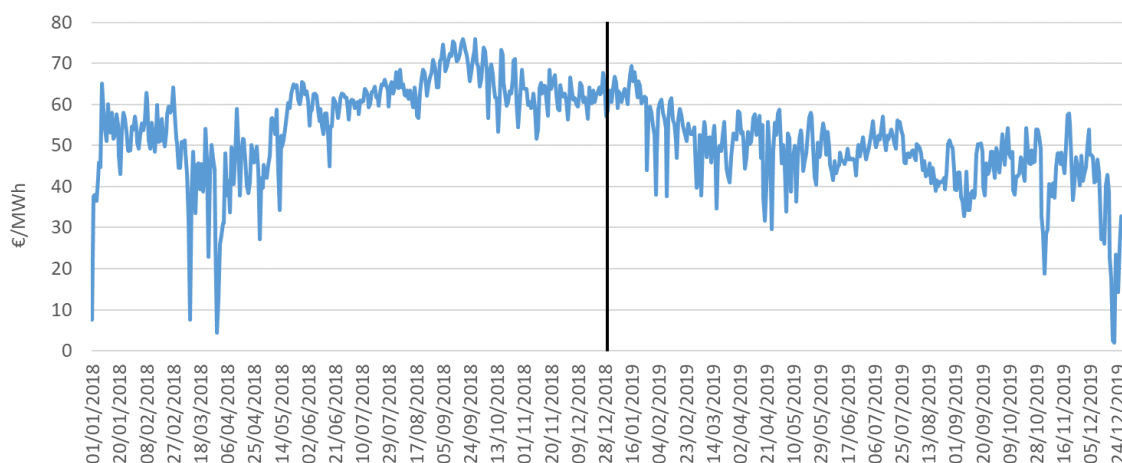
Fuente: CNMC

3.5 Evolución del precio del Mercado diario

En 2019 se registró una cuota de generación con tecnologías renovables similar a la del año anterior: 39% en 2019 frente al 40% del año anterior (42% de participación en el PDBF tanto en 2018 como en 2019). Disminuyó la aportación hidráulica (9,7% del total, un 27,6% menos que en 2018) y aumentó la eólica en un 8,4% respecto al año anterior. El hueco térmico, por su parte, aumentó hasta representar el 24,3% de la energía anual.

Si bien la participación de las energías renovables se mantuvo estable respecto al año anterior, el precio del mercado diario se redujo, de media, en un 16,4%. Los factores que explican la disminución del precio son el abaratamiento de los combustibles fósiles y, por tanto, de la generación con centrales térmicas.

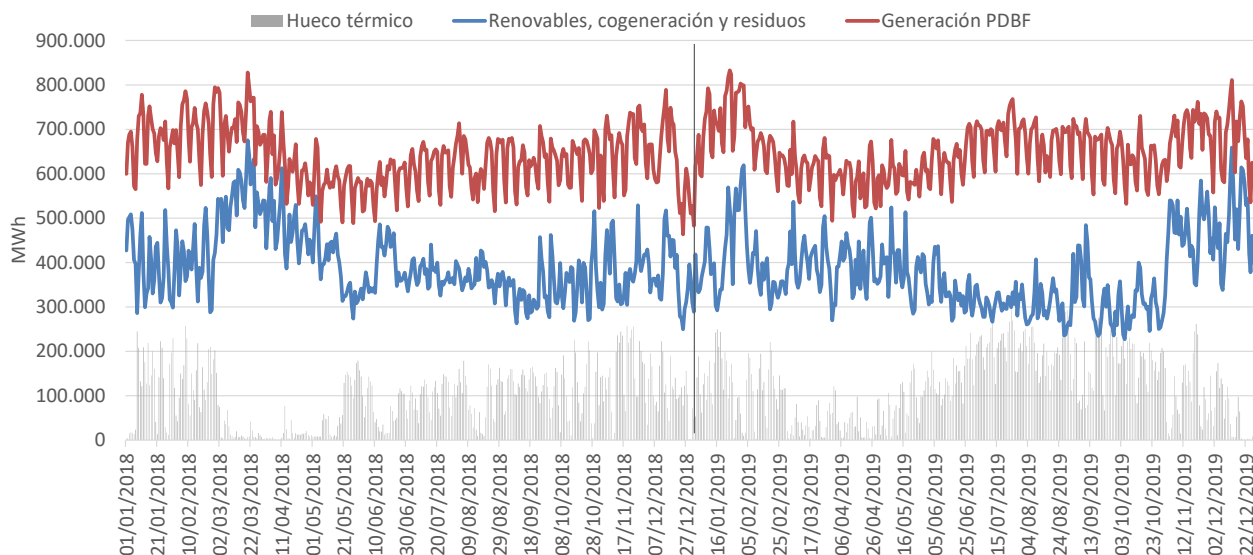
Gráfico 70. Evolución del precio del mercado diario



Fuente: CNMC

El precio medio diario se mantuvo más estable durante 2019 que en años anteriores en los que la penetración de las renovables en meses como marzo, abril o mayo lo hacían descender a niveles cercanos a 0 €/MWh. En 2019, sin embargo, solo se pudo apreciar una bajada de este tipo en el mes de diciembre al coincidir esta mayor programación de energías RECORE con una alta producción hidráulica a precios cercanos a 0€/MWh (ligadas a un incremento de las precipitaciones en este periodo- índice producible en noviembre y diciembre de 1,63 y 1,94 respectivamente).

Gráfico 71. Evolución de la programación de la generación total, de las energías renovables y del hueco térmico (centrales de carbón y ciclo combinado) en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

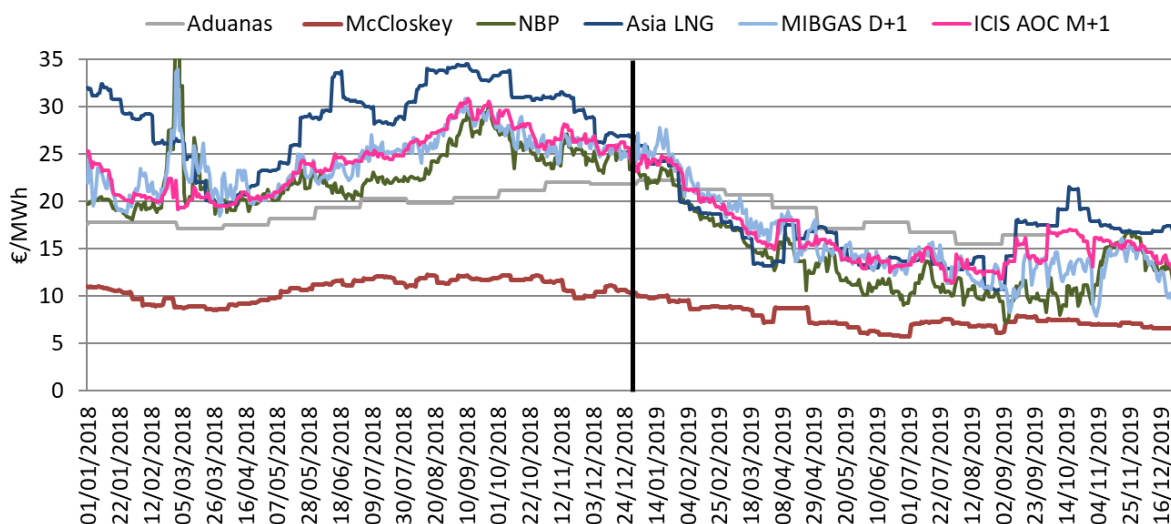


Fuente: CNMC

La demanda global de carbón volvió a aumentar en 2019 tal como venía haciendo en los últimos años, debido nuevamente al incremento de su consumo en países del sudeste asiático como China, India o Indonesia. Sin embargo, en cuanto a su uso para generación de energía eléctrica, el carbón tiene un papel cada vez menor en los sistemas eléctricos occidentales. En este sentido, en el sistema eléctrico español, la generación eléctrica a partir de centrales de este tipo representó en 2019 solamente el 4,4% del total de energía producida. Las principales causas de esta disminución del funcionamiento de este tipo de centrales fueron, por un lado, el incremento del precio de las emisiones de CO₂ y, por otro, el abaratamiento del combustible de su tecnología sustitutiva en el mix de generación: el gas natural. Todo ello hizo que entre febrero y marzo de 2019, se invirtiera el orden de mérito de estas dos tecnologías, pasando el ciclo combinado a ocupar prácticamente la totalidad del hueco térmico.

En los mercados spot de Europa de gas natural el precio promedio anual del producto diario en 2019 se situó alrededor de los 14 €/MWh, un 40% inferior al precio de 2018, debido al exceso de oferta global de GNL debido, a su vez, al incremento en la producción de este combustible en la cuenca atlántica en mayor medida que el crecimiento del consumo global. En el mercado español, en términos anuales, se registró de media un precio superior a éste en aproximadamente 2 €/MWh.

Gráfico 72. Evolución del precio del gas natural y del carbón según referencias internacionales (€/MWh PCS)



Fuente: Carbón Mc Closkey (dato Reuters), Platts Internacional Coal Report (CIF ARA 6.000 KCAL/Kg). Agencia Tributaria. Paws. World Gas Intelligence. Ycharts. Elaboración propia.

En cuanto a las emisiones de CO₂, que representan un coste adicional para las centrales térmicas, en 2019 aumentó el precio de éstas de una media anual en 2018 de 15,82 €/t a una media anual en 2019 de 24,76 €/t. El mayor peso de este coste en la generación con carbón que con gas natural favoreció la

disminución la participación de las centrales de carbón en el mix de generación durante 2019.

Gráfico 73. Evolución del precio de las emisiones de CO₂

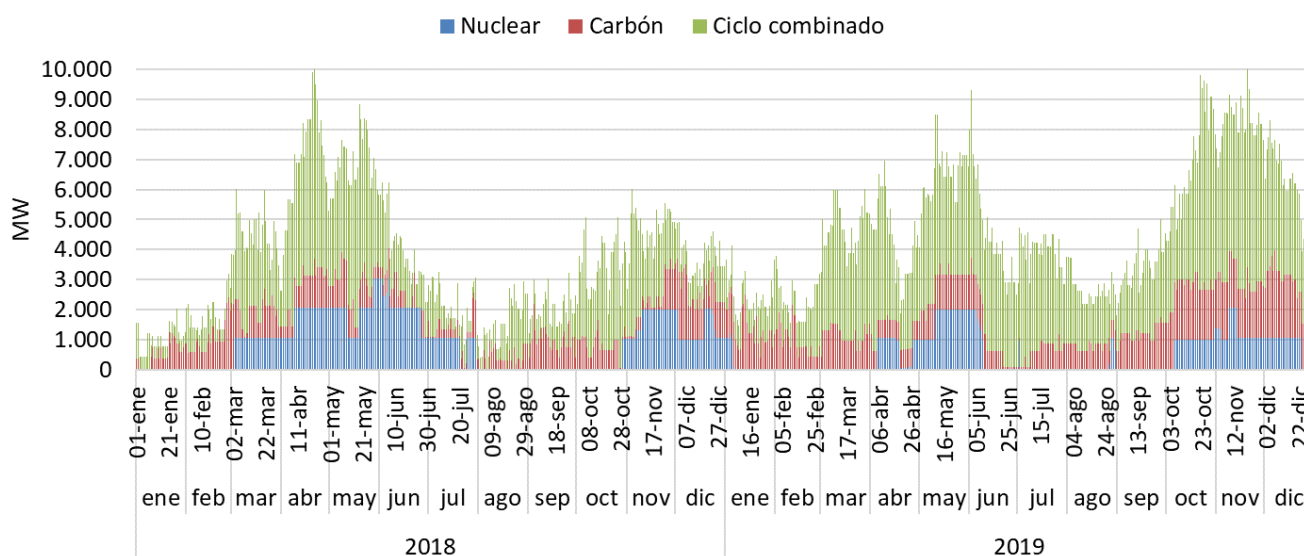


Fuente: CNMC

Estos factores hicieron que el coste de generación con carbón se mantuviera estable durante 2019 y, con gas natural, se redujera significativamente. Al pasar a ser ésta última la tecnología marginal durante la mayor parte del año, el precio medio del mercado diario disminuyó, pasando de un valor medio anual en 2018 de 57,29 €/MWh a 48,68 €/MWh en 2019.

3.6 Evolución de la potencia indisponible

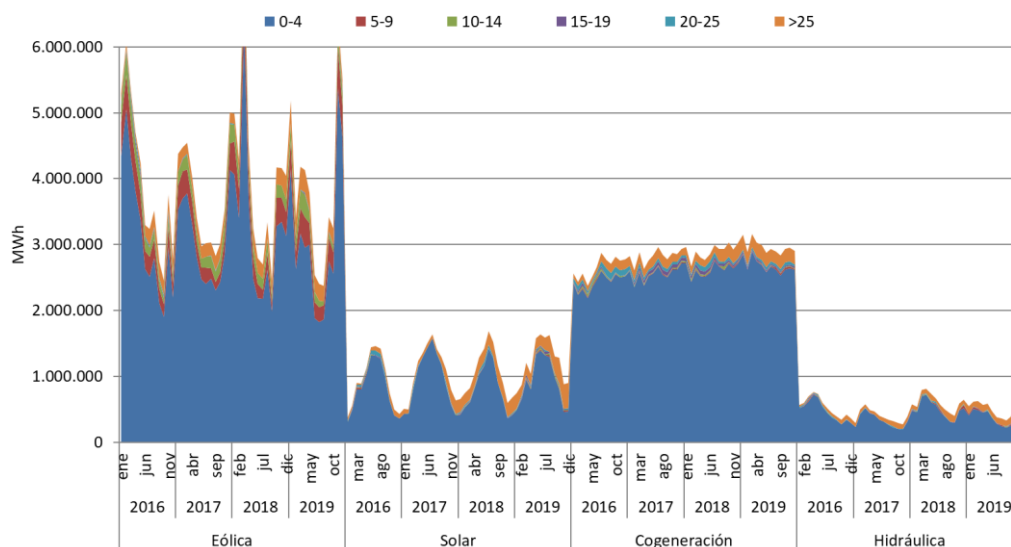
Gráfico 74. Potencia de generación indisponible programada y sobrevenida



Fuente: CNMC

3.7 Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado

Gráfico 75. Energía ofertada al mercado diario por las energías renovables, la cogeneración y los residuos por franjas de precio, distinguiendo si ha resultado casada o no, agrupadas por el precio de sus ofertas. Años 2016-2019



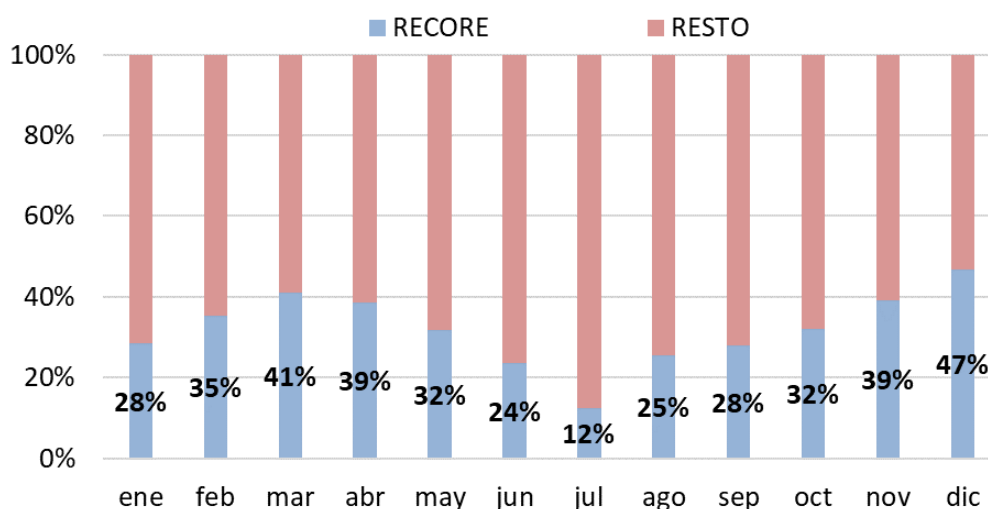
Fuente: CNMC

Cuadro 14. Instalaciones renovables, cogeneración y residuos habilitadas para participar los servicios de ajuste del sistema a diciembre de 2019

Combustible	Desglose combustible	Potencia instalada (MW)	Potencia habilitada en Fase II de restricciones técnicas (MW)		Potencia habilitada en terciaria y gestión de desvíos (MW)		En zona de regulación (MW)		Potencia habilitada en secundaria (MW)	
Cogeneración	Derivado del petróleo o carbón	710,6	153	22%			74	10%		
	Energía residual	67,4								
	Gas natural	5.453,5	1.287,8	24%	218	4%	665,6	12%	332,3	6%
Eólica	Terrestre	24.448,8	14.666,1	60%	13.796,1	56%	8.400,5	34%	315	1%
Hidráulica	Minihidráulica	2.134	245	11%	216,3	10%	409,3	19%	216,3	10%
Otras renovables	Biogás	279,4	7,5	3%			8,4	3%		
	Biomasa	554,8	76	14%	70	13%	269,2	49%	97	17%
	Océano y geotérmica	4,7								
Residuos no renovables	Residuos domésticos y similares	243,4	99,5	41%						
	Residuos varios	299,7	299,7	100%			59,7	20%		
	Subproductos minería	50	50	100%						
Solar	Fotovoltaica	7.179,7	49,9	1%	49,9	1%	795,5	11%		
	Térmica	2.303,9	30	1%	30	1%	50	2%		

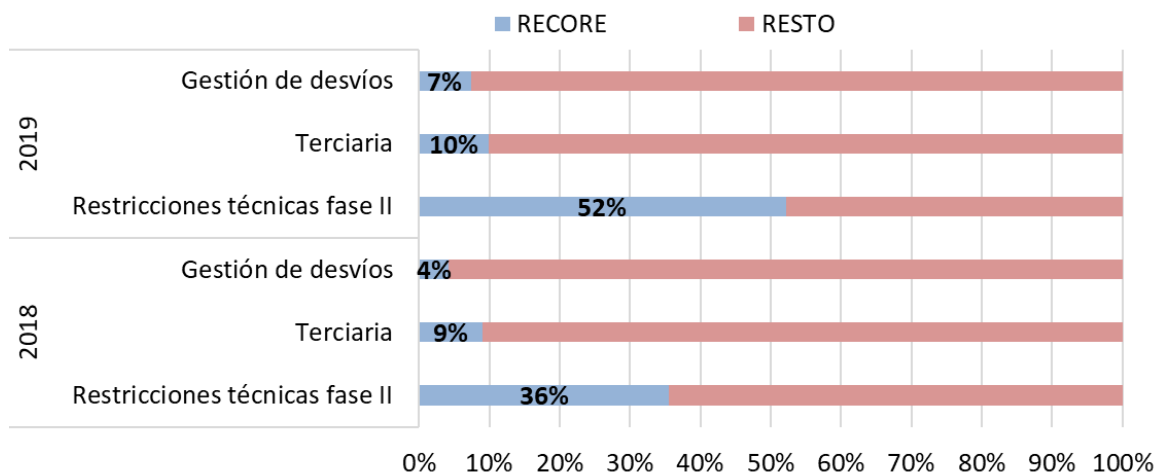
Fuente: CNMC

Gráfico 76. Participación de las renovables, cogeneración y residuos (RECORE) en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos: Volúmenes totales mensuales en 2019



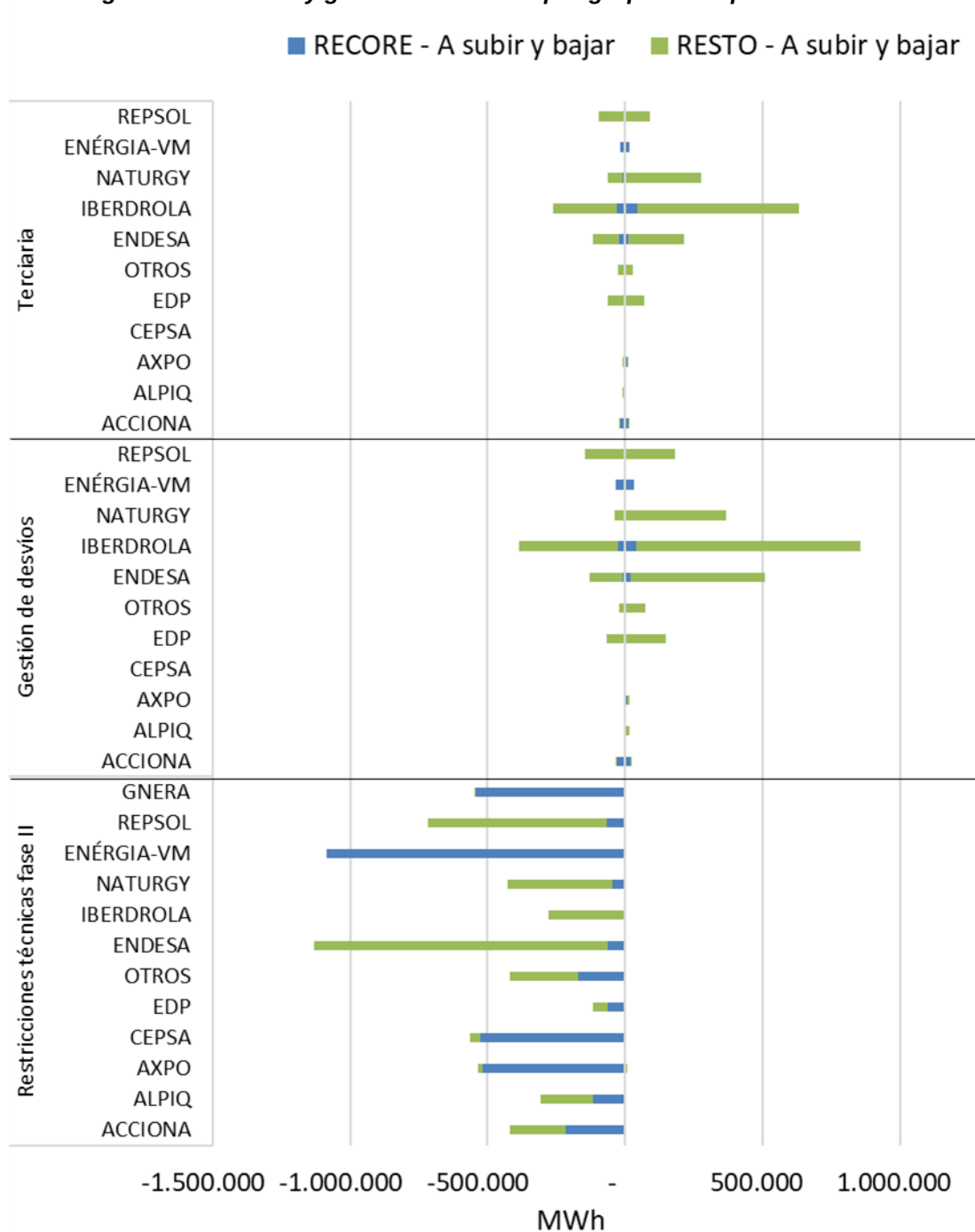
Fuente: CNMC

Gráfico 77. Cuota asignada a las tecnologías renovables, cogeneración y residuos por segmento de servicios de ajuste del sistema respecto al total del servicio asignado



Fuente: CNMC

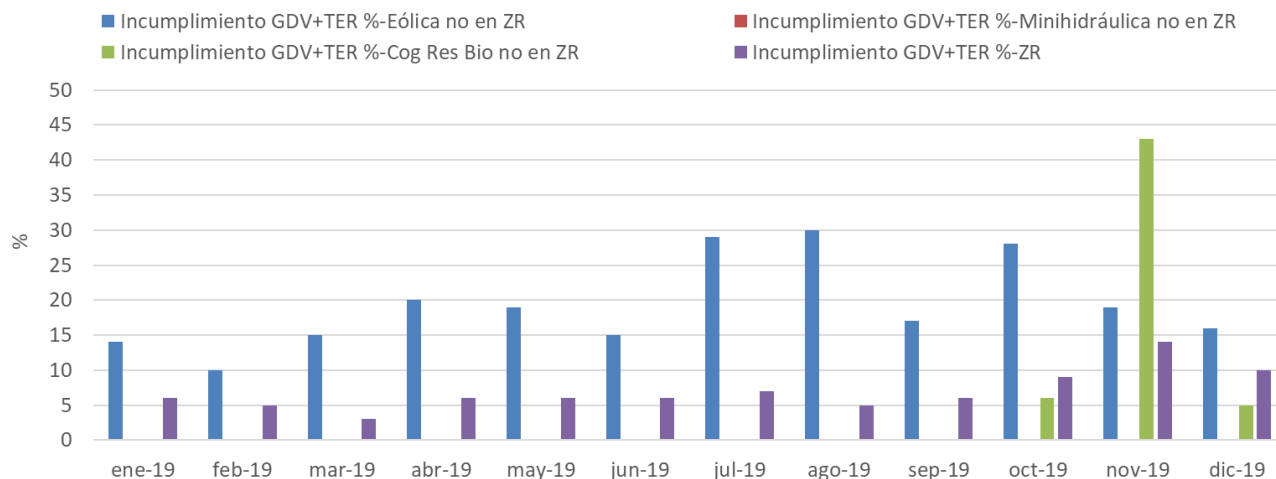
Gráfico 78. Tecnologías RECORE asignada en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos por grupo de empresa. Año 2019



Fuente: CNMC

Nota Por visibilidad del gráfico, el eje de la energía se ha limitado a -1.600.000 MWh.

Gráfico 79. Incumplimientos de energía de las tecnologías RECORE fuera de zonas de regulación y de todas las tecnologías en zona de regulación en los servicios de regulación Terciaria y Gestión de Desvíos en 2018



Fuente: REE

Nota: El incumplimiento se ha calculado como % de energía de gestión de desvíos/terciaria incumplida sobre el total de energía de gestión de desvíos/terciaria asignada.

3.8 Acoplamiento de mercados

Se analiza el resultado del mercado comparativamente con el del resto de los mercados vecinos. Todo ello, sin perjuicio de las especificidades de cada mercado.

Interconexión con Portugal

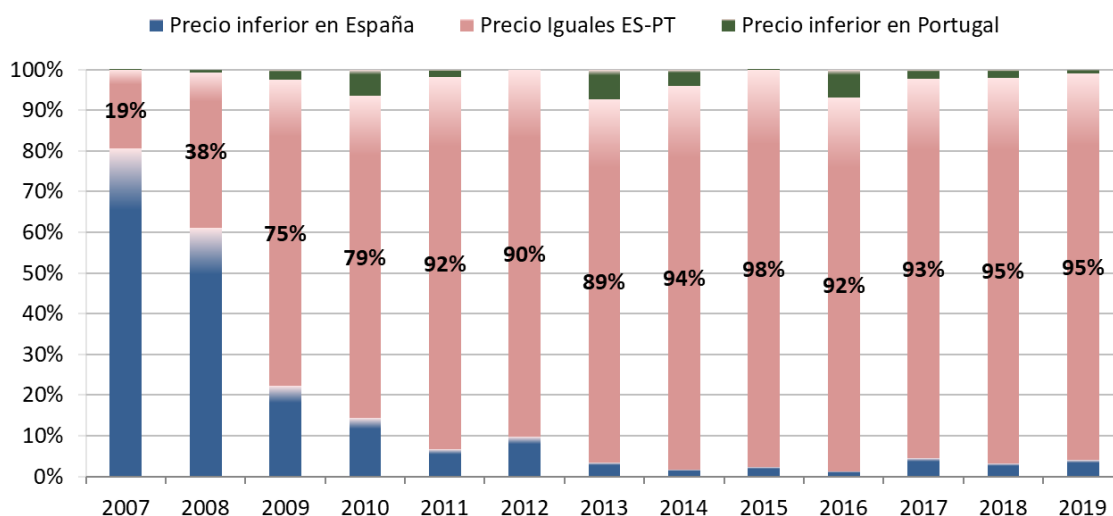
Con respecto a las transacciones realizadas en el mercado diario, éstas se han realizado en el ámbito ibérico a través del mecanismo de gestión conjunta de la interconexión basado en subastas implícitas de corto plazo (market splitting¹¹), gestionado por OMIE desde el 1 de julio de 2007 hasta mayo de 2014.

¹¹ El mecanismo utilizado para la formación del precio de la electricidad en el mercado diario de España y Portugal, se conocía como “market splitting”. Los agentes compradores y vendedores acuden al mercado con independencia de que estén en España o en Portugal. Sus ofertas de compra y venta son aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico, hasta que la interconexión entre España y Portugal se ocupa totalmente. Si en una cierta hora del día la capacidad de la interconexión es suficiente para permitir el flujo de electricidad negociado por los agentes, el precio de la electricidad en esa hora será el mismo para España y Portugal. Si, por el contrario, en esa hora la interconexión se ocupa totalmente, en ese momento el algoritmo para la fijación del precio se ejecuta de manera separada de tal forma que aparece una diferencia de precios entre ambos países.

Desde mayo de 2014¹², el MIBEL se encuentra integrado en el proyecto paneuropeo dedicado a la integración de los mercados de la energía en Europa conocido en la actualidad como Multi-Regional Coupling (MRC). Este proyecto tiene por objeto establecer el acoplamiento en precio de los mercados diarios mayoristas de electricidad, aumentando la eficiencia en la asignación de la capacidad de intercambio entre los sistemas eléctricos involucrados y la optimización del bienestar social en general. El MRC se basa en un único algoritmo que calcula simultáneamente los precios del mercado, las posiciones netas y los flujos en las interconexiones entre las zonas de oferta, mediante subastas implícitas.

Para el largo plazo, hasta la plena implementación del código de red de asignación a plazo de la capacidad y la transición a la plataforma única europea de subastas (que tuvo lugar en diciembre de 2018), la gestión de la subasta de los contratos financieros en la interconexión entre España y Portugal, así como la liquidación de los mismos, se realizó hasta septiembre de 2018 a través de la plataforma del mercado de derivados del MIBEL y su Cámara de Contrapartida Central, respectivamente.

Gráfico 80. Acoplamiento del mercado diario: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal



Fuente: CNMC

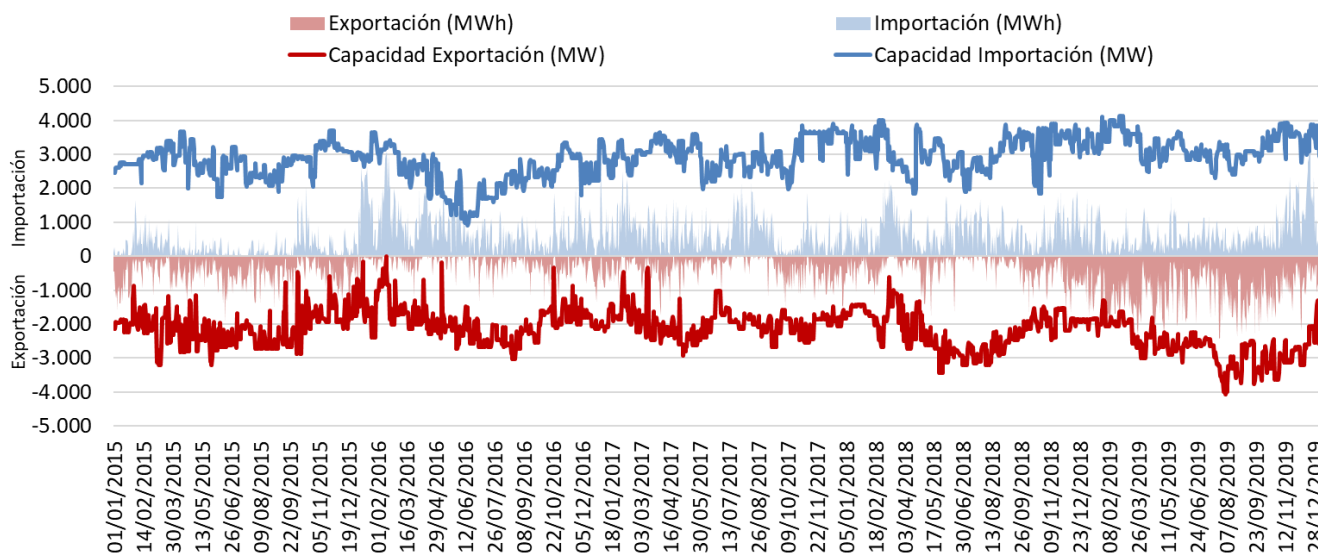
¹² El día 4 de febrero tuvo lugar el acoplamiento del MIBEL con los mercados de la región NWE (North-West Europe, la cual agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) dentro de las actuaciones llevadas a cabo para alcanzar el mercado único europeo de la energía. En una primera fase y hasta mayo de 2014, el acoplamiento tuvo lugar imponiendo como condición una capacidad de interconexión nula en la interconexión, por lo que se mantuvo de forma transitoria, en paralelo, la ejecución de las subastas explícitas diarias.

Cuadro 15. Diferencia de precios del mercado diario en zona española y portuguesa.
€/MWh

Años	Precio medio aritmético Mercado diario España	Precio Medio aritmético Mercado diario Portugal	Media aritmética de la diferencia
Jul –Dic 2007	42,2	52,2	9,98
2008	64,4	70,0	5,55
2009	37,0	37,6	0,67
2010	37,0	37,3	0,32
2011	49,9	50,5	0,53
2012	47,2	48,1	0,84
2013	44,3	43,6	-0,61
2014	42,1	41,9	-0,28
2015	50,3	50,4	0,10
2016	39,7	39,4	-0,23
2017	52,2	52,5	0,24
2018	57,3	57,5	0,16
2019	47,7	47,9	0,19

Fuente: CNMC

Gráfico 81. Capacidad de la interconexión entre España y Portugal y utilización media diaria



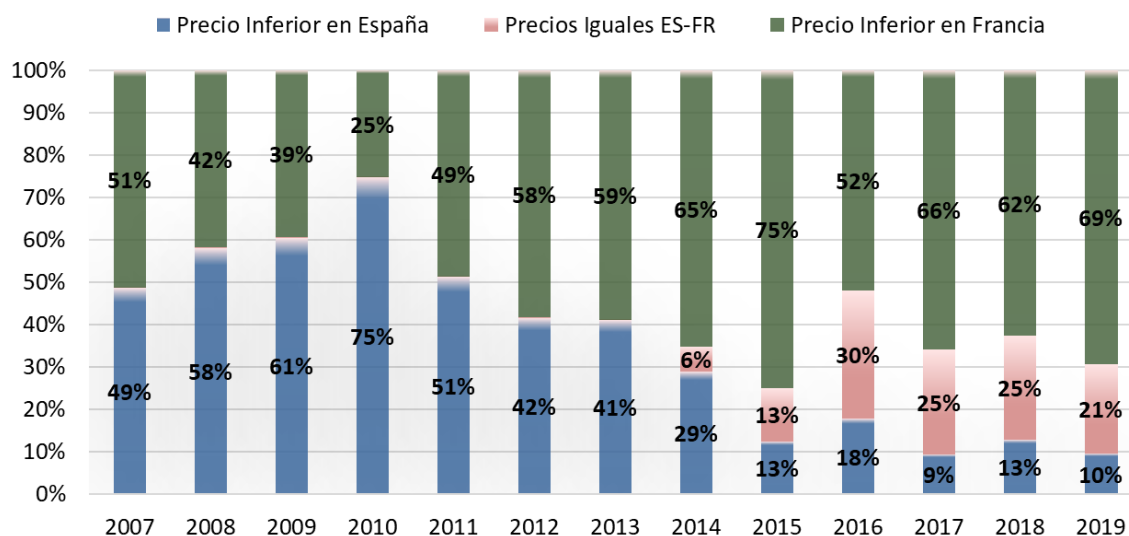
Nota: Puesta en servicio diciembre de 2010, de la línea de 400 kV Adeadávila- Lagoaça.
Puesta en servicio en enero de 2015 de la Línea de 400 kV Puebla de Guzmán-Tavira.

Interconexión con Francia

Hasta el 13 de mayo de 2014, la gestión de la interconexión con Francia se resolvía a través de subastas explícitas de capacidad gestionadas por el operador del sistema francés y español. A partir de entonces, la gestión de la interconexión se realiza en el ámbito del largo plazo, a través de subastas explícitas de capacidad y, en el ámbito diario, a través del mecanismo de acoplamiento de los mercados diarios (Multi Regional Coupling -MRC-). Las

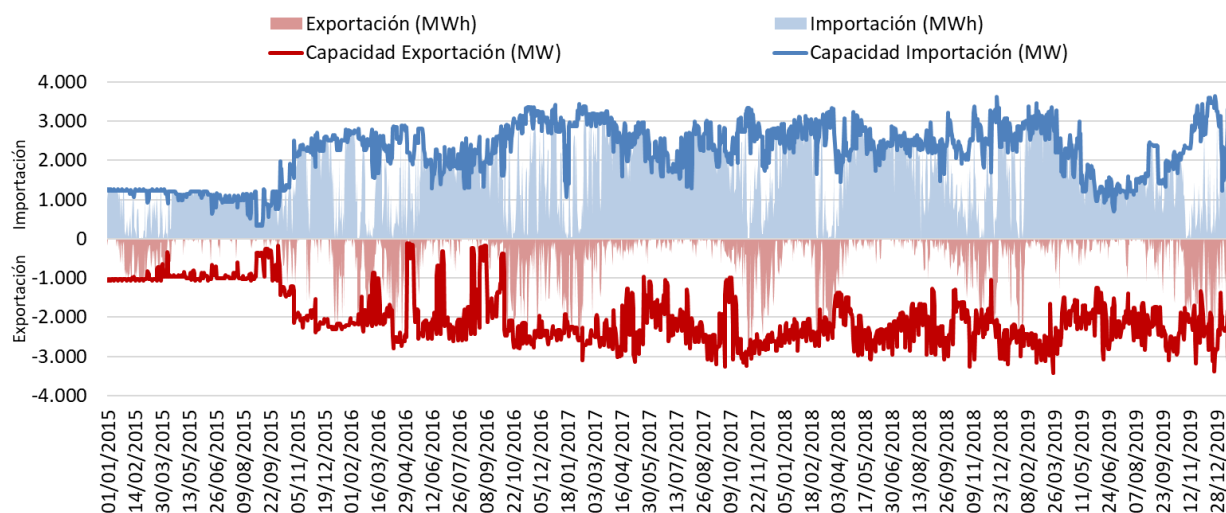
subastas explícitas de capacidad son gestionadas por una plataforma suprarregional de subastas (desde junio de 2015 JAO- Joint Allocation Office-, antes de junio de 2015, CASC.EU.). Las subastas diarias son gestionadas por el Operador del Mercado (OMIE) junto con el resto de operadores europeos incluidos en el proyecto MRC.

Gráfico 82. Acoplamiento de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Francia



Fuente: CNMC

Gráfico 83. Capacidad de la interconexión entre España y Francia y utilización media diaria

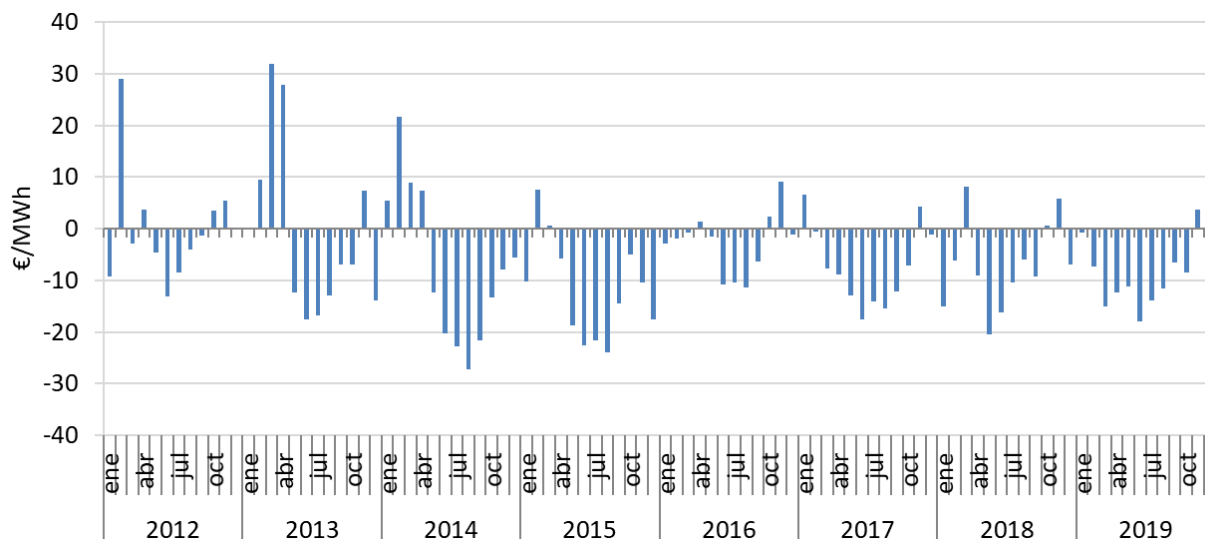


Fuente: CNMC

Nota: Entrada en octubre de 2015 de la nueva línea de 400 kilovoltios (kV) en corriente continua que une Santa Llogaia y Baixas. En junio de 2017 se ha puesto en servicio el desfasador de Arkale en la línea de interconexión de 220 kilovoltios (kV) entre la subestación de Arkale (Oyarzun, Guipúzcoa) y Argia (Francia), lo que permite aumentar la capacidad de intercambio entre España y Francia entre unos 200-500 MW.

Respecto a los precios resultantes de las subastas de la capacidad de intercambio, el precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2019 en el sentido España > Francia fue igual a 4,36 €/MW, valor un 94% superior al precio de la capacidad en la subasta anual para el año 2018 (2,25 €/MW). En el sentido Francia > España, el precio marginal resultante fue igual a 7,51 €/MW, lo que representa una reducción de un 27 % respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2018 (10,25 €/MW). El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en mayo, en el sentido Francia > España con un valor de 14,05 €/MW. En el sentido España > Francia el precio máximo se alcanzó en enero con 12,49 €/MW.

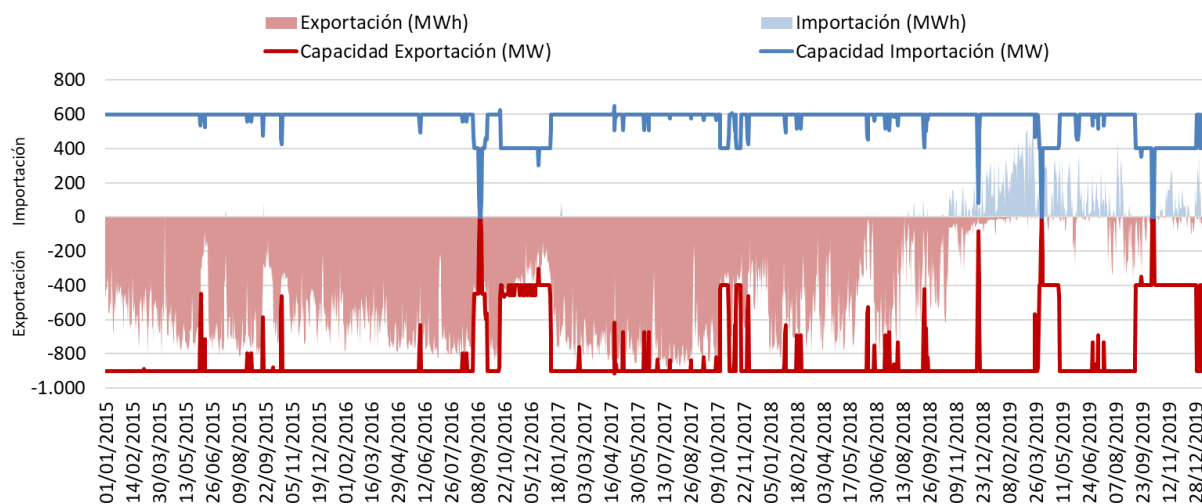
Gráfico 84. Diferencia de precio del mercado diario entre zonas de precio francesa y española (FR-ES)



Nota: Se muestra la media mensual de las diferencias horarias.
Fuente: REE, CNMC

Interconexión con Marruecos

Gráfico 85. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos

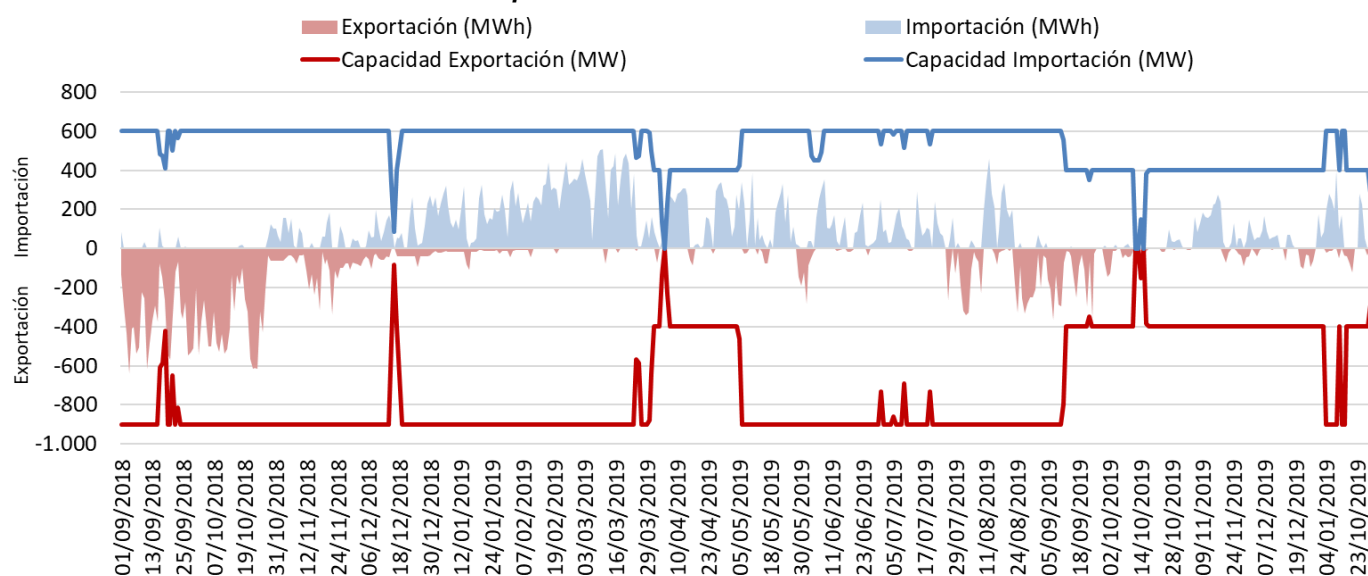


Fuente: CNMC

Nota: Del 14/10/16 al 31/12/16 se reduce la capacidad en ambos sentidos, debido a la avería en la línea.

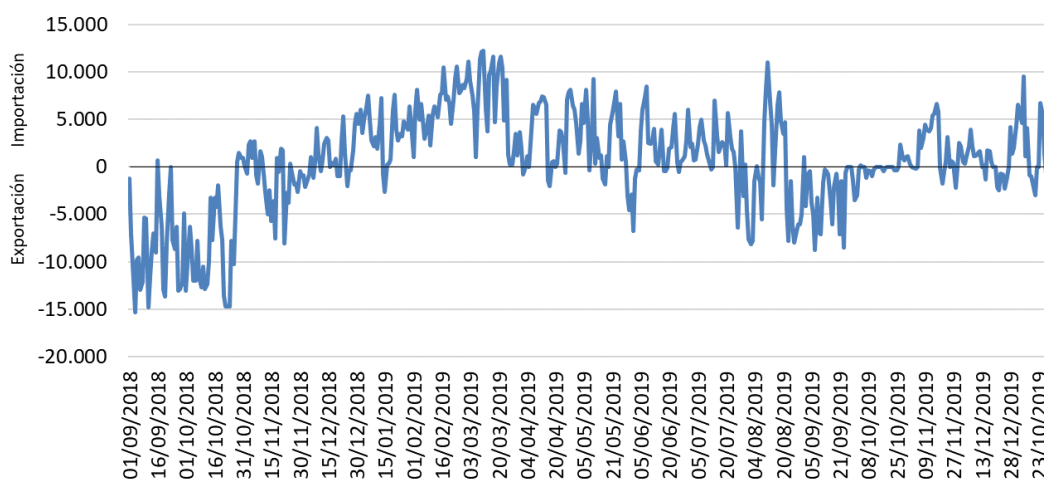
En 2019 se mantuvo el cambio de sentido en el flujo de la interconexión con Marruecos que se había dado a finales del año anterior, con excepciones puntuales en periodos de agosto y septiembre.

**Gráfico 86. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos.
Septiembre 2018 – diciembre 2019**



Fuente: CNMC

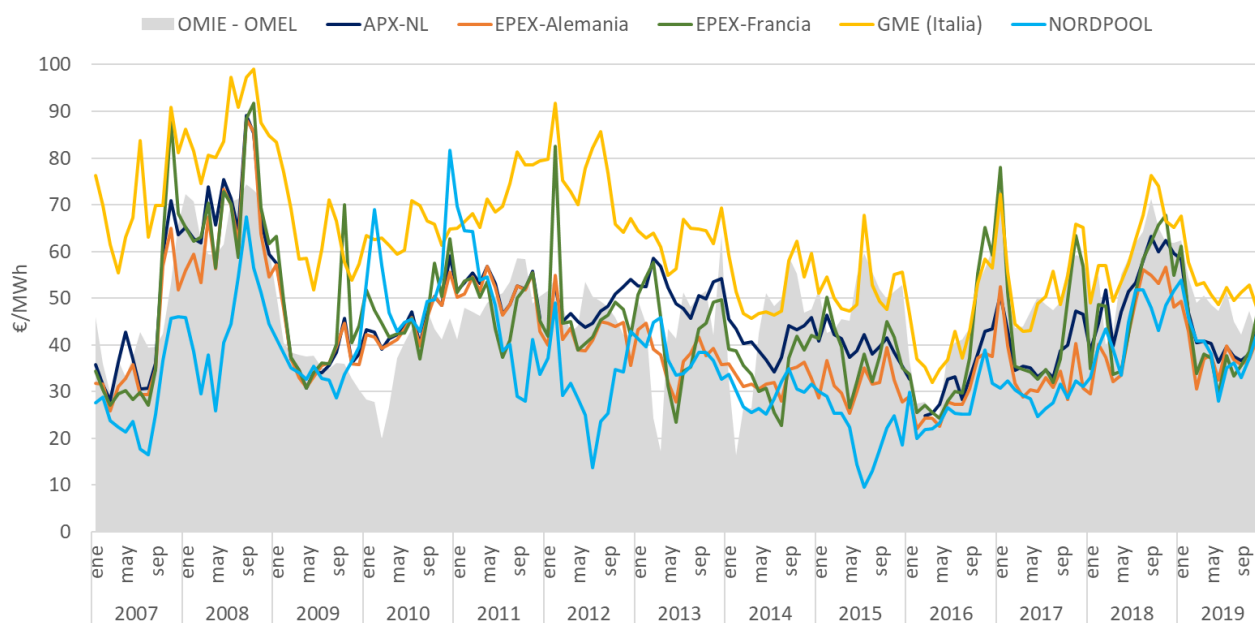
**Gráfico 87. Saldo medio diario del flujo de la interconexión entre España y Marruecos.
Septiembre 2018 – diciembre 2019**



Fuente: CNMC

MIBEL y otras referencias europeas

Gráfico 88. Evolución de los precios del MIBEL y del resto de mercados europeos



Fuente: Mercados europeos y CNMC

ANEXO I: DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE PRODUCCIÓN

Para mejorar la comprensión de este documento, se describen brevemente a continuación los principales segmentos del mercado eléctrico, a través de los cuáles las centrales térmicas programan sus despachos de energía y obtienen sus ingresos, las comercializadoras adquieren la energía necesaria para suministrar a sus clientes, y el Operador del Sistema adquiere, asigna y activa las energías necesarias para mantener el equilibrio y la seguridad del sistema.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, un mercado diario, seis subastas intradiarias, un mercado intradiario continuo, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste del sistema. Estos últimos se definen como aquellos mercados gestionados por el Operador del Sistema que tienen por finalidad adaptar los programas de las unidades de producción, resultantes de la participación de los sujetos en las distintas plataformas de contratación de energía, para garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y calidad requeridas para el suministro de energía eléctrica. El mercado no organizado está constituido por los contratos físicos bilaterales, cuyos términos y condiciones económicas son acordados entre las partes, sin que sean conocidos por parte de la CNMC. Estos contratos bilaterales son nominados diariamente al Operador del Sistema.

El mercado diario español se encuentra acoplado con el resto de mercados europeos y su casación resulta de la aplicación del algoritmo europeo conocido como Euphemia. El resultado del algoritmo está limitado por la capacidad de las interconexiones entre las zonas de precio.

Contratación de energía en horizontes diario e intradiario¹³

Mercados diario, intradiario e intradiario continuo¹⁴: Cubren los horizontes diario e inferior al diario, y son gestionados por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español (OMIE). En el mercado diario, compradores y vendedores realizan ofertas de compra y venta de electricidad para cada una de las horas del día siguiente. El mercado intradiario, de subastas y continuo, permite a los generadores realizar los ajustes necesarios a sus ofertas dentro de

¹³ Ver la web de OMIE para encontrar una descripción más detallada del funcionamiento de los mercados de electricidad, (<http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/conoces-nuestro-mercado-de-electricidad>)

¹⁴ Los mercados intradiarios permiten a los agentes ajustar su posición vendedora o compradora dentro del día, para adaptarla a sus mejores expectativas de producción o consumo, para optimizar el funcionamiento de aquellas centrales que han sido objeto de redespachos por restricciones técnicas o para acoplar una central que adquiere un compromiso de funcionamiento en los servicios de reserva de potencia a subir o de banda de secundaria. Los mercados intradiarios se componen del mercado intradiario de subastas y del mercado intradiario continuo, y son gestionados por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español (OMIE).

las 24h del mismo día de entrega con el objetivo de ajustar sus programas a sus mejores previsiones.

Contratación bilateral con entrega física libremente establecida entre los sujetos del mercado en los mercados no organizados (OTC, *Over the counter*).

Servicios de Ajuste del Sistema, gestionados por el Operador del Sistema¹⁵

La resolución de las restricciones técnicas identificadas en los programas resultantes de la contratación bilateral física y los mercados de producción (diario e intradiario), así como todas aquellas restricciones técnicas que pudieran presentarse durante la propia operación en tiempo real. Sobre la base del programa diario base de funcionamiento (PDBF), que integra los resultados de la casación de ofertas en el mercado diario junto con los contratos bilaterales con entrega física cuya ejecución ha sido nominada diariamente por los sujetos del mercado, el Operador del Sistema (OS) inicia el proceso de análisis y solución de restricciones técnicas, a fin de garantizar que el suministro de energía eléctrica se pueda realizar con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad. En el caso de que el PDBF no cumpla con dichas condiciones, el OS lleva a cabo un proceso mediante el cual elimina las restricciones técnicas identificadas en el sistema mediante la aplicación de redespachos de energía a subir y/o a bajar y el establecimiento de limitaciones a subir o bajar en el programa de determinadas unidades.

Reserva de potencia adicional a subir: En aquellos casos en los que el operador del sistema identifica que las centrales que componen el programa diario viable provisional (PDVP) pudieran no proporcionar la suficiente capacidad de subir carga cerca del tiempo real, se hace necesario incluir en el despacho centrales adicionales que aporten suficiente reserva de potencia a subir. Hasta mayo de 2012, la programación de dichas unidades se incluía como parte de las restricciones técnicas al PDBF, pero a partir de esa fecha se constituyó un mercado específico que provee dicho servicio (mecanismo de insuficiente reserva de potencia adicional a subir). A partir de noviembre de 2019, mediante la resolución de la CNMC por la que se aprueba la adaptación de reglas y procedimientos de operación a la apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00 CET¹⁶, el mercado de reserva de potencia adicional a subir, queda eliminado.

Regulación frecuencia-potencia: banda y energía de regulación secundaria y energía de regulación terciaria: El servicio de regulación secundaria tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-consumo, corrigiendo el desvío instantáneo respecto al programa neto de intercambio en potencia del Bloque de

¹⁵ Ver la web de REE para encontrar una descripción más detallada del funcionamiento de los servicios de ajuste (“Guía de Ayuda sobre los Mercados de Ajuste del Sistema” <https://www.esios.ree.es/es/documentacion/>)

¹⁶ https://www.cnmc.es/sites/default/files/2698864_10.pdf
<https://www.boe.es/boe/dias/2019/10/21/pdfs/BOE-A-2019-15049.pdf>

Control “España”, y el desvío de la frecuencia respecto al valor de consigna establecido (normalmente 50 Hz). Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía). Se define la banda de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de la potencia en que el generador puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. El margen de potencia en cada uno de los dos sentidos se conoce como reserva o banda a subir o a bajar. La utilización de energía de regulación secundaria se realiza de forma automática como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación, distribuyéndose entre las diferentes zonas de regulación, de acuerdo con la asignación de banda de regulación secundaria resultante de la asignación de ofertas, el día anterior, a través del correspondiente mercado. La energía de regulación secundaria utilizada se valora al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir este uso neto de energía de regulación secundaria. La reserva de regulación terciaria está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de los grupos del sistema que puede ser movilizada en un tiempo inferior a quince minutos con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria. La regulación terciaria tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada y el ajuste del equilibrio generación-demanda en periodos no superiores a una hora. Es gestionado mediante mecanismos de mercado, estando la asignación del servicio basada en criterios de mínimo coste y estableciéndose para cada hora precios marginales diferenciados para la reserva de regulación terciaria movilizada a subir y a bajar.

El proceso de gestión de los desvíos entre generación y consumo para garantizar el equilibrio entre la producción y la demanda: El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión. A partir de junio de 2018 la asignación del servicio de gestión de desvíos pasa a ser horaria¹⁷ y, a partir de diciembre de 2019, este proceso queda sustituido por el de activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)¹⁸.

Mercados a plazo

Los mercados anteriores se complementan con los mercados a plazo. Los mercados a plazo de electricidad permiten a los agentes gestionar sus riesgos mediante un conjunto de mercados en los que, con años, meses, semanas o

¹⁷ Ver documento de Especificaciones para la implantación del nuevo mercado intradiario híbrido MIBEL de REE.

¹⁸ Ver P.O. 3.3 de REE.

días de antelación a la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compraventa de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas (semanas, meses, trimestres, años). En el largo plazo, los agentes intercambian diferentes tipos de contratos, con periodos de entrega de distinta duración (año, trimestre, mes, etc.) y en diversos mercados a plazo:

- Contratos bilaterales adaptados a las necesidades de los agentes compradores y vendedores, y con entrega física de la energía o con liquidación financiera por diferencias (pago/cobro de la diferencia entre el precio del mercado diario y un cierto valor pactado en el contrato; sin entrega física de la energía).
- Contratación a través de mercados organizados, subastas organizadas o bilateralmente entre los agentes (el conocido como mercado “over the counter” u OTC, no organizado, en el que los agentes cierran transacciones a través de intermediarios o brokers). En España, el mercado organizado de futuros eléctricos del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) es gestionado por OMIP (<http://www.omip.pt/>).

Programas de producción

Los principales programas de producción y asignaciones de reserva de potencia que se citan en este documento son los siguientes:

Programa diario base de funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el Operador del Sistema (OS) a partir del programa resultante de la casación del mercado diario (PDBC) comunicado por el Operador de Mercado (OM), y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física declarada por los sujetos.

Programa diario viable provisional (PDVP): Es el programa diario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, con desglose horario, que incorpora las modificaciones introducidas en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio generación-demanda posterior.

Asignación de reserva de potencia adicional a subir: Proceso de asignación de ofertas de reserva de potencia adicional a subir realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de potencia adicional a subir, necesaria por razones de seguridad del sistema.

Asignación de reserva (banda) de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar, necesaria por razones de seguridad del sistema.

Programa horario final (PHF): Es la programación establecida por el OS, con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario y del mercado intradiario continuo, de las unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de las unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

Pagos por capacidad

El diseño del mercado eléctrico establece un sistema retributivo regulado que complementa el ingreso que se produce en el mercado eléctrico con el objeto de establecer una señal económica para incentivar la entrada de nueva capacidad en el mercado y para evitar el cierre de aquellas instalaciones que garantizan la seguridad del suministro eléctrico. A tales efectos, se encuentran definidos unos pagos por capacidad que reciben los generadores que cumplen los requisitos para participar como proveedor del servicio de seguridad de suministro en el medio y largo plazo. Bajo el concepto de pagos por capacidad, se incluyen dos tipos de servicio: el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el servicio de disponibilidad a medio plazo. A partir de julio de 2018, se eliminó el servicio de disponibilidad.

ANEXO II: CONTEXTO NORMATIVO EUROPEO

El marco nacional que regula el mercado eléctrico español se encuentra afectado de manera muy relevante por los desarrollos regulatorios comunitarios, cuyo objetivo son la integración progresiva de los mercados mayoristas eléctricos en la Unión Europea¹⁹.

Por ello, es importante analizar el contexto normativo europeo del sector y el estado de desarrollo e implantación del mismo. Este anexo se divide en dos partes principales correspondientes a los dos principales motores de los cambios normativos de estos últimos años. Por un lado, el de la implantación de la normativa derivada del tercer paquete; por otro, el de la reforma europea del mercado eléctrico acometida en el paquete de medidas conocido como “Energía limpia para todos los europeos”²⁰. Finalmente, se repasan otras medidas relevantes, como son las Circulares de la CNMC y Órdenes Ministeriales relacionadas con el sector.

1 Antecedentes del desarrollo de la normativa europea

La normativa europea tiene como objetivo el alcanzar un mercado único de la energía. Para ello, y desde el año 1996, se han dado pasos para desarrollar regulación que permita alcanzar tal fin.

1.1 Tercer paquete

Tras el avance que supusieron los anteriores paquetes normativos²¹, la Comisión Europea presentó en el año 2007 una propuesta de normativa, conocida como

¹⁹ En este sentido, y como en años anteriores, los avances conseguidos hasta la fecha en materia de integración de mercado son analizados y puestos de manifiesto en detalle en el llamado “Market Monitoring Report”, que publica ACER (Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía). <https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx>

²⁰ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

²¹ Primer paquete. El primer paso se dio con la primera directiva de electricidad (Directiva 96/92/CE), de la que cabe destacar que articulaba el paso de un modelo totalmente regulado, existente hasta la fecha, a un planteamiento basado en mecanismos de mercado con separación de actividades y liberalización de parte de los clientes finales, entre otros aspectos.

Segundo paquete. Ante la necesidad de mayores avances en el proceso de liberalización de distintos sectores, entre otros, de la electricidad y el gas, se elaboró un segundo paquete normativo que incluía, entre otros desarrollos, la Directiva 2003/54/CE que establecía normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad y definía las condiciones de acceso al mercado, así como la explotación de las redes y otras cuestiones en materia de consumidores y competencia, reconociendo, con un enfoque de implantación progresiva, el derecho de los consumidores de poder elegir libremente su suministrador. El segundo paquete normativo también conllevó la aprobación del Reglamento (CE) nº 1228/2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, materia de gran importancia para mejorar la competencia en el mercado interior de la electricidad fomentando el comercio transfronterizo.

Tercer Paquete, que pretendía dar un paso más allá en la construcción del mercado único y abordar los problemas de falta de integración de los mercados nacionales y de existencia de mercados aislados, el acceso no discriminatorio a la red, la separación efectiva de actividades de generación y suministro y la falta de competencias de los reguladores nacionales así como el nivel efectivo de supervisión reguladora de cada estado miembro, entre otros.

Tras su tramitación, la normativa fue publicada en agosto de 2009, siendo de especial relevancia la Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, el Reglamento (CE) 714/2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y el Reglamento (CE) 713/2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER).

1.2 Reglamento para el comercio transfronterizo

En el Reglamento 714/2009, que tiene por objeto establecer normas equitativas para el comercio transfronterizo de electricidad y facilitar la creación de un mercado mayorista eficaz en su funcionamiento y transparente con un elevado nivel de seguridad de suministro, se establecen los mecanismos para armonizar las reglas para el comercio transfronterizo de electricidad, en forma de directrices (llamadas, en inglés, *guidelines*).

Las directrices aprobadas hasta la fecha son aquellas relacionadas con la operación del sistema, la conexión a la red y las relacionados con el mercado eléctrico. Estas últimas, las directrices de mercado, serán objeto de análisis en este informe.

2 DIRECTRICES DE MERCADO

Los códigos de red relacionados con el mercado eléctrico son los siguientes:

- **CACM** - Reglamento (UE) 2015/1222 de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones.
- **FCA** - Reglamento (UE) 2016/1719 de 26 de septiembre de 2016 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo.
- **EB** - Reglamento (UE) 2017/2195 de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

En estas directrices está contenido el mandato de desarrollo de diversas metodologías que sirven para implementar de forma efectiva lo dispuesto en los códigos de red, y es en este punto, donde la actividad de las Autoridades Reguladoras (en inglés, RAs o Regulatory Authorities) adquiere especial importancia.

La CNMC, como autoridad reguladora, tiene un papel activo en el desarrollo y aprobación de estas metodologías.

Las metodologías que se reflejan en este informe, asociadas a cada uno de los códigos de red de mercado, han sido o están siendo discutidas por las Autoridades Reguladoras Europeas, contando con la colaboración de los gestores de red de transporte (en adelante TSOs o Transmission System Operators), operadores de mercado (en adelante NEMOS o Nominated Electricity Market Operators) y agentes interesados en un proceso establecido por la normativa europea.

La normativa aprobada por la CNMC en el contexto de los reglamentos comentados anteriormente puede encontrarse en su página web.²²

2.1 Directriz de asignación de capacidad y gestión de congestiones (CACM)

El 25 de julio de 2015 se publicó en el DOUE el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015 por el que se establece una Directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. Esta Directriz regula los aspectos fundamentales que rigen la asignación de capacidad transfronteriza en los mercados diarios e intradiarios de la UE y por tanto el mecanismo de acoplamiento de mercados.

En este Reglamento, en su artículo 9, detalla las propuestas que han de ser realizadas por los TSOs y NEMOs y que son objeto de aprobación por todas las Autoridades Reguladoras siguiendo el proceso comentado anteriormente.

2.1.1 Estado de las metodologías a fecha de elaboración de este informe

A fecha de elaboración de este informe, las autoridades reguladoras han aprobado las metodologías que se listan a continuación, correspondientes a diversos temas contemplados en la directriz.

- **CCR** – Regiones de Cálculo de Capacidad.

Aprobada mediante Decisión de la Agencia el 17 de noviembre de 2016, y mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos. En ella se definen las áreas geográficas en las cuales se realiza un cálculo coordinado de capacidad transfronteriza. La zona de precios española está enmarcada en la zona suroeste de cálculo de capacidad (South West Europe, o SWE).

- **MCO PLAN** – Plan de funciones del Operador de Mercado.

²²<https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/actividad-internacional#normativa-europea>

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 16 de junio de 2017. En esta metodología se establecen las tareas asignadas a los operadores de mercado designados, como la casación de ofertas de diferentes zonas de oferta (market coupling) en el mercado diario e intradiario y la asignación simultánea de la capacidad interzonal.

- **DAFD** – Plazo de Firmeza del Mercado Diario.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 15 de mayo de 2017. En esta metodología se establece el punto temporal a partir del cual la capacidad de la interconexión puesta a disposición del mercado diario es firme. Este punto se marca en 60 minutos antes de la hora de cierre del mercado diario.

- **CGM CACM** – Modelo de Red Común.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 8 de mayo de 2017. Establece un modelo de red común que define una topología de la red a nivel europeo, así como los escenarios de generación y demanda, con el objetivo de maximizar la capacidad interzonal ofrecida al mercado diario garantizando unos adecuados niveles de seguridad, facilitando así un acceso no discriminatorio a la capacidad interzonal en los horizontes diario e intradiario.

- **GLDP** – Provisión de Datos de Generación y Demanda.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 23 de octubre de 2017. En esta metodología, relacionada con el Modelo de Red Común, se establece el conjunto de datos sobre elementos generación y demanda que han de compartir los TSOs y que se han de tener en cuenta para establecer un modelo de red común.

- **HMMP** – Precios de casación Máximo y Mínimo Armonizados para el Mercado diario y para el mercado intradiario.

Aprobada mediante Decisión de la Agencia el 14 de noviembre de 2017. En ellas se establecen los precios máximos y mínimos de la casación, y los mecanismos de revisión de los mismos, para la liquidación de los mercados diario e intradiario. Los límites de precio armonizados de casación establecidos de inicio serán +3.000 €/MWh y -500 €/MWh para el mercado diario, y de +9.999 €/MWh y -9.999 €/MWh para el mercado intradiario. Para el mercado diario se dispone además un mecanismo de revisión automática de +1.000 €/MWh en el caso de superarse en algún momento el 60% del precio establecido. Esta revisión se trasladará, si tiene lugar, al precio máximo del mercado intradiario.

- **CIDM CACM**– Metodología de Distribución de las Rentas de Congestión.

Aprobada mediante Decisión de la Agencia el 14 de diciembre de 2017. En ella se establece el reparto entre sistemas de las rentas de congestión capturadas en las interconexiones debido a la diferencia de precios entre zonas de precios en el horizonte diario. En el caso de las fronteras españolas, *net transmission capacity approach* (NTC), el cálculo de la renta de congestión es relativamente sencillo, multiplicándose el flujo comercial en las interconexiones por el diferencial de precios entre las zonas de oferta, repartiéndose la renta obtenida al 50% entre los TSO de cada lado de la interconexión.

- **BACK UP** – Metodología de respaldo.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 23 de enero de 2018. Esta propuesta recoge el mecanismo de respaldo de los NEMOS que entraría en marcha en caso de que la casación de ofertas del mercado diario o intradiario fallase, con objeto de conseguir el realizar el acoplamiento de mercado europeo mediante el algoritmo EUPHEMIA en caso de que el NEMO encargado de realizar la casación sufra alguna incidencia.

- **PRODUCTS** – Productos en el horizonte diario e intradiario.

Aprobadas mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 23 de enero de 2018. En estas propuestas se definen los diferentes tipos de productos negociados en los horizontes diario e intradiario, así como sus condiciones, como por ejemplo las condiciones complejas.

El 31 de julio de 2019 todos los NEMOS enviaron a ACER una propuesta de modificación de los productos intradiarios, aprobada por la Agencia mediante Decisión 05/2020²³ de 30 de enero de 2020.

- **IDCZGT**– Horas de apertura y cierre del mercado intradiario interzonal.

Aprobada mediante Decisión 4/2018²⁴ de la Agencia el 24 de abril de 2018. Esta metodología establece horas de apertura y cierre del mercado intradiario continuo. Es relevante pues establece el periodo de negociación del que disponen los agentes para ajustar sus posiciones en el mercado intradiario continuo.

Gate Opening Time (Hora de Apertura): Se prevén dos intervalos temporales para facilitar su implementación a nivel pan-europeo:

23

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2020%20on%20ID%20Products.pdf

24

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2018%20on%20IDCZGTs.pdf

- 1 de junio de 2018 – 31 de diciembre de 2018: Armonización a nivel región de cálculo de capacidad de las horas de apertura del mercado intradiario. En el caso de la región SWE, en la que están enmarcadas las zonas de precio española, portuguesa y francesa, que abriría a las **22:00** horas del D-1.
- Desde el 1 de enero de 2019: Armonización paneuropea de la hora de apertura del mercado intradiario en cada zona a las **15:00** horas. No obstante, se definen dos tipos de flexibilidad transitoria. La primera para definir en la metodología regional de cálculo de capacidad cuánta capacidad de interconexión se ofrece al mercado, y la segunda permite una apertura posterior de la negociación continua dentro de una zona de precio en aquellos casos en los que el operador de sistema necesite lanzar procesos de optimización de redespachos y limitaciones al sistema que permitan una operación eficiente y segura del mismo. Cabe destacar la adaptación del MIBEL a este nuevo horario en noviembre de 2019, siendo la primera zona de precio en cambiar la hora de apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00h.

Gate Closure Time (Hora de Cierre): Como en el caso anterior, se prevén dos intervalos temporales para facilitar su implementación a nivel pan-europeo:

- *Desde el 1 de junio de 2018:* La hora de cierre será 60 minutos antes del inicio del periodo negociado a excepción de la frontera Estonia-Finlandia, que será 30 minutos antes.
- *Transitoriamente hasta el 1 de enero de 2021:* En aquellas fronteras donde actualmente el periodo de negociación sea inferior a una hora, se permite un tiempo de cierre de 60 minutos con respecto al inicio de la hora correspondiente al periodo negociado.

- **ALGORITHM** – Desarrollo del algoritmo para el horizonte diario e intradiario

Aprobada mediante Decisión de la Agencia el 26 de julio de 2018. Contiene los requisitos que han de cumplir los algoritmos para las casaciones de los mercados diario e intradiario continuo, así como el conjunto de requerimientos para los mismos.

El 31 de julio de 2019 todos los NEMOS enviaron a ACER una propuesta de modificación de la metodología del algoritmo, aprobada por la Agencia mediante Decisión 04/2020²⁵ de 30 de enero de 2020.

- **SWE FALLBACK** – Metodología de contingencia en el horizonte diario para la región Suroeste

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos de la región suroeste el día 18 de junio de 2018. Recoge el procedimiento de actuación por parte de los TSOs, a nivel regional, en el caso de que tanto el acoplamiento de mercado europeo como el procedimiento de Back Up, ejecutados por los NEMOs, no fuesen capaces de calcular un resultado en el proceso de casación del mercado diario (denominado escenario de Fallback). Se realizarían, por tanto, o bien asignaciones de derechos de capacidad de forma explícita, o bien acoplamientos de mercado regionales.

- **SWE SAR** – Reglas de asignación de respaldo para la Región Suroeste para la interconexión ES-FR

Aprobación a nivel nacional por el Consejo de la CNMC el día 20 de septiembre de 2018. Estas reglas establecen la forma de asignación explícita de capacidad en la interconexión España-Francia en el escenario de Fallback.

- **CIDRA** – Subastas complementarias regionales ES-PT en el horizonte intradiario

Aprobación a nivel nacional por el Consejo de la CNMC el día 12 de abril de 2018. Posteriormente, aprobación de las especificaciones y procedimientos de desarrollo de la metodología de subastas regionales intradiarias el día 6 de junio de 2018. En esta metodología se recoge la realización de subastas regionales en el mercado intradiario entre España y Portugal, adicionales al funcionamiento del mercado intradiario continuo europeo.

- **SWE CCM**– Metodología de cálculo de capacidad en la región Suroeste.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos de la región suroeste el 24 de octubre de 2018. Esta metodología contiene, para la región suroeste, los mecanismos para el cálculo de la capacidad transfronteriza disponible en el horizonte diario, así como sus recálculos para el mercado intradiario.

- **IDCP** – Valoración de la capacidad en el horizonte intradiario

25

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decision/s/ACER%20Decision%2004-2020%20on%20Algorithm%20methodology.pdf

Esta metodología fue aprobada mediante Decisión de la Agencia el 24 de enero de 2019. Se establece la metodología para determinar el precio de la capacidad de intercambio de electricidad entre zonas en el horizonte intradiario, que se basa en subastas implícitas intradiarias que deben formar parte del acoplamiento del mercado único intradiario y deben complementar la negociación en el mercado intradiario continuo.

Se establecen tres subastas paneuropeas intradiarias de capacidad a las 15:00 del día D-1, 22:00 del día D-1 y 10:00 del día D, en las que se subastarán las unidades temporales del mercado del día D. La capacidad no debe ser asignada al mismo tiempo en las subastas y en el mercado continuo, por lo que la asignación de capacidad transfronteriza en el mercado continuo debe ser suspendida y toda la capacidad transfronteriza disponible debe ser asignada a través de las subastas.

2.2 Directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (FCA)

En el año 2016 se publicó en el DOUE el Reglamento (UE) N° 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo. Este Reglamento fija el marco general para el cálculo y la asignación a largo plazo de la capacidad de las interconexiones, así como para la creación de la plataforma única europea de subastas para la asignación de los derechos de capacidad a largo plazo.

En el periodo comprendido entre 2016 y la fecha de elaboración de este informe, las autoridades reguladoras europeas han continuado trabajando en la implementación del mencionado Reglamento, a través de la revisión y la adopción de las metodologías previstas en el mismo, a propuesta de los operadores de los sistemas eléctricos europeos.

2.2.1 Estado de las metodologías a fecha de elaboración de este informe

En desarrollo de la FCA, han sido objeto de revisión y adopción por las autoridades reguladoras europeas las siguientes metodologías:

- **HAR** – Reglas Armonizadas para la asignación capacidad a largo plazo (LTTR).

Aprobadas mediante Decisión de la Agencia el 2 de octubre de 2017, establece los términos y condiciones para la asignación de derechos de capacidad a largo plazo de forma armonizada, así como las condiciones para participar en la subasta, el proceso de subasta y la determinación del precio marginal resultante de la misma. También se determinan las condiciones para transferir y devolver los derechos adquiridos, así como las posibles restricciones a los tenedores de los derechos y la forma de facturación y pago.

- **HAR ANNEX** – Anexo de las reglas armonizadas de asignación de capacidad a largo plazo para la región sudoeste de Europa.

Aprobada el 10 de octubre de 2017 por las autoridades reguladoras de la región SWE, es un anexo regional que define las condiciones, en concreto, para las subastas de capacidad a largo plazo en la interconexión España – Francia y España – Portugal.

- **SAP** – Plataforma única de asignación de derechos de capacidad a largo plazo y metodología para el reparto de los costes asociados a su creación y funcionamiento.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 18 de septiembre de 2017. En ella se define una plataforma única a nivel europeo que facilite la asignación y negociación de derechos de capacidad a largo plazo de forma centralizada, transparente y no discriminatoria.

- **CGM FCA** – Modelo de Red Común.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 11 de junio de 2018. Establece un modelo de red común que define una topología de la red a nivel europeo, así como los escenarios de generación y demanda, con el objetivo de maximizar la capacidad interzonal ofrecida al mercado a plazo.

- **GLDP FCA** – Provisión de Datos de Generación y Demanda.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 23 de octubre de 2017. Esta metodología, relacionada con el Modelo de Red Común, establece el conjunto de datos sobre elementos generación y demanda que han de compartir los TSOs y que se han de tener en cuenta para establecer un modelo de red común y así optimizar el cálculo de capacidad a plazo.

- **CIDM FCA** – Distribución de las rentas de congestión.

Esta metodología fue aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 24 de mayo de 2019. Define el reparto entre sistemas de las rentas de congestión capturadas en las interconexiones debido a la diferencia de precios entre zonas de precios, así como de la remuneración de los derechos de capacidad asignados a largo plazo.

Establece como criterio por defecto el reparto al 50% de la renta de congestión entre los operadores de sistema a cada lado de la frontera y permite excepciones basadas en la diferente propiedad de las interconexiones o la diferente aportación que hace cada interconexión al flujo transfronterizo dentro de una misma frontera.

- **FRC FCA** – Sharing of costs incurred to ensure firmness and remuneration LTTRs.

El artículo 61 del Reglamento FCA establece la obligación para todos los TSOs de elaborar una metodología de reparto de los costes incurridos para garantizar la firmeza y la remuneración de los derechos de transmisión a largo plazo. Los TSOs remitieron la propuesta a ACER el 23 de abril de 2020, y tendrá que ser aprobada mediante decisión de la Agencia no más tarde del 23 de octubre de 2020.

- **SWE LTCCM FCA** – Long term capacity calculation methodology.

El artículo 10 del Reglamento FCA establece la obligación para todos los TSOs de una misma región de cálculo de capacidad de presentar una propuesta de metodología común de cálculo coordinado de la capacidad para horizontes temporales a largo plazo en la región. La propuesta de metodología relativa a la región SWE fue sometida a consulta pública en 2019 y presentada a las autoridades reguladoras. Tras una solicitud de modificaciones por parte de éstas, la propuesta final fue presentada el 14 de enero de 2020 y aprobada²⁶ el 28 de febrero del mismo año.

- **SWE Splitting Rules FCA** – Long term cross-zonal capacity splitting methodology.

El artículo 16 del Reglamento FCA establece la obligación para todos los TSOs de cada región de cálculo de capacidad elaborarán conjuntamente una propuesta de metodología de subdivisión de la capacidad interzonal a largo plazo de manera coordinada entre los distintos horizontes temporales de asignación de la capacidad para su región.

La propuesta de metodología relativa a la región SWE fue presentada a las autoridades reguladoras el 15 de mayo de 2019 y, tras una solicitud de modificaciones, fue presentada nuevamente el 14 de enero de 2020 y aprobada²⁷ por las autoridades reguladoras de la región el 28 de febrero de 2020.

2.3 Directriz de balance eléctrico (EB)

La Directriz sobre el balance eléctrico fue publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el 28 de noviembre de 2017 (Reglamento (UE) 2017/2195²⁸) y entró en vigor el 18 de diciembre de 2017. No obstante, los principios fundamentales de la Directriz estaban ya consensuados con anterioridad, por lo que desde 2015 se ha trabajado en varios proyectos piloto en Europa con el fin de avanzar en la implementación de dicha Directriz.

²⁶ https://www.cnmc.es/sites/default/files/2893532_1.pdf

²⁷ https://www.cnmc.es/sites/default/files/2893533_5.pdf

²⁸ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32017R2195>

2.3.1 Estado de las metodologías aprobadas a fecha de elaboración de este informe

Se detalla a continuación el estado de implementación de los diferentes proyectos:

2.3.1.1 Proyecto TERRE

El proyecto Trans-European Replacement Reserves Exchange (en adelante TERRE) tiene como objetivo el diseño, la implementación y la operación de una plataforma común para el intercambio de energías de balance procedentes de las reservas de sustitución (Replacement Reserves, RR); equivalente, hasta la fecha de entrada en la plataforma por parte de REE, al proceso de gestión de desvíos de nuestro sistema. Esta plataforma, junto con otras previstas en el mismo reglamento para distintos productos de balance, permite la cobertura de las necesidades de reserva de los sistemas interconectados tanto con producto propio como con externo a través de las interconexiones entre los países que participan en el proyecto. Indicar a este respecto que, según establece la directriz, la participación es obligatoria para todos los sistemas que utilizan este tipo de reserva y además están interconectados con otro sistema que también la utiliza.

El marco de aplicación presentado fue aprobado por la CNMC el 12 de diciembre 2018 y, tras ser aprobado por el resto de autoridades reguladoras (la última el 15 de enero de 2019), se debía poner en marcha en un máximo de un año, es decir, en enero de 2020.

El *go-live* de la plataforma fue el 6 de enero de 2020, si bien solo la República Checa entró en esa fecha; REE lo hizo el 3 de marzo y, el resto, que estaba previsto que lo hicieran en los siguientes meses, previa excepción temporal autorizada por las respectivas autoridades reguladoras, tuvieron que aplazar su entrada debido a la crisis sanitaria derivada del coronavirus. La previsión de incorporación²⁹ de cada país a la plataforma es:

- Portugal – Final del tercer trimestre de 2020.
- Gran Bretaña – Principios del cuarto trimestre de 2020.
- Suiza – Cuarto trimestre de 2020.
- Francia – Cuarto trimestre de 2020.
- Italia – Cuarto trimestre de 2020.
- Polonia – Principios del primer trimestre de 2022.

²⁹ <https://www.entsoe.eu/news/2020/06/29/update-on-the-accession-roadmap-to-the-rr-platform-due-to-covid-19-outbreak/>

2.3.1.2 Proyecto MARI

El proyecto Manually Activated Reserves Initiative (MARI) tiene como objetivo el diseño, la implementación y la operación de una plataforma europea para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual (Frequency Restoration Reserve, mFRR); equivalente a la regulación terciaria en nuestro actual sistema. El marco de aplicación de la plataforma europea MARI ha sido aprobado por ACER, mediante Decisión 3/2020³⁰, de 24 de enero de 2020. De acuerdo con el artículo 20 del reglamento EB, los TSOs disponen de 30 meses para poner en marcha la plataforma, adaptar a ésta sus procesos nacionales y empezar a utilizar el producto mFRR estándar. Se prevé que REE empiece a utilizar la plataforma europea de intercambio de mFRR a partir del 24 de julio de 2022.

2.3.1.3 Proyecto PICASSO

El proyecto Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation (PICASSO) tiene como objetivo el diseño, implantación y operación de una plataforma europea para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR); equivalente a la regulación secundaria de nuestro actual sistema. El marco de aplicación de la plataforma europea PICASSO ha sido aprobado por ACER, mediante Decisión 2/2020³¹, de 24 de enero de 2020. De acuerdo con el artículo 21 del reglamento EB, los TSOs disponen de 30 meses para poner en marcha la plataforma, adaptar a ésta sus procesos nacionales y empezar a utilizar el producto aFRR estándar. Sin embargo, se prevé que REE solicite una excepción temporal de dos años a la entrada en esta plataforma para que no coincida con la entrada en la plataforma de mFRR, lo cual permitiría a REE no empezar a utilizar la plataforma europea de aFRR hasta julio de 2024.

2.3.1.4 Metodología para determinar los precios de la energía de balance

Esta metodología, prevista en el artículo 30 del Reglamento EB, establece el proceso para la fijación de los precios de aplicación a la energía de balance y la capacidad interzonal de intercambio utilizadas para el intercambio de energía de balance o para la operación del proceso de compensación de desequilibrios.

30

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decision%20s/ACER%20Decision%2003-2020%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform.pdf

31

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decision%20s/ACER%20Decision%2002-2020%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20aFRR%20Platform.pdf

Esta metodología fue aprobada por ACER mediante Decisión 1/2020³², de 24 de enero de 2020.

2.3.1.5 Proyecto Imbalance Netting

El proyecto Imbalance Netting (IN) tiene como objetivo el diseño, implantación y operación de una plataforma común para el proceso de compensación de desequilibrios entre sistemas vecinos. El objetivo es poder compensar en tiempo real los desvíos que se produzcan en sentido contrario en sistemas interconectados mediante modificación de los flujos transfronterizos, sin necesidad de activar energías de balance. Esta plataforma deriva de un proyecto regional ya existente que opera en el sistema alemán (IGCC).

El marco de aplicación de la plataforma IN ha sido aprobado por ACER mediante Decisión 13/2020³³, de 24 de junio de 2020, y la entrada de REE en la plataforma está prevista para septiembre de 2029.

La plataforma IN estará operativa hasta la puesta en marcha de PICASSO en 2022, puesto que la plataforma PICASSO ya incorporará la funcionalidad de compensación de desequilibrios.

2.3.1.6 Lista de productos estándar de reserva de balance para las reservas de recuperación de la frecuencia y las reservas de sustitución

El artículo 25 del Reglamento EB establece la obligación para todos los TSOs de crear una lista de productos estándar de reserva de balance para las reservas de recuperación de la frecuencia y las reservas de sustitución. La lista fue aprobada por ACER mediante Decisión 11/2020³⁴, de 17 de junio de 2020.

2.3.1.7 Proceso de asignación cooptimizado (CO-CZA)

El artículo 40 del Reglamento EB establece la obligación para todos los TSOs de elaborar una propuesta de metodología para un proceso de asignación cooptimizado de la capacidad interzonal de intercambio para intercambiar reserva de balance. La propuesta de metodología fue remitida por los TSOs a

³²

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decision%20s/ACER%20Decision%2001-2020%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy.pdf

³³

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decision%20s/ACER%20Decision%2013-2020%20on%20Implementation%20framework%20for%20imbalance%20netting.pdf

³⁴

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decision%20s/ACER%20Decision%2011-2020%20on%20standard%20products%20for%20balancing%20capacity.pdf

ACER el 17 de diciembre de 2019 y, tras sacarla a consulta pública, fue aprobada por ACER mediante Decisión 12/2020³⁵, de 17 de junio de 2020.

La metodología especifica cómo se asigna la capacidad interzonal para el intercambio de capacidad de balance o reservas teniendo en cuenta el valor de mercado de la capacidad de intercambio. Debido a ello, el proceso se integra en el algoritmo de casación del mercado diario para optimizar la asignación de capacidad entre ambos tipos de mercado: el “spot” y el de balance.

2.3.1.8 Finalidades de activación (Activation Purposes - AP)

El artículo 29 del Reglamento EB establece la obligación para todos los TSOs de elaborar una propuesta para una metodología para clasificar las finalidades de activación de las ofertas de energía de balance. Dicha propuesta de metodología, tras no haber llegado a un acuerdo las autoridades reguladoras, fue remitida a ACER el 14 de enero de 2020. La propuesta fue aprobada por ACER mediante Decisión 16/2020³⁶, de 15 de julio de 2020.

La metodología clasifica las finalidades de las activaciones de las ofertas de energía de balance, describiendo todas las posibles finalidades –balance y restricciones del sistema– de las ofertas de los productos de aFRR, mFRR y RR.

2.3.1.9 Armonización de la liquidación de los desvíos (ISH)

El artículo 52 del Reglamento EB establece la obligación para todos los TSOs de elaborar una propuesta para continuar con la especificación y armonización de la liquidación del desvío, con todo lo que ello implica: el cálculo del desvío y de la posición, la determinación del volumen y del precio, la unicidad o dualidad del precio... Dicha propuesta de metodología, tras no haber llegado a un acuerdo las autoridades reguladoras, fue remitida a ACER el 14 de enero de 2020, y aprobada mediante Decisión 18/2020³⁷, de 15 de julio de 2020.

2.3.1.10 Liquidación entre TSOs (TSO-S, FSKAR, FSUE)

El artículo 52 del Reglamento EB establece la obligación para todos los TSOs de elaborar una propuesta de normas comunes de liquidación aplicables a todos los intercambios de energía intencionados como resultado los procesos de aFRR,

35

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decision/s/ACER%20Decision%2012-2020%20on%20a%20co-optimised%20allocation%20process%20of%20cross-zonal%20capacity.pdf

36

[https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2016-2020%20on%20the%20methodology%20for%20classifying%20the%20activation%20purposes%20of%20balancing%20energy%20bids%20\(APP\).pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2016-2020%20on%20the%20methodology%20for%20classifying%20the%20activation%20purposes%20of%20balancing%20energy%20bids%20(APP).pdf)

37

[https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20\(ISHP\).pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20(ISHP).pdf)

mFRR, RR e IN (TSO-TSO Settlement). Además, el mismo artículo obliga también a la elaboración de una propuesta para la liquidación de los intercambios de energía no intencionados dentro una misma zona síncrona, otra para los intercambios intencionados como resultado de los procesos de contención de la frecuencia y de rampa de variación de la potencia dentro de una misma zona síncrona (FSKAR), y otras dos, análogas, para el mismo tipo de intercambios entre zonas síncronas (FSUE).

En el caso de la metodología TSO-TSO Settlement, referente a la liquidación de los intercambios intencionados de aFRR, mFRR RR e IN, tras no haber llegado a un acuerdo las autoridades reguladoras, fue remitida a ACER el 14 de enero de 2020, y aprobada mediante Decisión 17/2020³⁸, de 15 de julio de 2020.

En el caso de las dos metodologías FSKAR, referentes a la liquidación de intercambios de energía dentro de una misma zona síncrona, intencionados – por contención de frecuencia y rampas- y no intencionados, respectivamente, las propuestas³⁹ fueron aprobadas en el marco del Foro de Reguladores Europeos el 27 de mayo de 2020 y posterior resolución⁴⁰ de la CNMC de fecha 3 de junio de 2020. Se prevé que REE empiece a liquidar los intercambios conforme a estas metodologías a partir del 15 de junio de 2021.

En el caso de las dos metodologías FSUE, referentes a las liquidaciones de los intercambios de energía entre zonas síncronas, es decir, entre TSOs asíncronamente conectados, la metodología⁴¹ de liquidación de los intercambios intencionados –por contención de frecuencia o rampas- fue, tras una solicitud de modificación por parte de las autoridades reguladoras, aprobada el 22 de mayo de 2020, mientras que la metodología⁴² de liquidación de los intercambios no intencionados fue aprobada en el marco del Foro de Reguladores Europeos el 4 de diciembre de 2019.

38

[https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2017-2020%20on%20the%20common%20settlement%20rules%20applicable%20to%20all%20intended%20exchanges%20of%20energy%20\(SP\).pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2017-2020%20on%20the%20common%20settlement%20rules%20applicable%20to%20all%20intended%20exchanges%20of%20energy%20(SP).pdf)

39 Propuesta de liquidación de intercambios intencionados por FCR y rampas:
https://www.cnmc.es/sites/default/files/2976302_7.pdf

Propuesta de liquidación de intercambios no intencionados:
https://www.cnmc.es/sites/default/files/2976299_9.pdf

40 Resolución metodología FSKAR de intercambios intencionados:

https://www.cnmc.es/sites/default/files/2973091_18.pdf

Resolución metodología FSKAR de intercambios no intencionados:

https://www.cnmc.es/sites/default/files/2973092_17.pdf

41 Propuesta de liquidación de intercambios intencionados por FCR y rampas entre SAs:
https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/nc-tasks/EBGL/EBGL_A50.4_190618_FSkar_between_SAs_intended_TSOs_final_submission.pdf

42 Propuesta de liquidación de intercambios no intencionados entre SAs:
https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/nc-tasks/EBGL/EBGL_A51.2_190618_FSkar_between_SAs_unintended_TSOs_final_submission.pdf

2.3.1.11 Condiciones para los proveedores de servicios de balance y sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español

El día 18 de junio de 2018 se recibió en la CNMC la propuesta de REE de las condiciones para los proveedores de servicios de balance y sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español a la que hace referencia el artículo 18 del Reglamento EB.

Estas condiciones definen la función y las actuaciones de los proveedores de servicios de balance y de los sujetos de liquidación responsables del balance, garantizando un adecuado nivel de competencia y condiciones equitativas de participación entre los sujetos del mercado e incluyendo entre ellos a los titulares de instalaciones de generación, de instalaciones de demanda y a los de sistemas de almacenamiento.

En este mismo ámbito, en noviembre de 2018, se solicitó a REE la elaboración de una Hoja de Ruta para la implantación del Reglamento de Balance en el sistema eléctrico peninsular español. Por su parte, el Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, atribuyó a esta Comisión la competencia para la aprobación de las metodologías para la prestación de los servicios de balance. El 12 de julio de 2019, REE remitió a la CNMC una versión revisada de la propuesta de Condiciones, al objeto de adaptarla al nuevo marco competencial y a la mencionada Hoja de Ruta. Esta propuesta revisada fue sometida por la CNMC a trámite de información pública. Tras analizar el resultado de la consulta pública, y de acuerdo con el artículo 6 del mismo Reglamento (UE) 2017/2195, el 28 de noviembre de 2019, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó una solicitud a REE de cambios en el texto de la propuesta. La versión revisada del documento, una vez incorporados los cambios solicitados, fue aprobada por la CNMC mediante Resolución⁴³ el 11 de diciembre de 2019.

El plazo previsto en el Reglamento EB para la implantación de las condiciones relativas al balance aprobadas a nivel nacional es de 12 meses.

Se mantiene actualizada en la página web de REE una edición actualizada de la Hoja de Ruta mencionada previamente⁴⁴.

Los hitos en materia de armonización de los procesos llevados a cabo por el Operador del Sistema con las Condiciones de balance son, hasta la fecha:

- Exención de la transferencia de reserva de balance de conformidad con el artículo 34.1 del Reglamento EB para la banda de regulación secundaria. Fue solicitada por el Operador del Sistema el 12 de diciembre de 2018, y concedida el 10 de octubre de 2019 tras someterse a consulta pública.

⁴³ <https://www.cnmc.es/expedientes/dcoorde01218>

⁴⁴ <https://www.esios.ree.es/es/pagina/informacion-sobre-implementacion-de-los-codigos-de-red-de-mercados>

- Adaptación de los procedimientos de operación a la participación en las plataformas europeas de intercambio de RR y de compensación de desvíos: Propuesta del Operador del Sistema para adecuar los procedimientos de operación a la participación de REE en estas plataformas. La propuesta⁴⁵ fue aprobada por la CNMC mediante Resolución⁴⁶ el 17 de diciembre de 2019.
- Adaptación de los procedimientos de operación a las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español: Las Condiciones relativas al Balance establecen en su artículo 30.2 un requerimiento al Operador del Sistema para lanzar a consulta pública una propuesta de adaptación de los procedimientos de operación. La consulta pública tuvo lugar del 23 de marzo al 30 de abril de 2020, y el 8 de junio de 2020 tuvo entrada en la CNMC la propuesta de adaptación⁴⁷.
- Solicitud excepción ISP15: El artículo 53.1 del Reglamento EB establece que, a más tardar, tres años después [18 de diciembre de 2020] de la entrada en vigor del presente Reglamento [18 de diciembre de 2017], todos los gestores de la red de transporte aplicarán el período de liquidación de los desvíos de 15 minutos en todas las zonas de programación. Con posterioridad, el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad, establece en su artículo 8 que, a más tardar el 1 de enero de 2021, el período de liquidación de los desvíos será de quince minutos en todas las zonas de programación, a menos que las autoridades reguladoras hayan concedido una exención de acuerdo con el artículo 64 de dicho Reglamento.

REE, de conformidad con lo anterior, solicitó a la CNMC la mencionada excepción al artículo 53.1 del Reglamento EB, mediante escrito de 18 de junio. Red Eléctrica solicitó la excepción máxima establecida en la normativa, es decir,

⁴⁵ Los procedimientos de operación afectados fueron: Anexo III del *Procedimiento de intercambio de energías transfronterizas de balance (BALIT)*, del Acuerdo de la CNMC, de 6 de junio de 2018, por el que se aprueban las especificaciones y procedimientos de desarrollo de la metodología de subastas regionales intradiarias entre España y Portugal, el P.O. 3.1 – Programación de la generación, el P.O. 3.3 – Gestión de desvíos, el P.O. 7.2 – Regulación secundaria, el P.O. 14.4 – Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, y el P.O. 14.6 – Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos de mercado.

⁴⁶ https://www.cnmc.es/sites/default/files/2784055_11.pdf

⁴⁷ Los procedimientos de operación a los que afecta la propuesta de adaptación son: PO 3.1. Proceso de programación, PO 3.2. Restricciones técnicas, PO 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR), PO 3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento, PO 3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, PO 7.2. Regulación secundaria, PO 7.3. Regulación terciaria, PO 9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación, PO 14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, PO 14.2. Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación, PO 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema. El resto de los procedimientos de operación incluidos en la consulta pública del OS han sido remitidos al MITERD para su tramitación.

hasta el 31 de diciembre de 2024. No obstante lo anterior, propuso un calendario y programa detallado que prevé el paso a un periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos con fecha 1 de octubre del 2023.



Fuente: REE

3 REGLAMENTO (UE) Nº 1227/2011, DE 25 DE OCTUBRE DE 2011, SOBRE LA INTEGRIDAD Y LA TRANSPARENCIA DEL MERCADO MAYORISTA DE LA ENERGÍA (REMIT)

El Reglamento (UE) Nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT), establece normas que prohíben las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de la energía, entendidos estos como el conjunto de mercados al contado y a plazo, con liquidación física o financiera, de electricidad y gas natural, en cada uno de los Estados miembros.

Al objeto de facilitar la supervisión del mercado mayorista de la energía por parte de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y de las autoridades reguladoras, el artículo 8 de REMIT establece la obligación de los participantes en el mercado mayorista de la energía de comunicar a ACER las operaciones (incluidas las órdenes para realizar operaciones) que realicen en dicho mercado, de acuerdo a lo que establezca la Comisión Europea a través de actos de ejecución⁴⁸ (artículo 8.2).

⁴⁸ Reglamento de Ejecución (UE) Nº 1348/2014, relativo a la comunicación de datos en virtud del artículo 8, apartados 2 y 6, de REMIT.

Como paso previo para la comunicación de las operaciones a ACER, y con la finalidad de facilitar dicho proceso de comunicación, el artículo 9 de REMIT establece la obligación para los participantes en el mercado mayorista de la energía, que realicen operaciones que han de ser comunicadas a ACER, de registrarse ante la autoridad reguladora del Estado miembro en el que estén establecidos o residan o, en caso de que no estén establecidos ni residan en la Unión Europea, ante la de un Estado miembro en el que actúen.

A través de Resolución de 8 de enero de 2015 de la CNMC se creó el Registro español de participantes en el mercado mayorista de la energía. El número total de participantes en el mercado inscritos en dicho Registro se cifró en 493 al cierre de 2016 y en 642 a finales de 2017.

De acuerdo al artículo 12 del Reglamento de Ejecución (UE) N° 1348/2014, desde el 7 de octubre de 2015, los participantes en el mercado mayorista de la energía están obligados a comunicar a ACER el detalle de los contratos ejecutados (incluidas las órdenes para realizar operaciones) en los mercados organizados, así como los datos correspondientes a los fundamentales sobre capacidad y utilización de las instalaciones de electricidad (producción, consumo y transporte) y de gas (transporte). Por su parte, desde el 7 de abril de 2016 deben comunicarse a la Agencia los datos sobre transacciones ejecutadas fuera de los mercados organizados y el resto de fundamentales.

Derivada de la función de supervisión del mercado mayorista de la energía de ACER o de los reguladores nacionales, al cierre de 2019 la Agencia tenía abiertos un total de 218 casos⁴⁹ de investigación relacionados con potenciales infracciones de REMIT (manipulación de mercado o uso o falta de publicación de información privilegiada).

En la web de ACER se puede encontrar la documentación que la Agencia ha ido publicando para facilitar la implementación del REMIT⁵⁰, entre la que cabe destacar las diversas versiones de la Guía de aplicación de REMIT⁵¹. En particular, se incluyeron en 2019 una serie de modificaciones para incorporar aclaraciones sobre la consideración de retirada de capacidad como práctica de manipulación de mercado y se introducen nuevos requisitos de información en relación con las plataformas de transparencia y de información privilegiada. En su última Guía, la quinta⁵², de 8 de abril de 2020, la Agencia se centró en proveer de detalle y ejemplos las definiciones de *information* y de *inside information* en el marco de REMIT, así como de explicar cómo debe llevarse a cabo el análisis de los cuatro criterios de *inside information*.

⁴⁹ De acuerdo a la última información publicada por ACER (https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly_Q4_2019_1.0.pdf)

⁵⁰ <https://documents.acer-remit.eu/category/all-documents/>

⁵¹ <https://documents.acer-remit.eu/guidance-on-remit-2/>

⁵² <https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/5th-Edition-ACER-Guidance.pdf>

Con fecha 30 de junio de 2020, ACER publicó tres actualizaciones de la documentación de la Guía de aplicación de REMIT relativa a:

- *Questions and Answers (Q&As) on REMIT.*
- *Transaction Reporting User Manual.*
- *FAQs on REMIT transaction reporting.*

4 PAQUETE SOBRE LA ENERGÍA LIMPIA PARA TODOS LOS EUROPEOS (CEP- CLEAN ENERGY PACKAGE)

En diciembre de 2018 finalizaron las negociaciones sobre la propuesta normativa realizada por la Comisión Europea en noviembre de 2016 denominada “Energía Limpia para todos los europeos”, un conjunto de normas que persiguen establecer las bases para la transición energética⁵³.

El nuevo marco regulatorio introduce planes nacionales de energía y clima para estimular las inversiones en este sector. Establece, entre otros, una serie de objetivos obligatorios para Europa en 2030: el 32% de energía renovable, eficiencia energética del 32,5% y el 15% de nivel de interconexión⁵⁴.

4.1 Diseño del mercado de electricidad

4.1.1 Reglamento (UE) 2019/943 de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad

4.1.1.1 Usos de los ingresos de las rentas de congestión

El artículo 19 del Reglamento (UE) 2019/943 establece la obligación para todos los TSOs de elaborar una propuesta de metodología. Dicha metodología deberá especificar en qué condiciones los ingresos pueden utilizarse para garantizar la disponibilidad real de la capacidad asignada y para mantener o aumentar la capacidad interzonal a través de la optimización del uso de los interconectores existentes mediante medidas correctoras coordinadas o cubrir los costes derivados de las inversiones en la red pertinentes para reducir la congestión de los interconectores. También deberá especificar en qué condiciones pueden depositarse en una cuenta interna separada para usos futuros con esos fines y durante cuánto tiempo pueden depositarse en tal cuenta.

La propuesta⁵⁵, sometida a consulta pública, fue presentada por los TSOs el 20 de marzo de 2020, fecha a partir de la cual ACER tiene 6 meses para aprobarla.

⁵³ El 22 de mayo, el Consejo de Ministros de la UE adoptaron formalmente el paquete normativo denominado Energía Limpia para todos los europeos

⁵⁴ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

⁵⁵ https://consultations.entsoe.eu/markets/draft-methodology-on-the-use-of-congestion-income/supporting_documents/200320_TSOs%20Methodology%20on%20Use%20of%20Congestion%20Income_Public%20Consultation.pdf

4.1.1.2 Excepción temporal de la regla del 70% de la capacidad disponible de intercambio transfronterizo

El artículo 16 del Reglamento (UE) 2019/943 establece la obligación de los TSOs a proporcionar, a partir del 1 de enero de 2020, al menos un 70% de la capacidad de intercambio disponible para el comercio transfronterizo, respetando los límites de seguridad y considerando situaciones de contingencia. En noviembre de 2019, REE solicitó una excepción temporal de un año para este requerimiento, aprobada⁵⁶ por la CNMC en diciembre de 2019.

ACER, mediante la Recomendación 01/2019 estableció cómo debía monitorizarse el porcentaje de la capacidad de interconexión disponible para intercambios transfronterizos. En caso de no llegar al 70% exigido tras el periodo de excepción de dos años como máximo, el estado miembro podrá optar por una reconfiguración alternativa de las zonas de precio, o por un 'plan de acción' que contemple inversiones a 5 años. En este sentido, tanto los TSOs como la Agencia, siguen trabajando en la mejora del algoritmo de monitorización y en la metodología del cálculo del porcentaje.

4.1.1.3 Bidding Zone Review

El artículo 14 del Reglamento (UE) 2019/943 establece la obligación de los TSOs de presentar una propuesta relativa a la metodología y los supuestos que se utilizarán en el proceso de revisión de la zona de oferta, así como las configuraciones alternativas de la zona de oferta objeto de consideración. Como caso excepcional, el Reglamento establece que esta propuesta deberá ser aprobada unánimemente por todas las autoridades reguladores –si bien, debido a la modificación del Reglamento de ACER, el resto de propuestas las aprueba directamente la Agencia.

El 3 de octubre del 2019, REE remitió a esta Comisión la propuesta de metodología de los TSOs. El 17 de diciembre de 2019 las autoridades reguladoras enviaron a los TSOs una solicitud de modificación de dicha propuesta. El 18 de febrero de 2020 REE envió la nueva propuesta de metodología de los TSOs, que se sometió a consulta pública. Tras no alcanzar el acuerdo entre las autoridades reguladoras, la metodología fue remitida a ACER para ser aprobada.

4.1.1.4 Resource Adequacy and Capacity Remuneration Mechanisms

El artículo 23 del Reglamento (UE) 2019/943 establece la obligación de ENTSO-E de presentar un proyecto de metodología para el análisis europeo de cobertura, así como una propuesta de metodología para el cálculo del valor de carga perdida (VoLL), el coste de la entrada de nuevas empresas para la generación o respuesta de la demanda (CoNE) y el estándar de fiabilidad a que

⁵⁶ Resolución por la que se aprueba la excepción temporal en relación con la aplicación del artículo 16(8) del reglamento (UE) 2019/943 sobre capacidad disponible de intercambio transfronterizo: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/2784056.pdf>

hace referencia el artículo 25 (RS). Estas propuestas, tras haber sido sometidas a consulta pública por ENTSO-E del 5 de diciembre de 2019 a 30 de enero de 2020, fueron enmendadas y remitidas a ACER el 4 de mayo de 2020. La Agencia sometió las propuestas a consulta pública hasta el 27 de mayo y deberá emitir una decisión al respecto no más tarde del 5 de agosto de 2020.

4.1.1.5 Price Limits

El artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943 establece que no habrá un límite máximo ni un límite mínimo para los precios al por mayor de la electricidad. A este respecto, el OMIE lanzó a consulta pública el 8 de noviembre de 2019 la adaptación⁵⁷ de los límites de ofertas en los mercados diario e intradiario. A fecha de elaboración de este informe, su implementación se encuentra en fase de análisis.

4.1.1.6 Regional Coordination Centres

El artículo 35 del Reglamento (UE) 2019/943 establece la obligación para todos los TSOs de una región de operación del sistema de presentar una propuesta para la creación de centros de coordinación regionales. El plazo para ello es hasta el 5 de julio de 2020.

4.1.1.7 System Operation Regions

El artículo 36 del Reglamento (UE) 2019/943 establece la obligación para ENTSO-E de presentar a la Agencia una propuesta de especificación de los TSOs, zonas de oferta, fronteras entre las zonas de oferta, regiones de cálculo de la capacidad y regiones de coordinación de interrupciones que componen cada una de las regiones de operación del sistema, teniendo en cuenta la topología de la red. La propuesta de ENTSO-E fue sometida a una primera consulta pública de 24 de octubre a 20 de noviembre de 2020, remitiendo la propuesta⁵⁸ a la Agencia el 6 de enero de 2020. Tras someterla a una nueva consulta pública, fue aprobada por ACER mediante Decisión 10/2020⁵⁹ de 6 de abril de 2020. Según la propuesta aprobada mediante esta Decisión, España queda dentro de la región de operación del sistema SWE, junto con Francia y Portugal.

⁵⁷ Consulta:

https://www.omie.es/sites/default/files/inquiry_files/consulta_pmax_pmin_espanol.pdf

Resultados:

https://www.omie.es/sites/default/files/inquiry_files/agentes_resultado_consulta_pmax_pmin.pdf

⁵⁸

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C9/ACER%20Decision%2010-2020%20on%20SOR%20-%20Annex%20I.pdf

⁵⁹

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decision%20s/ACER%20Decision%2010-2020%20on%20the%20definition%20of%20System%20Operation%20Regions.pdf

4.1.2 Reglamento (UE) 2019/941 de 5 de junio de 2019 sobre preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE

Este reglamento cubre temas como la identificación de escenarios de crisis, los análisis de cobertura a corto plazo y estacional y los planes de preparación frente a riesgos. En el marco de este reglamento, y según lo dispuesto en su artículo 5, ENTSOE presentó la propuesta⁶⁰ de metodología para identificar los escenarios de crisis de electricidad más pertinentes en un contexto y, tras ser sometida a consulta pública, fue aprobada por ACER mediante Decisión 7/2020⁶¹ de 6 de marzo.

En relación con este Reglamento, ACER también aprobó, mediante Decisión 8/2020⁶² de 6 de marzo, la metodología para los análisis de cobertura a corto plazo y estacional según lo dispuesto en el artículo 8.

4.1.3 Modificación del Reglamento (UE) 2019/942 por el que se crea la Agencia para la Cooperación de los Reguladores Europeos (ACER)

El proceso de aprobación de las condiciones y metodologías recogidas en los códigos de red sufrió modificaciones relevantes tras la aprobación del Clean Energy Package; estas modificaciones se recogen en el nuevo reglamento de ACER (Reglamento (EU) 2019/942).

Como en el anterior procedimiento, en primer lugar, los TSOs y/o los NEMOs, dependiendo del ámbito de las condiciones o metodologías de la que se trate, redactan una propuesta en función de lo establecido en los códigos de red. En este proceso de elaboración realizarán, al menos, una consulta pública para contar con la opinión de los distintos agentes implicados.

La principal modificación del nuevo procedimiento es que las propuestas son ahora remitidas directamente a la Agencia, en lugar de a las Autoridades Reguladoras. La Agencia, tras consultar a todas las partes interesadas (agentes del mercado, operadores del sistema, consumidores, autoridades reguladoras...) aprueba la normativa correspondiente.

⁶⁰ https://consultations.entsoe.eu/system-operations/risk-preparedness-regulation-methodology-for-ident/supporting_documents/Methodology%20for%20Identification%20of%20Regional%20Electricity%20Crisis%20Scenarios.pdf

⁶¹ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decision%20ACER%20Decision%2007-2020%20on%20regional%20electricity%20crisis%20scenarios%20methodology_RPR%20ART%205.pdf

⁶² https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decision%20ACER%20Decision%2008-2020%20on%20the%20short-term%20and%20seasonal%20adequacy%20assessments%20methodology_RPR8.pdf

Las Autoridades Reguladoras, a través del Board of Regulators (BoR), dan su opinión y aportan comentarios y enmiendas a las propuestas de ACER, que tras ser revisadas, son sometidas a votación, requiriendo de una mayoría favorable de dos tercios del BoR para su aprobación.

En todo caso, ACER debe dar transparencia a todos los documentos relevantes (actas, reuniones llevadas a cabo durante el desarrollo de las propuestas...) publicándolos para permitir que todas las partes interesadas acceden a la información.

4.2 Gobernanza

El nuevo paquete normativo incluye un sistema de gobernanza para la unión energética, por el que cada estado miembro ha de elaborar y remitir a la Comisión europea un plan integrado de energía y clima (PNIEC) para el horizonte 2021-2030, en el que se detalle cómo cada estado miembro plantea cumplir sus objetivos en relación con la unión energética, incluyendo su visión a largo plazo a 2050.

El Reglamento (UE) 2018/1999, sobre la gobernanza de la unión de la energía y de la acción por el clima establece que todos los estados miembros debían enviar sus borradores a principios de 2019. Una vez recibidos los respectivos planes de cada Estado miembro, la Comisión europea publicó un análisis de cada borrador con recomendaciones a tener en cuenta en los mismos.

Para dar cumplimiento en lo previsto en el Reglamento (UE) 2018/1999 de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, el Consejo de Ministros, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, acordó remitir en marzo de 2020 a la Comisión Europea el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030⁶³.

Las medidas contempladas en el PNIEC están orientadas al cumplimiento de los siguientes objetivos: 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990, 42% de renovables sobre el uso final de la energía, 39,5% de mejora de la eficiencia energética y 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

5 LISTA DE PROYECTOS DE INTERÉS COMÚN (PCI LIST)

Los proyectos de interés común (PCIs) son proyectos de infraestructuras transfronterizas clave para conectar los sistemas energéticos de los países de la Unión Europea, que contribuirán a alcanzar los objetivos de política energética y climáticos de la UE, como son la competitividad de los precios de la energía, la seguridad de suministro y la sostenibilidad, así como la descarbonización de la economía.

⁶³ https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf

El Reglamento (UE) 347/2013 establece que los Proyectos de Interés Común son seleccionados por la Comisión Europea de entre los proyectos incluidos en el Ten Year Network Development Plan.

Estos proyectos deben cumplir ciertos requisitos para ser considerados proyectos de interés común, como el tener un impacto significativo en los mercados de energía y en la integración de los mercados de al menos dos países, el mejorar la competencia en los mercados energéticos y ayudar a la seguridad de suministro en la Unión Europea diversificando las fuentes de suministro, a la vez que contribuyen a la consecución de los objetivos medioambientales al ayudar en la integración de renovables.

Además, el proceso de selección da preferencia aquellos proyectos que forman parte de corredores prioritarios⁶⁴, como el eje norte-sur de Europa occidental en el que está incluida la península ibérica.

Cada dos años, desde 2013, la Comisión Europea redacta una nueva lista de PCIs. La lista actualmente en vigor es la cuarta lista de PCIs, publicada el 31 de octubre de 2019. Esta lista contiene 152 proyectos, 102 de ellos de transporte de electricidad y de almacenamiento, 6 desarrollos de redes inteligentes, 32 proyectos de gas, 6 de petróleo y 5 proyectos de infraestructura transfronteriza de CO₂.

Antes y durante la actualización de las listas de PCIs tienen lugar varias evaluaciones de impacto, así como distintas consultas públicas para involucrar en el proceso al mayor número de sujetos posible, incluyendo a los ciudadanos y a las organizaciones no gubernamentales.

Los proyectos con relevancia en España incluidos en la cuarta lista de PCIs son los siguientes:

- Interconexión entre Aquitania (Francia) y el País Vasco (España): Bahía de Vizcaya
- Interconexión entre Aragón (España) y los pirineos atlánticos (Francia)
- Interconexión entre Navarra (España) y Landes (Francia)
- Interconexión entre Beariz (ES) – Fontefría (ES), Fontefría (ES) – Ponte de Lima (PT) y Ponte de Lima (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT), incluyendo las subestaciones de Beariz (ES), Fontefría (ES) y Ponte de Lima (PT).

Los proyectos de almacenamiento presentes en la lista son:

⁶⁴ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy#content-heading-0>

- Bombeo en Navaleo (ES)
- Bombeos en Girones & Raïmats (ES)
- Bombeo en Cúa (ES)

6 OTRAS MEDIDAS RELEVANTES DEL SECTOR ELÉCTRICO

6.1 Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado de producción de electricidad y la gestión de la operación del sistema⁶⁵.

La CNMC aprobó, el 20 de noviembre de 2019, la Circular 3/2019 por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado de producción de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Dicha circular establece el marco regulatorio, de acuerdo con lo establecido en los reglamentos europeos en vigor, relativo al mercado mayorista de electricidad, la gestión de las interconexiones de España dentro de la Unión Europea y con terceros países, así como los aspectos técnicos de la operación del sistema. Además, introduce un sistema más participativo en el proceso de elaboración de las propuestas por parte del Operador del Sistema y del Operador de Mercado, así como en el proceso de análisis de la CNMC. Por último, facilita el desarrollo de proyectos piloto para favorecer el desarrollo tecnológico y el proceso de transición a la descarbonización.

Esta Circular fue publicada en el Boletín Oficial del Estado el 2 de diciembre de 2019.

6.2 Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

El Real Decreto-ley 1/2019 otorgó a la CNMC la competencia, entre otras, para establecer la estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución.

Tras un proceso de audiencia pública realizado entre el 25 de julio y el 16 de septiembre y tras analizar las alegaciones recibidas y el informe emitido por el Ministerio de Transición Ecológica, la CNMC revisó y aprobó en diciembre de

⁶⁵ Para más información sobre el contenido de la circular:
https://www.cnmc.es/sites/default/files/2762234_28.pdf

2019 su remisión al Consejo de Estado. Finalmente fue aprobada por el Pleno, de acuerdo con el Consejo de Estado, y publicada en el Boletín Oficial del Estado.

La Circular⁶⁶ tiene como objeto establecer la metodología para el cálculo anual de los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad. Con ella, se introdujo la discriminación horaria en todos los peajes, se revisaron y simplificaron los periodos horarios, con el objetivo de facilitar la transmisión de precios a los consumidores e inducir comportamientos eficientes, se simplificó la estructura de peajes de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW (domésticos y pymes) y se introdujo un peaje para puntos de suministro dedicados en exclusividad a la recarga de vehículos eléctricos de acceso público.

Con motivo del impacto derivado de la crisis sanitaria, se ha acordado someter a Consulta Pública una propuesta de modificación de la Circular 3/2020, retrasando la entrada en vigor de los peajes de transporte y distribución de electricidad al 1 de abril de 2021⁶⁷ (establecido previamente para el 1 de octubre de 2020).

6.3 Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

El Real Decreto-ley 1/2019 modificó la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos; y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, a efectos de transferir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las competencias dadas al regulador en la normativa europea. En consecuencia, le fue otorgada la función de establecer, mediante circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas destinados a cubrir la retribución asociada al uso de las instalaciones de las redes de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.

La CNMC acordó, en mayo 2020, la remisión a Consejo de Estado del proyecto de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

⁶⁶ https://www.cnmc.es/sites/default/files/2875531_3.pdf

⁶⁷ https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/01_CIR_DE_003_20_Propuesta_Circular_de_modificacion_Circular_3-2020.pdf

El proyecto de Circular⁶⁸ remitido al Consejo de Estado incorpora las observaciones formuladas por el Ministerio para la Transición Ecológica y por los agentes durante el procedimiento de audiencia pública. Este proyecto de Circular un descuento en la entrada a la red de transporte desde las plantas de regasificación, se contempla como inductor de coste el número de suministros en el peaje de redes locales, se eleva el primer escalón de consumo del peaje de redes locales, se establece un único coeficiente para los multiplicadores de los contratos intradiarios, se declaran exentas del pago de peajes de redes locales a la inyección de gases renovables, se establece que para contratos intradiarios de duración igual a 24 horas será de aplicación el multiplicador del contrato diario, se mantiene un esquema similar al establecido en la normativa vigente para la facturación por capacidad demandada, se suprime la refacturación para clientes domésticos, en caso de que sea ubicado en peaje distinto al aplicado, se aclara que la facturación por término fijo es de aplicación únicamente a los consumidores sin equipo de medida y se amplía hasta el 1 de octubre el periodo para la adaptación de los sistemas de facturación y de los contratos.

6.4 Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020.

Si bien el Real Decreto-ley 1/2019 otorgó a la CNMC las competencias para determinar la metodología y el cálculo de los peajes de acceso a la red de electricidad, atribuye a la Administración General del Estado la regulación de la estructura de los cargos por costes regulados y de los cargos necesarios para cubrir otros costes del sistema, así como el establecimiento de los criterios para el otorgamiento de garantías por los sujetos que corresponda y la fijación, en su caso, del precio voluntario para el pequeño consumidor como precio máximo del suministro de energía eléctrica a los consumidores que reglamentariamente se determinen.

En la Orden⁶⁹, se prorrogan los peajes establecidos en la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, se establecen los precios unitarios para la financiación de los pagos por capacidad y los costes definidos como cuotas con destinos específicos de aplicación a partir del 1 de enero de 2020, que serán los ya establecidos en los artículos 3 y 5, respectivamente, de la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, se establecen para el ejercicio 2020 las cantidades para satisfacer los derechos de cobro del sistema eléctrico pendientes a la entrada en vigor de la orden, y se establece la retribución provisional del OMI-Polo Español, S.A. (OMIE) para 2020, así como los precios a cobrar a los agentes.

⁶⁸ https://www.cnmc.es/sites/default/files/2976051_12.pdf

⁶⁹ <https://www.boe.es/boe/dias/2019/12/28/pdfs/BOE-A-2019-18618.pdf>

6.5 Orden TED/171/2020, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Mediante esta Orden⁷⁰, se establecen los parámetros retributivos para el segundo periodo regulatorio, comprendido entre el 1 de enero del 2020 y el 31 de diciembre de 2025, sin perjuicio de las revisiones previstas en cada semiperiodo regulatorio y de las revisiones de retribución a la operación que, semestralmente, se realizarán sobre la retribución de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible. A la vista de la existencia de futuras revisiones, en esta orden se establece la retribución a la inversión y, en su caso, la retribución a la operación, para el semiperiodo regulatorio 2020-2022. Para las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible el valor de la retribución a la operación se establece para el primer semestre de 2020.

Se actualizan, además, los valores del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación y el resto de parámetros retributivos de las instalaciones tipo aprobadas por el anexo II de la Orden IET/1459/2014. Adicionalmente, se aprueban las nuevas instalaciones tipo y los parámetros retributivos requeridos para la asignación de las instalaciones a las que no resulte de aplicación lo dispuesto en la disposición final tercera bis.1 por aplicación de lo dispuesto en la disposición final tercera bis.2 o en la disposición final tercera bis.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y se establece el procedimiento de reasignación de estas instalaciones a las instalaciones tipo que les corresponda según la rentabilidad razonable que les sea de aplicación.

Se aprueban también las nuevas instalaciones tipo y parámetros retributivos requeridos para la asignación de las instalaciones no incluidas en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono, y se aprueba el precio de mercado estimado para cada año del semiperiodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2022.

6.6 Orden SND/260/2020, de 19 de marzo, por la que se suspende la activación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad por criterios económicos ante la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19.

Mediante esta Orden⁷¹, se suspendió la activación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad por criterios económicos durante el estado de alarma derivado de la situación de emergencia de salud pública ocasionada por

⁷⁰ <https://www.boe.es/buscar/pdf/2020/BOE-A-2020-2838-consolidado.pdf>

⁷¹ <https://www.boe.es/boe/dias/2020/03/20/pdfs/BOE-A-2020-3896.pdf>

la COVID-19, con objeto de mantener la producción de las industrias que prestan el servicio de interrumpibilidad para ser asegurado el suministro eléctrico a estas instalaciones debido a la naturaleza de los bienes que producen y su relevancia en los mercados.

