

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2021

REF: IS/DE/013/22

Fecha 13 de abril de 2023

www.cnmc.es

CONTENIDO

1. RESUMEN	4
2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD.....	13
2.1. Evolución de la demanda eléctrica	13
2.2. Evolución de la potencia instalada	14
2.3. Evolución de la producción eléctrica	15
2.4. Evolución del coste de la electricidad en el mercado diario y en los servicios de ajuste.....	17
2.5. Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)	20
2.5.1. Evolución del despacho en el PDBF	20
2.5.2. Evolución del mix despachado en el PDBF y contratos bilaterales	21
2.6. Mercados intradiarios	23
2.6.1. Mercado intradiario de subastas	25
2.6.2. Mercado intradiario continuo	25
2.7. Los servicios de ajuste del sistema.....	27
2.7.1. Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento	30
2.7.2. Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria	31
2.7.3. Gestión de desvíos / Reservas de sustitución	35
2.7.4. Energía de regulación terciaria.....	37
2.7.5. Restricciones técnicas en tiempo real.....	39
2.8. Coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas.....	40
2.9. Mercados a plazo.....	42
2.10. Evolución de las emisiones de CO2	44
3. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	45
3.1. Número de agentes en el mercado de generación	45
3.2. Análisis de la concentración del mercado	45
3.2.1. Programa Diario Base de Funcionamiento	48
3.2.2. Resolución de restricciones técnicas	52
3.2.3. Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria	53
3.2.4. Regulación Terciaria.....	55

3.2.5. Gestión de desvíos y RR	56
3.2.6. Programa horario operativo (P48)	57
3.3. Integración vertical (generación y comercialización)	63
3.4. Liquidez en el mercado diario e intradiario	65
3.5. Evolución del precio del Mercado diario	66
3.6. Evolución de la potencia indisponible	72
3.7. Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado	72
3.8. Acoplamiento de mercados	76
ANEXO I: FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	84
Mercados de electricidad a plazo	85
Mercados de electricidad de contado gestionados por el Operador del Mercado (OMIE)	86
Servicios de Ajuste del Sistema, gestionados por el Operador del Sistema	87
Programas de producción	89
Pagos por capacidad	90
ANEXO II: CONTEXTO Y DESARROLLO NORMATIVO EUROPEO	92

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2021

1. RESUMEN

Evolución del mercado de electricidad

El año 2021 se caracterizó por una recuperación económica parcial tras la crisis sanitaria iniciada en 2020 por el COVID19. Dicha recuperación provocó un aumento del consumo en general. Este aumento del consumo, unido al hecho de que no todos los sectores se recuperaron de la crisis al mismo ritmo, provocó en la segunda mitad del año, pero sobre todo en el último trimestre, una tensión en varias cadenas de suministro que finalmente derivó en aumentos de precios de muchos productos. El sector eléctrico, como otros sectores energéticos, es un ejemplo de ello donde se registraron récords de precios máximos anuales y diarios tanto a nivel nacional como europeo. Este fue el punto de inicio de una crisis energética, que tuvo su continuación en el año 2022, con un agravamiento de la situación con el inicio de la guerra en Ucrania en el mes de febrero. Esta situación motivó un incremento de los precios del gas hasta niveles nunca vistos en Europa lo que fue trasladado directamente a los precios de electricidad.

Este contexto presionó al alza de forma muy significativa las facturas de los consumidores en la medida en que sus contratos se fueron renovando, lo que motivó la introducción de diversas medidas temporales de emergencia por parte de los Estados miembros orientadas a reducir tanto los precios del mercado mayorista, como los de los propios consumidores. En particular, en España, cabría señalar, en lo relativo a las medidas introducidas en el mercado mayorista, la puesta en marcha del mecanismo de minoración del exceso de retribución de las instalaciones inframarginales no emisoras en septiembre de 2021 (Real Decreto-ley 17/2021) y la puesta en marcha el mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista en junio de 2022 (Real Decreto-ley 10/2022). Asimismo, se estableció la suspensión temporal del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica desde el tercer trimestre de 2021 (Real Decreto-ley 12/2021). Estas medidas han requerido una labor de fuerte supervisión por parte de la CNMC, tanto en el ámbito de la liquidación de estas como en el ámbito de su impacto en los comportamientos de los sujetos. Ello ha motivado, hasta la fecha de elaboración de este informe, la aprobación de diversos acuerdos por parte de la

CNMC estableciendo los criterios de aplicación relativos estos mecanismos¹, y conllevará la aprobación de las correspondientes actuaciones en los próximos meses.

En particular, el alcance de este informe es analizar la evolución del mercado mayorista del mercado de contado durante el año 2021 y recoger las cifras sobre la evolución de los volúmenes de energía negociada, precios e indicadores de los niveles de competencia en cada uno de los segmentos. Todo ello, dentro del contexto energético registrado en ese año.

Así, la demanda eléctrica del sistema peninsular en barras creció tras dos años consecutivos de descenso situándose en 242 TWh, con un incremento del 2,4% con respecto al año anterior (2020), año en el que se había registrado un fuerte descenso de la demanda. Aun así, la demanda siguió siendo menor a la de 2019, con 249 MWh, situándose en niveles similares a los registrados en el año 2005, hace 16 años. Esta variación fue atribuible a la evolución de la actividad económica tras la crisis sanitaria, dado que los efectos de laboralidad y temperatura, ambos del 0,1% y signo contrario, se compensaron entre sí. El PIB español aumentó en 2021 un 5,1% y la intensidad energética –ratio que relaciona la demanda eléctrica y el PIB– disminuyó en un 4,5%, situándose en 213 MWh/M€, lo que implicó recuperar el valor de 2019.

En cuanto a la generación eléctrica en 2021, la potencia del parque generador peninsular (107.505 MW) aumentó en 2 GW, principalmente debido a la instalación de nueva capacidad de generación renovable (3.839 MW) y al cierre de centrales térmicas de carbón (1.969 MW). En este sentido, el parque de generación eólica aumentó en 605 MW (un 2% respecto a 2020) y, el de fotovoltaica, en 3.234 MW (un 28% respecto a 2020). Por otro lado, las tecnologías que representaron una mayor cuota de generación eléctrica en 2021 fueron la eólica (23,90%), seguida por la nuclear (21,82%) y el ciclo combinado (15,18%), seguidos por la hidráulica (13,01%) y la cogeneración (10,52%).

El incremento de la demanda respecto al año anterior se cubrió principalmente con el aumento de la generación fotovoltaica, cuya cuota se incrementó en dos puntos porcentuales (8,26% en 2021, frente a 6,23% en 2020) y con eólica

¹ <https://www.cnmc.es/expedientes/cnsde75122>;
<https://www.cnmc.es/expedientes/cnsde59522>

(23,90% en 2021, frente a 22,46% en 2020), convirtiéndose esta última en la tecnología con mayor cuota de producción en 2021 al superar a la nuclear. Además de la mayor demanda, este aumento compensó también la disminución de las cuotas de hidráulica (13,01% en 2021, frente a 13,93% en 2020), nuclear (21,82% en 2021, frente a 23,28% en 2020) y ciclo combinado (15,18% en 2021, frente a 16,02% en 2020). Así, las tecnologías renovables representaron casi la mitad de la generación de 2021 (49% en 2021, frente a 46% en 2020 y 39% en 2019), con especial relevancia en los meses de enero, febrero, marzo y mayo, gracias a la producción eólica, mientras que en los meses de verano destacó la solar. Por el contrario, a lo largo del segundo semestre y en particular en el último trimestre del año se incrementó el hueco térmico de forma relevante, como consecuencia de una menor disponibilidad renovable. Este aumento del hueco térmico estuvo compuesto principalmente por generación de ciclos combinados de gas, seguidos de la cogeneración. La producción con centrales de carbón pasó a ser residual cubriendo únicamente un 2% de la demanda.

El volumen negociado en el mercado diario en zona española fue de 176 TWh, representando el 73% de la demanda de energía eléctrica peninsular, lo que supuso un incremento con respecto al año anterior de un 0,4%. En el mercado intradiario fueron negociados, en zona española, 37 TWh (31 TWh en el mercado intradiario de subastas y 6 TWh en el continuo), lo que representó un 15% de la demanda eléctrica peninsular y un incremento del 8,8% con respecto al año anterior. El volumen de energía negociada a través de contratos bilaterales, en su mayoría intragrupo, representó un 30% de la demanda eléctrica peninsular, un 8% más que el año anterior y un 3% más que en el 2019.

En el mercado intradiario (subastas + continuo) destacaron las compras de la comercialización libre y de la energía eólica con unos porcentajes del 32% y 29% respectivamente sobre el volumen total comprado, mientras que en ventas de energía destacaron las de los ciclos combinados (32%) y las de la eólica (23%). El volumen de negociación del mercado intradiario de subastas en 2021 siguió concentrándose entre las tres primeras subastas que se celebran en el día D-1 –sucede así desde noviembre de 2019, como resultado de la modificación de la hora de apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00h. En cuanto al mercado intradiario continuo, puesto en marcha en junio del 2018, cabe destacar un incremento del volumen en un 17% con respecto al año anterior. El volumen de ventas de energía en dicho mercado continuo en el ámbito MIBEL fue de 7,6 TWh en 2021 y, por tecnologías, destacó la negociación de las energías procedentes de instalaciones de energía renovable, cogeneración y residuos (RECORE), la comercialización y la hidráulica, tanto en compras como en ventas, además del ciclo combinado en ventas.

En los servicios de ajuste del sistema, aumentó en un 13% el volumen de energía de balance utilizada y se programó un 17% menos de energía para resolver restricciones técnicas a subir. El año anterior, 2020, había aumentado de manera importante la necesidad del servicio de restricciones por el menor despacho de centrales térmicas en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF-mercado diario + bilaterales) debido al cierre de centrales de carbón y a la reducción de la demanda. A pesar de la disminución en 2021 de esta necesidad, la programación siguió siendo un 15% mayor que en 2019. En cuanto al requerimiento de banda de secundaria, se registró en 2021 un volumen similar al del año anterior. Dentro de las energías de balance, en 2021 destaca el incremento que registra la programación de energía terciaria (34%).

La eliminación del servicio de reserva adicional a subir el 12 de noviembre de 2019, por el ajuste realizado en los procesos de operación para permitir la apertura del mercado intradiario a las 15:00h, provocó que desapareciera el sobrecoste específico relativo a este servicio a partir de esa fecha. Actualmente, la necesidad de reserva adicional a subir se resuelve mediante la aplicación de redespachos por restricciones en tiempo real. Este factor contribuyó al incremento del despacho de grupos térmicos por restricciones en tiempo real en 2020 y 2021. Se hace notar que el riesgo de desvíos es mayor en un año atípico, como 2020 por el COVID19 y 2021 por la recuperación de demanda, en los que resulta complicado para los suministradores realizar una correcta estimación del consumo de sus clientes.

Con respecto a los servicios de balance, cabe destacar que 2021 ha sido el primer año completo de participación del sistema español en la plataforma europea para el intercambio de energías procedentes de reservas de sustitución (RR) y en la plataforma europea que gestiona el proceso de neteo de los desvíos (IN). El nuevo mercado RR, de ámbito europeo, sustituye al antiguo segmento nacional de Gestión de Desvíos y al mecanismo de intercambios internacionales bilaterales con terceros países BALIT. Se prevé que la integración de todos los mercados de balance europeos a través de estas plataformas proporcione un incremento en la disponibilidad de recursos de balance para el conjunto del sistema europeo, aumentando así la eficiencia. De acuerdo con la información publicada por ENTSOE, la plataforma IN ha proporcionado a Europa un ahorro de 316,2 millones de euros en 2021². A lo largo del año 2021 han proseguido los

² https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/

trabajos para permitir la conexión del sistema eléctrico español al resto de plataformas europeas de balance (MARI y PICASSO).

Las tecnologías con una mayor participación en los servicios de ajuste en 2021 fueron el ciclo combinado y el carbón en la fase I de restricciones técnicas, la eólica, la hidráulica y la cogeneración en la fase II de restricciones técnicas, y los ciclos y la hidráulica y el bombeo en secundaria, terciaria y reservas de sustitución.

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 2021 fue de 118,62 €/MWh (40,38 €/MWh en 2020), lo que supuso un máximo histórico. El componente que motivó este fuerte incremento fue el precio del mercado diario, que pasó de 33,96 €/MWh en 2020 a 111,93 €/MWh en 2021 y que a su vez impulsó la subida del precio en el resto de los mercados intradiarios, ajustes, etc.

Entre las causas del incremento del precio en 2021 en el mercado diario hay que citar el incremento de la demanda y la menor disponibilidad hidráulica del año, pero sobre todo, como se ha indicado anteriormente, el fuerte incremento de precios en otros mercados energéticos, en los que se negocian combustibles utilizados para la producción eléctrica: gas natural, carbón y/o fuel-gas. El combustible con mayor impacto sobre el mercado eléctrico es el gas natural, ya que de él depende el coste de producción de los ciclos combinados, que son la tecnología marginal en un porcentaje elevado de las horas. Por tanto, el incremento del precio del gas se traslada directamente al precio del mercado eléctrico.

El mercado gasista se caracterizó por un aumento sostenido del precio desde el mes de abril. En un primer momento, se vio empujado por el inesperado incremento de la demanda a consecuencia de una ola de frío tardía en toda Europa. Posteriormente, y a consecuencia de una mayor demanda por el incremento de la actividad económica, se produce una escasez de suministro que conduce a una evolución alcista continuada de los precios del gas en el mercado español MIBGAS hasta final de año, en línea con la tendencia alcista internacional. A ello se unió el aumento del precio del CO2 como consecuencia de la disminución de los derechos de emisión disponibles en el mercado, tanto por el incremento de las emisiones en 2021 como por la decisión política de su retirada para empujar la transición energética. Todo ello provocó que en julio y

agosto se alcanzasen precios en los mercados gasista y eléctrico sensiblemente por encima de los valores habituales en periodo estival.

Con la llegada del otoño, los precios siguieron aumentando, y de hecho registraron un récord de precio medio diario, el 23 de diciembre con un precio medio en PDBF de 383,67 €/MWh. Este aumento no fue debido a factores internos al mercado ibérico, sino que afectó a todos los mercados europeos. Ante este panorama, y con previsiones de empeoramiento de cara al invierno, se aprobaron en 2021 varias medidas legislativas al objeto de frenar el traslado del mayor coste a los consumidores eléctricos. Cabe citar como se ha indicado anteriormente, en particular, el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad. Dicha norma dispuso la implementación de un mecanismo para la minoración del exceso de retribución en mercado de las tecnologías de generación inframarginales gestionables y no emisoras, tal que permitió que sus ingresos adicionales fueran recuperados por el sistema y redistribuidos a la demanda eléctrica. Actualmente, la CNMC se encuentra en proceso de revisión de la liquidación realizada a las empresas inframarginales por este mecanismo.

Al igual que el precio del mercado diario, el precio medio aritmético del mercado intradiario de subastas en zona española en 2021 registró un incremento muy significativo hasta situarse en 112,62 €/MWh (34,48 €/MWh en 2020), similar al precio medio aritmético del mercado diario en zona española (111,93 €/MWh). Por otra parte, el precio medio ponderado del mercado intradiario continuo en zona española fue de 114,54 €/MWh. En conjunto, el sobrecoste para la demanda por su participación en el mercado intradiario resultó de -0,02 €/MWh.

Por último, el sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema, incluyendo la resolución de restricciones técnicas, que soporta la demanda, aumentó hasta los 4,27 €/MWh (2,54 €/MWh en 2020), destacando el incremento del sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real y la asignación de banda secundaria. El coste de las restricciones técnicas en tiempo real se incrementó un 259% con respecto a 2020, lo que podría venir motivado principalmente por un mayor coste de producción, en línea con el incremento del precio del mercado diario, y un mayor requerimiento de energía para la resolución de restricciones técnicas, asociado en gran medida a una insuficiente reserva a subir, que hasta noviembre de 2019 se venía resolviendo en el mercado de reserva adicional a subir. Adicionalmente, el mercado de restricciones se vio afectado por una menor oferta térmica, debido al cierre de centrales de carbón. Por otra parte, el incremento de coste de la banda de regulación secundaria fue de un 157% y

estuvo asociado al incremento del precio del mercado diario, ya que ambos valores guardan relación (el coste de proporcionar la banda es el de oportunidad de no despacharse en el diario).

Con respecto a otros costes, en 2021 se redujo el coste del mecanismo de pagos por capacidad que soporta la demanda, pasando de 117 millones de euros en 2020 a 92,50 millones de euros en 2021, en línea con la senda prevista, en tanto que varias centrales finalizaron su derecho a su cobro. Por otra parte, no se convocaron subastas del servicio de interrumpibilidad bajo la Orden IET/2013/2013 para el año 2021, por lo que el coste por este concepto fue nulo.

El volumen total negociado en los mercados a plazo en 2021 fue de 233,8 TWh, un 0,5% menor respecto al del año anterior, representando el 96% de la demanda eléctrica peninsular (99% en 2020). El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en 2021, ponderado por el volumen liquidado (202,6 TWh), ascendió a 49,96 €/MWh, inferior en 39,35 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2021 (89,31 €/MWh). Esto supone que, en 2021, la prima de riesgo de los contratos a plazo que se liquidaron en 2021 fue negativa y por tanto los sujetos no previeron la senda ascendente de precios (ver Informe de la CNMC de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España 2021 para mayor detalle).

Nivel de competencia

Desde el punto de vista del nivel de competencia, 2021 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 115 en 2021 (108 en 2020), mientras que el de agentes comercializadores pasó a 408 en 2021 (390 en 2020).

En cuanto a los niveles de concentración de la generación en el PDBF en zona MIBEL, Iberdrola mantuvo en 2021 una cuota del 20%, seguida por EDP con una cuota del 17% y Endesa con un 16%. Les siguieron Axpo (8%) y Naturgy (6%). Las cuotas de generación en PDBF son muy similares a las del año anterior, manteniéndose los porcentajes de todos los grupos principales excepto EDP que pasa de un 18% a un 17%. Repsol disminuye del 4% en 2020 a un 3% en 2021. El resto de las empresas sumaron una cuota agregada cercana al 30%, entre las que destaca Acciona con un 5%.

Considerando únicamente las tecnologías marginales (carbón, ciclos, hidráulica y un 5% del RECORE), el nivel de concentración en zona MIBEL disminuyó

levemente respecto a 2020, motivado principalmente porque se compensaron la disminución de EDP del 31 % al 29% por la reducción de la producción con ciclos combinados con el aumento de la cuota de Iberdrola del 20% al 22%, principalmente por el incremento de su producción hidráulica.

La participación de RECORE en los servicios de ajuste del sistema disminuyó respecto a 2020, pasando de proporcionar el 51% de la energía en los segmentos de fase II de restricciones técnicas, terciaria y gestión de desvíos en 2020, al 42% en 2021. Destacar que estas tecnologías proporcionaron en 2021 el 65% de la energía en la fase II de restricciones técnicas (valor elevado, aunque ligeramente inferior al 73% de 2020), el 14% de la de terciaria (13% en 2020) y el 17% de la de gestión de desvíos y reservas de sustitución (9% en 2020).

En conclusión, el nivel de concentración en los servicios de ajuste del sistema en 2021 mejoró ligeramente respecto a 2020, si bien empeoró en segmentos como secundaria a subir y a bajar y terciaria a bajar. Se mantienen unos índices de concentración de Herfindahl HHI cercanos o incluso superiores al umbral de 3.000 en algunos segmentos; concretamente, en terciaria a subir y a bajar, y en gestión de desvíos y RR a bajar. Asimismo, se mantienen niveles elevados de concentración en muchas de las zonas donde se programan las restricciones técnicas.

En cuanto al nivel de acoplamiento, en 2021 se mantuvo el elevado nivel de acoplamiento de los mercados español y portugués, 97% de las horas con precios iguales en ambas zonas (96% 2020), con una diferencia media anual entre los precios de los dos países de 0,08 €/MWh (0,03 €/MWh en 2020). Este elevado nivel de acoplamiento indica la falta de congestiones en la interconexión con Portugal, lo que permite la competencia entre los operadores de ambos sistemas en distintos segmentos de mercado. Respecto a la interconexión con Francia, en 2021 disminuyó ligeramente el número de horas con precios iguales; se registraron los mismos precios en el 35% de las horas (39% en 2020). Del 65% restante, correspondiente a horas de desacoplamiento, un 42% fueron de precio inferior en zona francesa y, un 23%, de precio inferior en la española. En cuanto a Marruecos, el saldo de la interconexión fue mayoritariamente importador durante la mayor parte de 2021.

Impacto medioambiental

En el 2021 se registra el mínimo histórico de emisiones de CO2 equivalente asociadas a la generación eléctrica nacional, 35,9 millones de toneladas de CO2 equivalente, un 0,6 % menos que en el 2020. Esta reducción fue motivada por el

incremento de la participación de las energías renovables en el mix eléctrico (49% en 2021, frente a 46% en 2020).

Regulación en el ámbito del mercado mayorista

En 2021 la CNMC ha aprobado diversas metodologías regionales, así como modificaciones de las reglas del mercado mayorista de electricidad y de numerosos procedimientos de operación. Todo ello orientado a la implementación nacional de la regulación europea, tanto los códigos de red desarrollados en el tercer paquete como los nuevos desarrollos derivados del paquete de energía limpia, con el objetivo de avanzar en la transición energética (Anexo II).

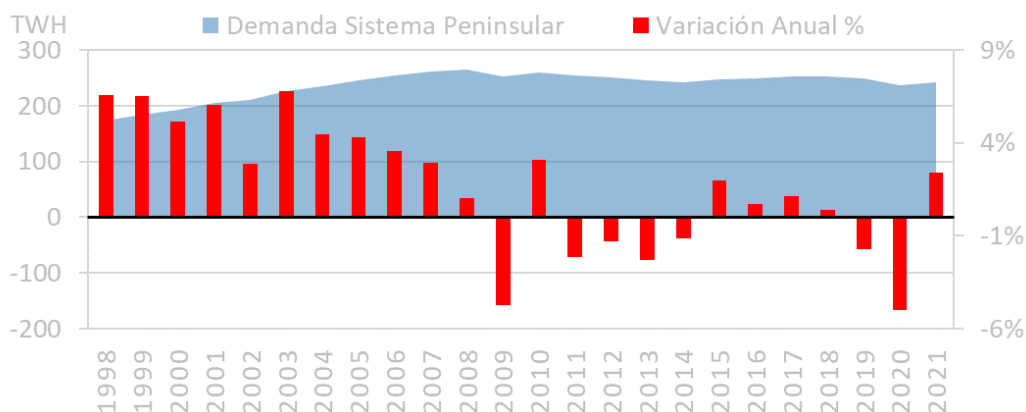
En el ámbito europeo, destacó la revisión por parte de la CNMC de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradiario, para su adaptación a los límites europeos de precios de las ofertas. También durante 2021, se aprobó la modificación de los procedimientos de operación del sistema para la aplicación de la metodología ISH, cuyo objeto es la adaptación del cálculo del desvío al Reglamento de Balance.

Adicionalmente, para hacer frente al episodio de precios elevados de este año, se han modificado los mecanismos de garantías ante el Operador del Mercado eléctrico y el Operador del Sistema eléctrico para, por una parte, adelantar los pagos y así reducir las garantías y con ello los costes de los sujetos, y, por otra parte, facilitar la detección temprana de posibles impagos al objeto de minimizar los daños.

2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

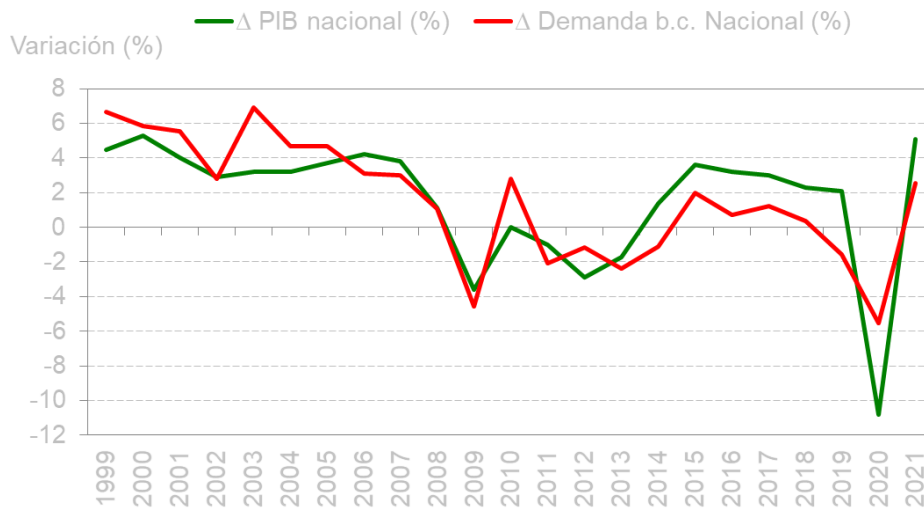
2.1. Evolución de la demanda eléctrica

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



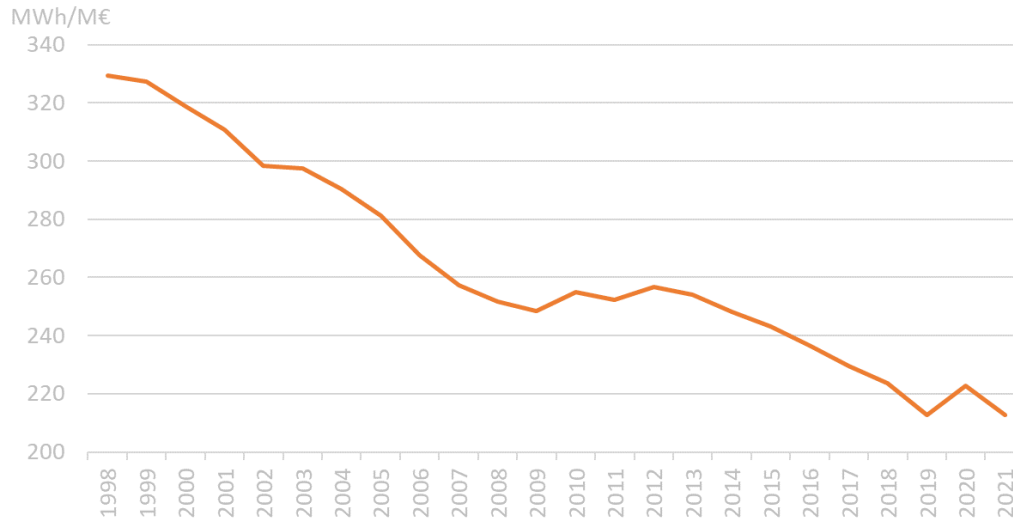
Fuente: REE

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

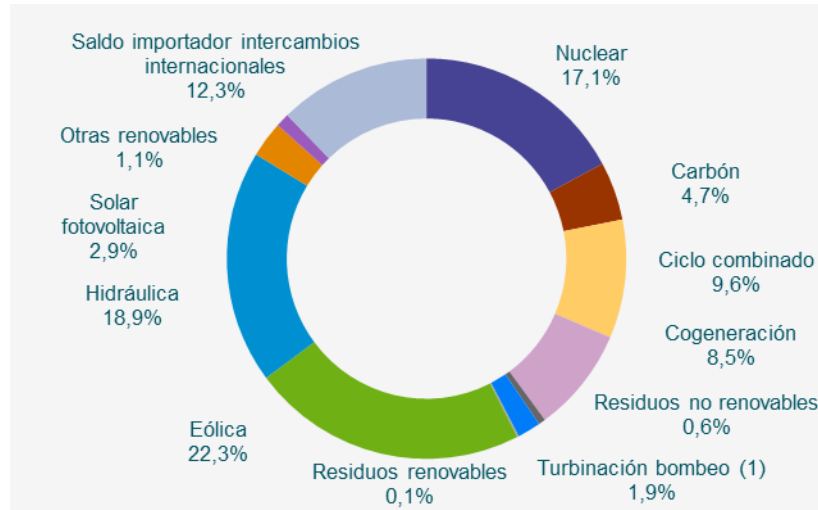
Cuadro 1. Parque generador peninsular a 31 de diciembre de 2021 y Balance de energía 2021

Tecnología	Potencia instalada (MW)		Energía producida (GWh)	
Hidráulica	20.424	19,00%	32.228	13,01%
Nuclear	7.117	6,62%	54.040	21,82%
Carbón	3.523	3,28%	4.942	2,00%
Fuel/Gas	8	0,01%	-	0,00%
Ciclo combinado	24.562	22,85%	37.581	15,18%
Eólica	27.636	25,71%	59.175	23,90%
Solar fotovoltaica	14.721	13,69%	20.465	8,26%
Solar térmica	2.304	2,14%	4.705	1,90%
Otras renovables	1.087	1,01%	4.708	1,90%
Cogeneración	5.589	5,20%	26.050	10,52%
Residuos	534	0,50%	2.859	1,15%
Total	107.505	100%	247.637	100%

Fuente: REE

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

Gráfico 4. Cobertura de la demanda de potencia máxima horaria peninsular del año 2021 (H13 del 8 de enero)

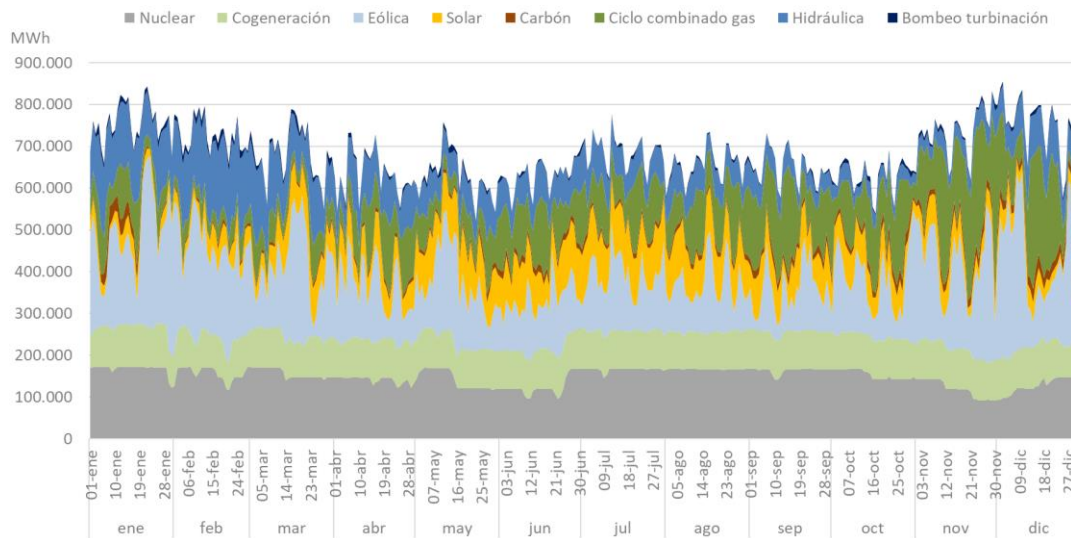


Fuente: REE

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

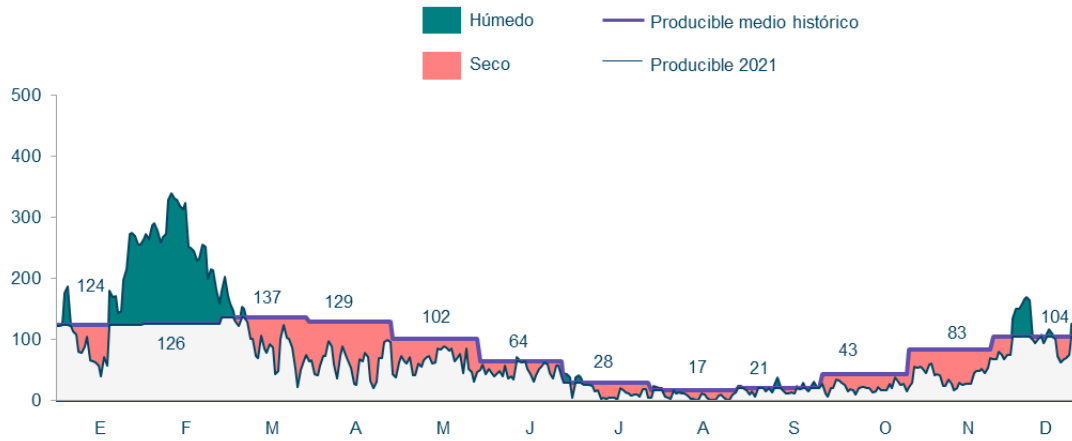
2.3. Evolución de la producción eléctrica

Gráfico 5. Producción por tecnología durante 2021 considerando todos los segmentos del mercado de producción



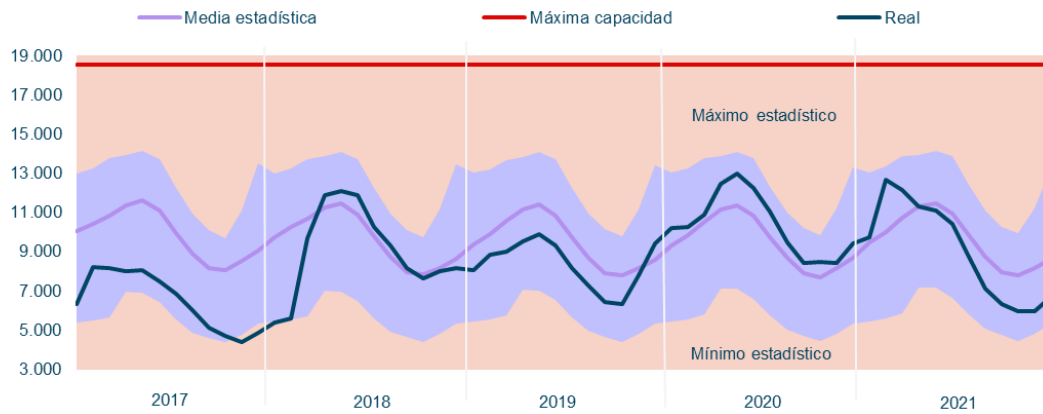
Fuente: CNMC

Gráfico 6. Energía producible hidráulica diaria durante 2021 y media histórica



Fuente: REE

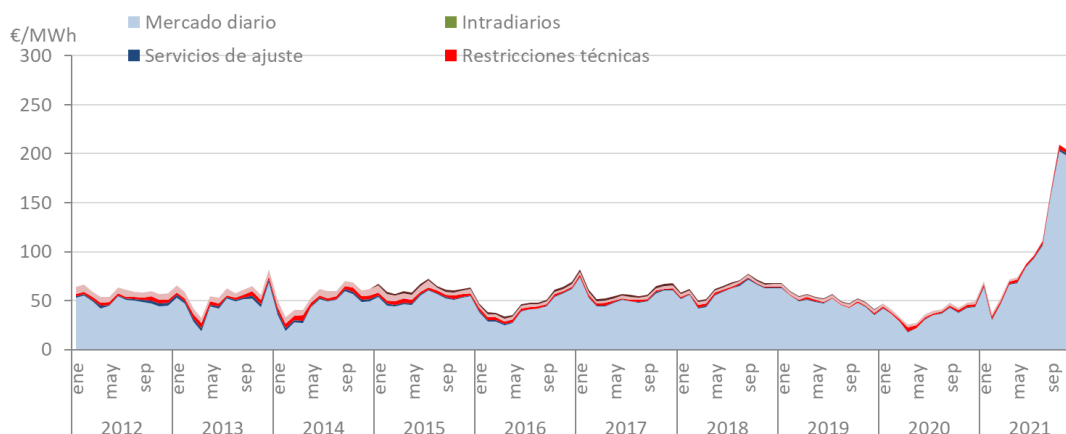
Gráfico 7. Reservas hidroeléctricas del sistema eléctrico español



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	Intradía	Mercados de balance	Restricciones técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Total (precios nominales)	Total (precios reales)
2007	41,08	0,00	0,94	1,34	3,90	0,00	47,26	56,97
2008	65,91	0,00	0,94	1,66	1,07	0,00	69,57	80,57
2009	38,17	-0,02	0,85	1,85	2,49	0,00	43,33	50,33
2010	38,46	-0,02	1,21	2,55	3,49	0,00	45,68	52,13
2011	50,97	-0,06	1,12	2,09	6,10	0,00	60,22	66,58
2012	48,84	-0,04	2,04	2,58	6,09	0,00	59,52	64,23
2013	46,23	-0,06	2,30	3,29	6,04	0,00	57,80	61,50
2014	43,46	-0,04	1,93	3,76	5,93	0,00	55,05	58,66
2015	51,67	0,00	1,29	2,98	5,02	1,89	62,85	67,31
2016	40,63	0,00	0,91	2,19	2,76	1,93	48,42	51,95
2017	53,41	0,00	0,82	1,54	2,72	2,06	60,55	63,71
2018	58,12	-0,03	0,80	1,53	2,70	1,23	64,35	66,59
2019	48,58	-0,02	0,45	1,00	2,64	0,74	53,41	54,89
2020	35,21	-0,02	0,42	2,12	2,65	0,02	40,40	41,65
2021	113,15	-0,02	1,27	3,00	1,31	0,00	118,71	118,71

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. Los precios reales

permiten traer los valores de coste al año 2021 para facilitar la comparación, se obtienen aplicando la inflación sobre los precios totales nominales, que resultaron en el momento de la negociación.

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	Restricciones técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Total
2007	10.527	0,64	240	344	999	0	12.111
2008	17.428	0,02	250	439	282	0	18.399
2009	9.568	-4,68	212	465	624	0	10.864
2010	9.989	-5,84	314	662	906	0	11.865
2011	12.898	-14,96	284	529	1.543	0	15.239
2012	12.149	-10,57	508	642	1.516	0	14.804
2013	11.125	-13,98	553	791	1.454	0	13.909
2014	10.387	-8,56	462	898	1.417	0	13.155
2015	12.776	-0,47	320	736	1.241	468	15.541
2016	10.146	-1,00	228	547	688	483	12.090
2017	13.487	0,00	208	390	686	520	15.290
2018	14.738	-7,00	203	388	684	311	16.317
2019	12.110	-5,00	113	250	659	185	13.312
2020	8.337	-4,00	100	503	626	4	9.566
2021	27.428	-5,00	308	727	318	0	28.776

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

Años	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		275,75
2019	112,18		8,03		22,60			1,70		144,51
2020	100,52		8,78		6,06			1,85		117,21
2021	81,87		8,78		0,00			1,85		92,50

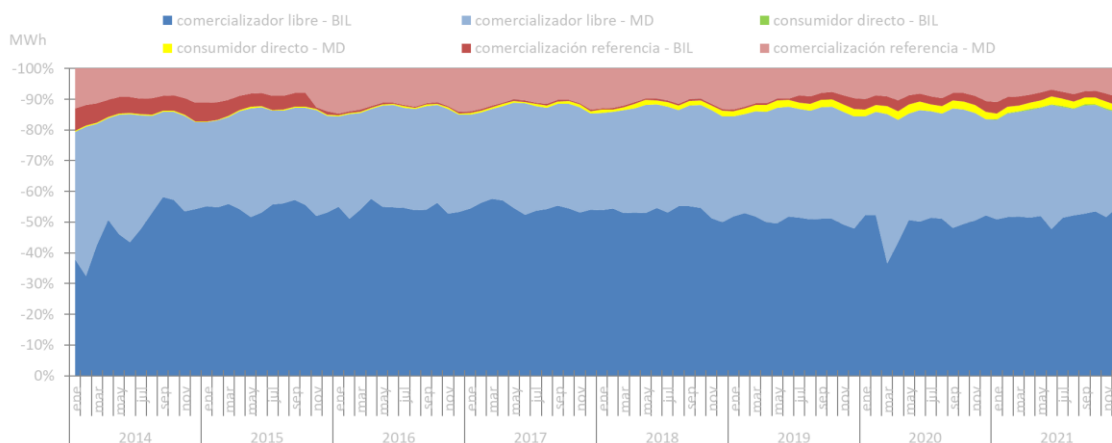
Fuente: CNMC

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 las tecnologías.

2.5. Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

2.5.1. Evolución del despacho en el PDBF

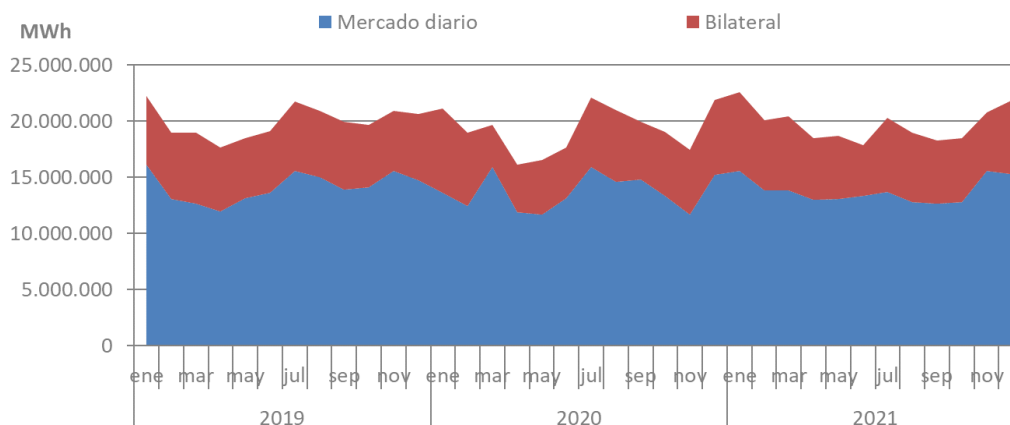
Gráfico 9. Evolución anual de las compras en Programa Diario Base de Funcionamiento PDBF (mercado diario + bilateral) de los comercializadores de referencia (COR), del resto de los comercializadores y de los consumidores directos



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)



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)

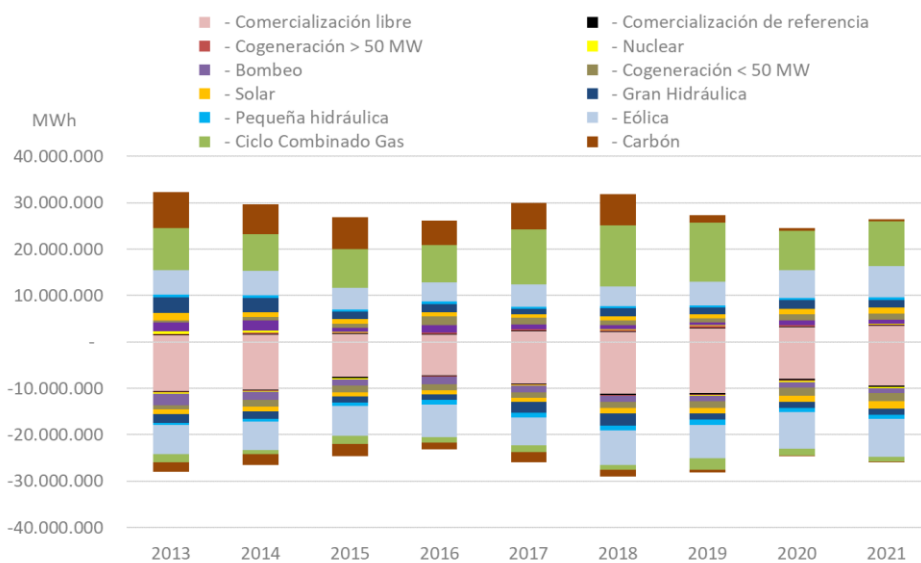
Años	Meses	Nuclear	Cogeneración de <50MW y otros	Cogen >50 MW	Renovables					Total Renovables	Carbón Litoral	Carbón Interior	Ciclo Comb. Gas	Total general
					Eólico	Pequeña Hidráulica	Solar	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.					
Total 2010		23%	12%	1%	19%	3%	2%	15%	2%	41%	6%	2%	15%	100%
Total 2011		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%
Total 2014		23%	12%	2%	22%	3%	6%	14%	1%	46%	9%	6%	3%	100%
Total 2015		23%	12%	2%	21%	2%	6%	9%	1%	39%	12%	6%	6%	100%
Total 2016		24%	13%	2%	22%	3%	5%	13%	2%	45%	8%	4%	5%	100%
Total 2017		24%	13%	2%	21%	2%	6%	7%	2%	38%	10%	6%	7%	100%
Total 2018		23%	14%	2%	24%	3%	5%	13%	2%	47%	8%	3%	3%	100%
Total 2019		24%	14%	2%	24%	3%	6%	8%	1%	42%	2%	1%	16%	100%
2020	ene	25%	13%	2%	26%	3%	4%	15%	1%	48%	1%	2%	9%	100%
	feb	26%	14%	2%	25%	3%	6%	12%	1%	48%	2%	2%	8%	100%
	mar	26%	14%	2%	32%	4%	7%	13%	1%	56%	0%	0%	2%	100%
	abr	26%	15%	2%	28%	4%	8%	14%	2%	56%	0%	0%	1%	100%
	may	19%	16%	2%	29%	4%	13%	14%	1%	61%	0%	0%	3%	100%
	jun	21%	15%	2%	21%	3%	14%	9%	1%	48%	0%	0%	14%	100%
	jul	23%	12%	1%	19%	2%	12%	6%	0%	39%	0%	0%	24%	100%
	ago	25%	12%	2%	18%	2%	12%	8%	0%	40%	0%	0%	21%	100%
	sep	25%	14%	2%	23%	2%	10%	7%	1%	41%	0%	0%	19%	100%
	oct	24%	15%	2%	34%	2%	9%	7%	1%	53%	0%	0%	6%	100%
	nov	26%	16%	2%	27%	3%	5%	11%	1%	48%	0%	0%	9%	100%
	dic	24%	13%	2%	37%	3%	4%	12%	1%	56%	0%	0%	5%	100%
Total 2020		24%	14%	2%	27%	3%	9%	10%	1%	49%	0%	0%	10%	100%
2021	ene	23%	12%	2%	33%	3%	4%	15%	1%	57%	2%	0%	3%	100%
	feb	22%	12%	1%	34%	4%	6%	19%	1%	64%	0%	0%	0%	100%
	mar	24%	13%	1%	30%	3%	10%	15%	2%	60%	0%	0%	2%	100%
	abr	24%	14%	1%	26%	2%	11%	13%	1%	52%	0%	0%	8%	100%
	may	24%	15%	1%	28%	3%	16%	10%	1%	58%	0%	0%	3%	100%
	jun	21%	15%	1%	23%	3%	17%	10%	0%	53%	0%	0%	9%	100%
	jul	25%	14%	1%	24%	2%	17%	9%	0%	52%	0%	0%	8%	100%
	ago	27%	15%	1%	23%	2%	17%	9%	1%	50%	1%	0%	6%	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.					
	sep	27%	15%	1%	19%	1%	13%	7%	1%	41%	3%	0%	13%	100%
	oct	26%	15%	1%	26%	1%	12%	4%	1%	44%	3%	0%	11%	100%
	nov	17%	14%	1%	32%	1%	7%	4%	1%	46%	3%	0%	19%	100%
	dic	18%	13%	1%	33%	2%	5%	9%	1%	50%	3%	0%	14%	100%
Total 2021		23%	14%	1%	28%	2%	11%	11%	1%	53%	1%	0%	8%	100%

Fuente: CNMC

2.6. Mercados intradiarios

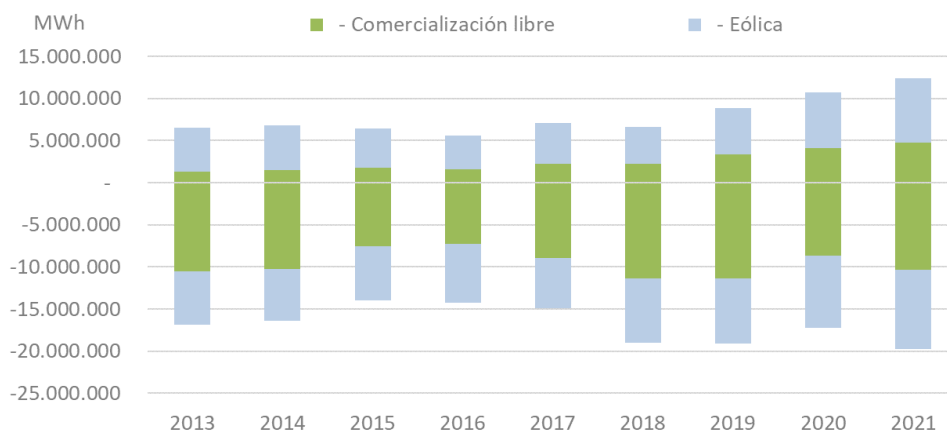
Gráfico 11 - Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo)



Fuente: CNMC

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

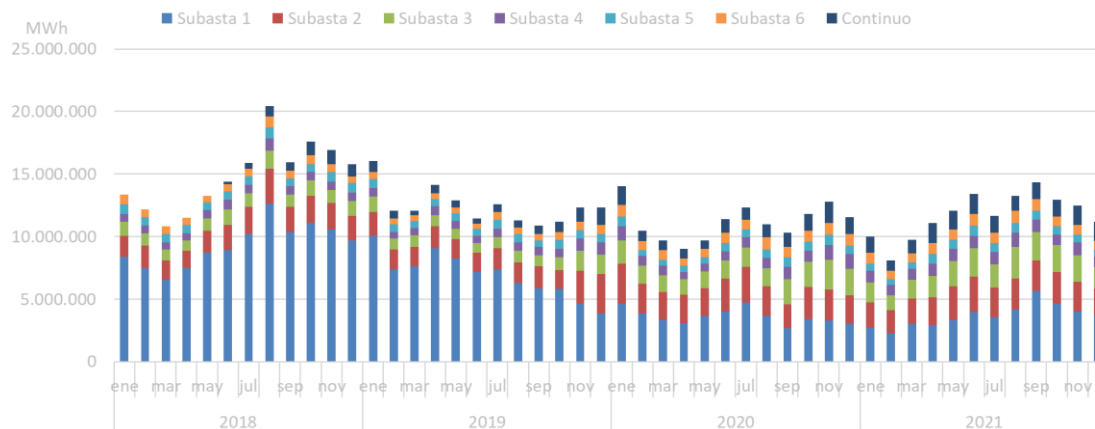
Gráfico 12. Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo) de la energía eólica y de los comercializadores libres



Fuente: CNMC

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

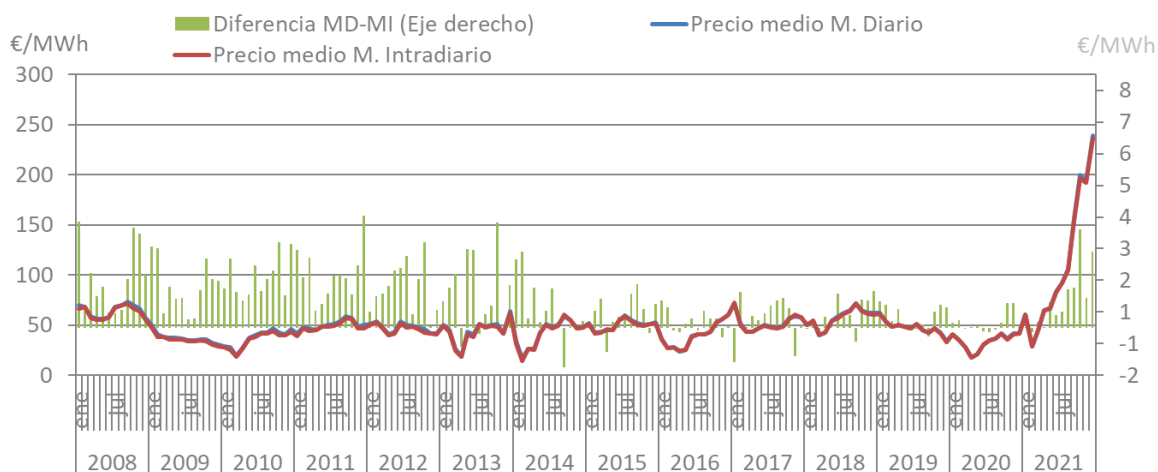
Gráfico 13. Volumen mensual de ventas de energía en las subastas del mercado intradiario y en el mercado intradiario continuo



Fuente: CNMC

2.6.1. Mercado intradiario de subastas

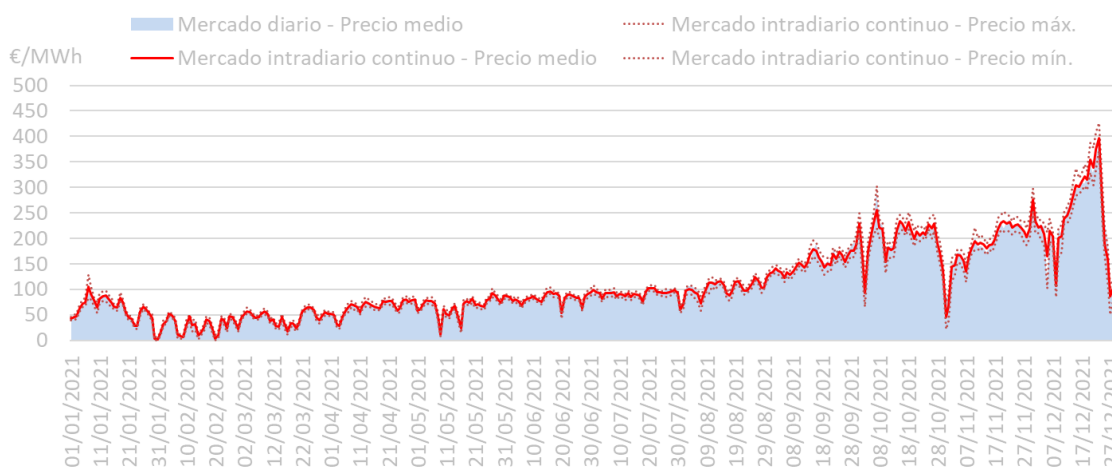
Gráfico 14. Evolución anual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario de subastas



Fuente: CNMC

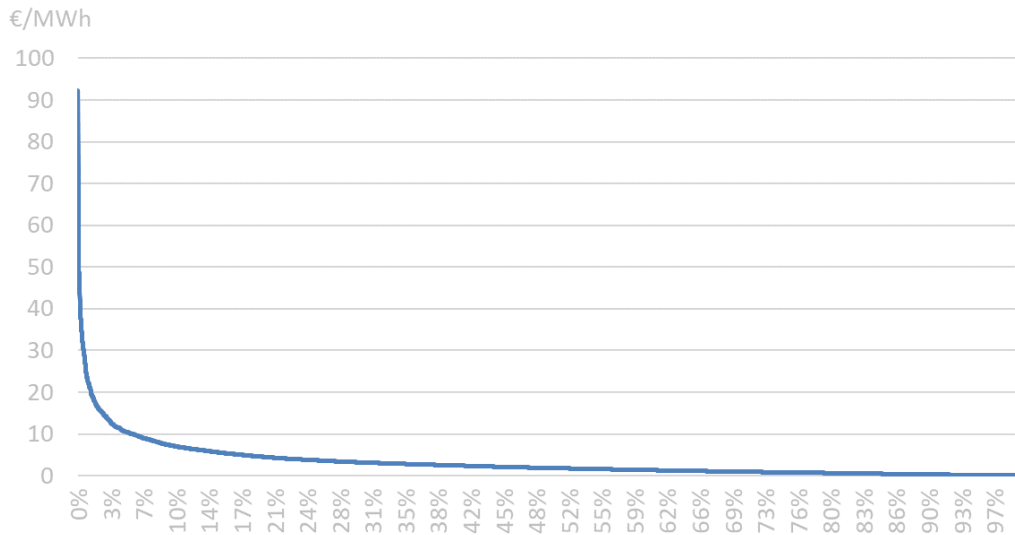
2.6.2. Mercado intradiario continuo

Gráfico 15. Evolución del precio máximo, mínimo y medio diario del mercado intradiario continuo en 2021 frente al del mercado diario



Fuente: CNMC

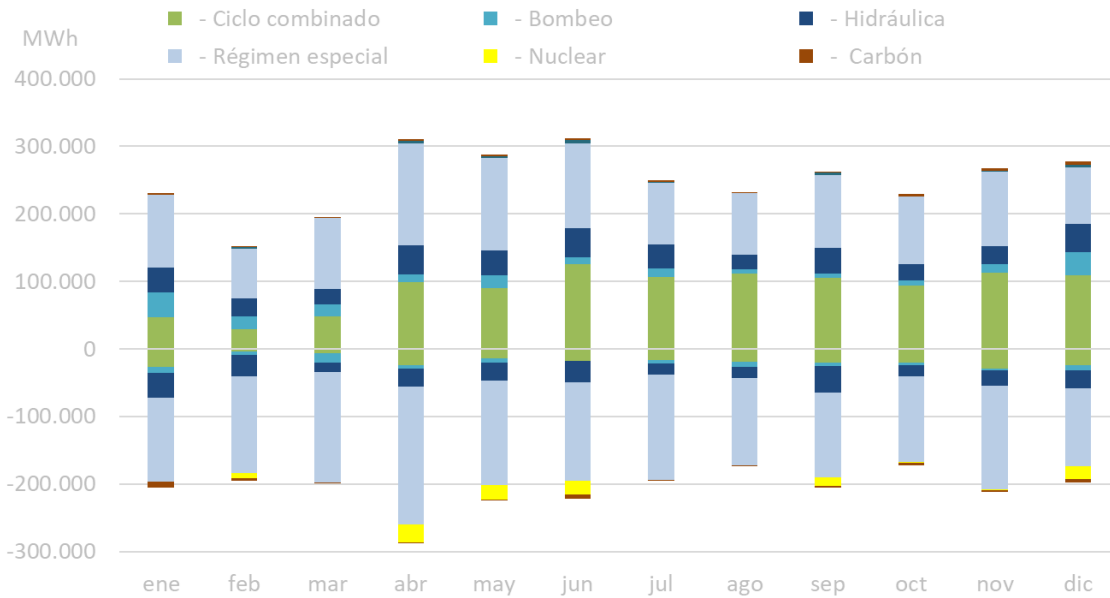
Gráfico 16. Distribución acumulada de las diferencias entre el precio del mercado intradiario de subastas y el precio medio horario del mercado intradiario continuo. Año 2021



Fuente: CNMC

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

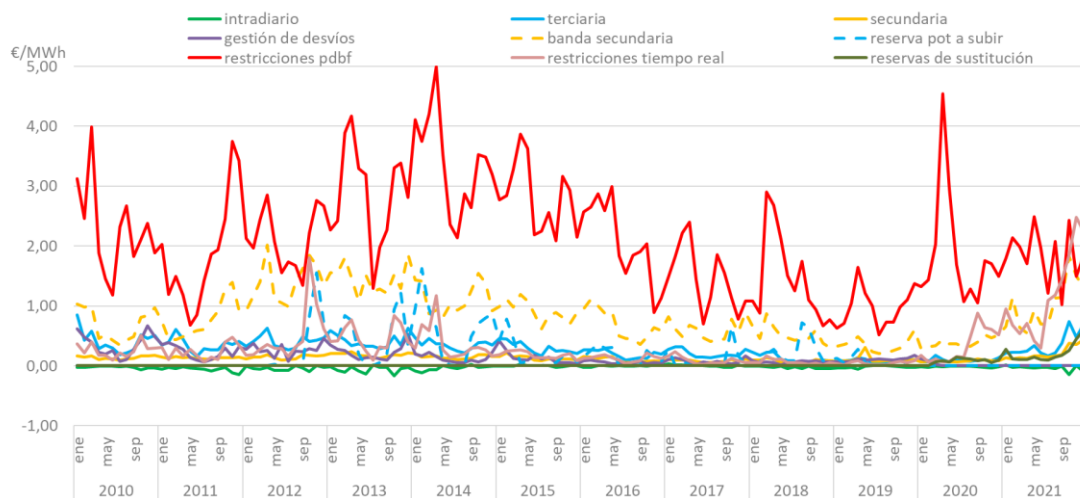
Gráfico 17. Compras y ventas de energía (ventas con signo positivo) en el mercado intradiario continuo por tecnología de generación en 2021



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.

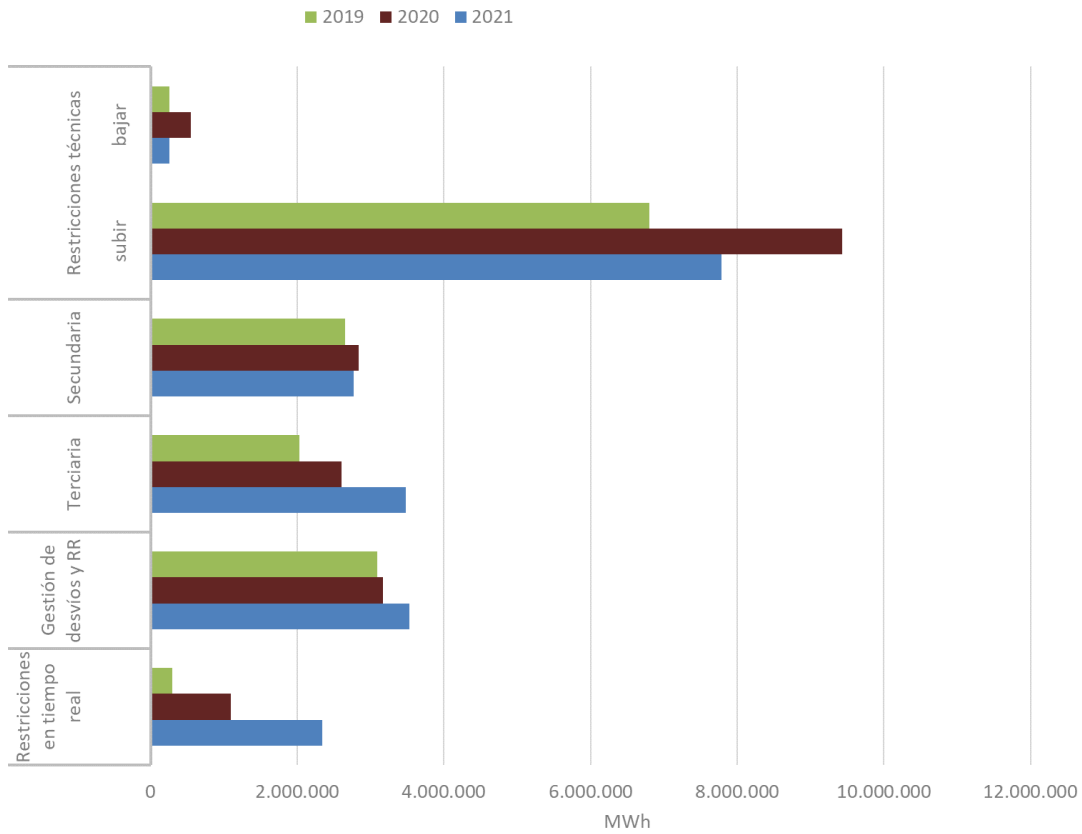
Cuadro 6. Evolución del importe de los sobrecostes de servicios de ajuste con respecto al precio del mercado diario 2010-2021 (en millones de euros)

Años	Restricciones al PDBF	Banda de secundaria	Reserva de potencia a subir	Secundaria	Terciaria	Gestión de desvíos y RR	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
2020	424	95	0	19	22	23	78
2021	444	244	0	51	82	0	280

Fuente: CNMC

Nota: Se muestra gestión de desvíos hasta marzo de 2020 y reservas de sustitución a partir de la misma fecha.

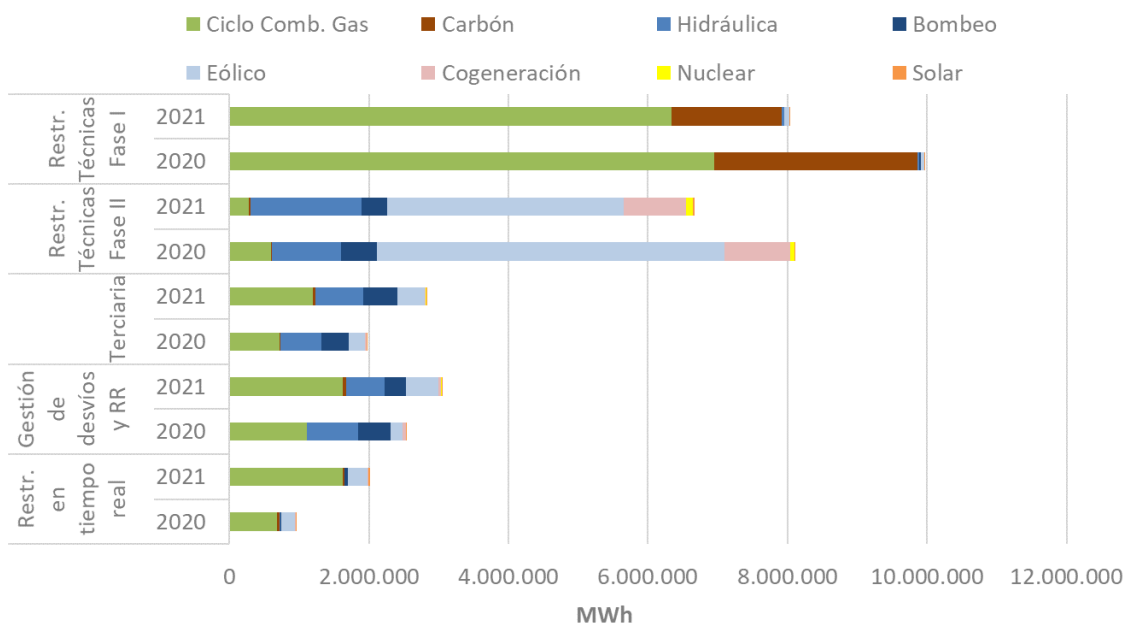
Gráfico 19. Volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema



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.

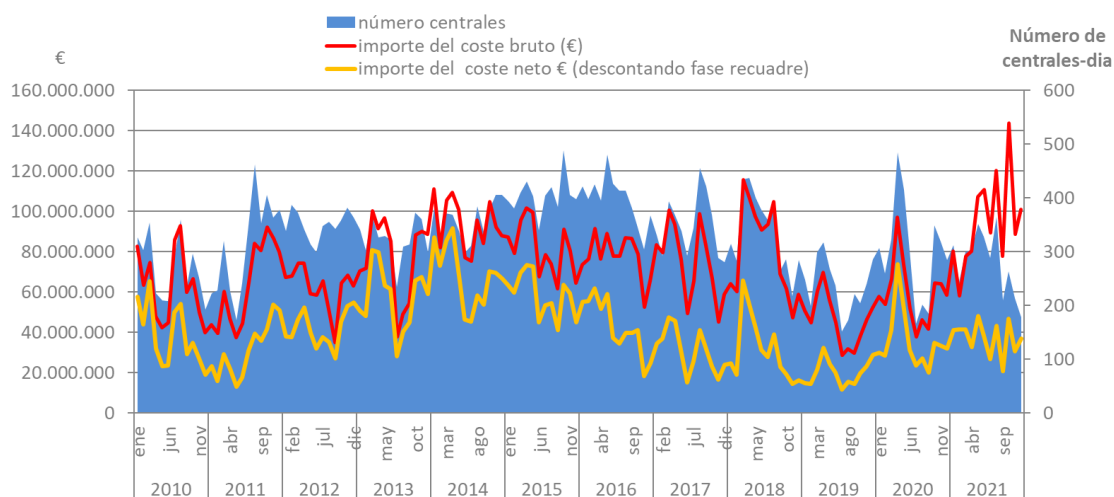


Fuente: CNMC

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

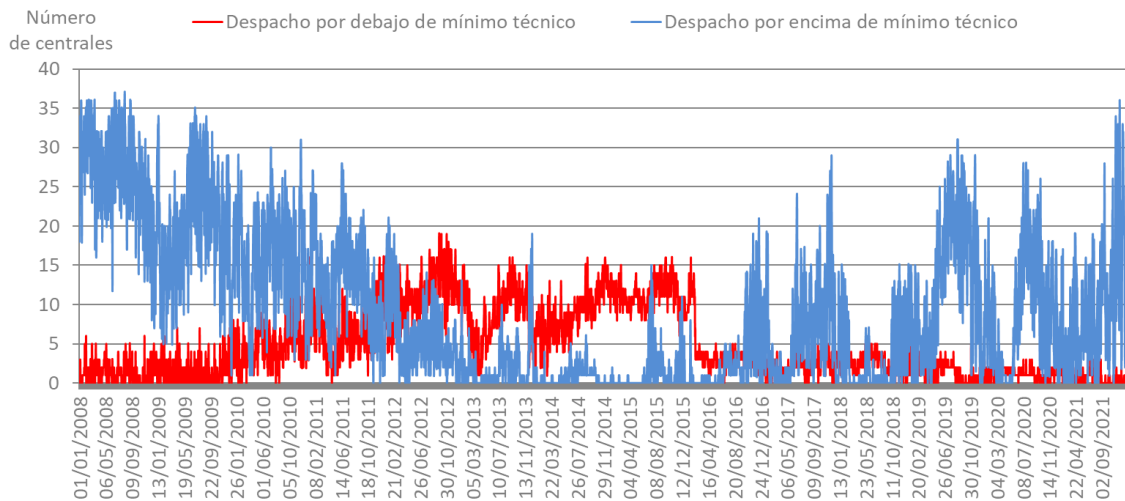
Gráfico 21. Restricciones técnicas al PDBF: importe del coste bruto y neto frente al número de centrales-día programadas por restricciones en cada mes



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).

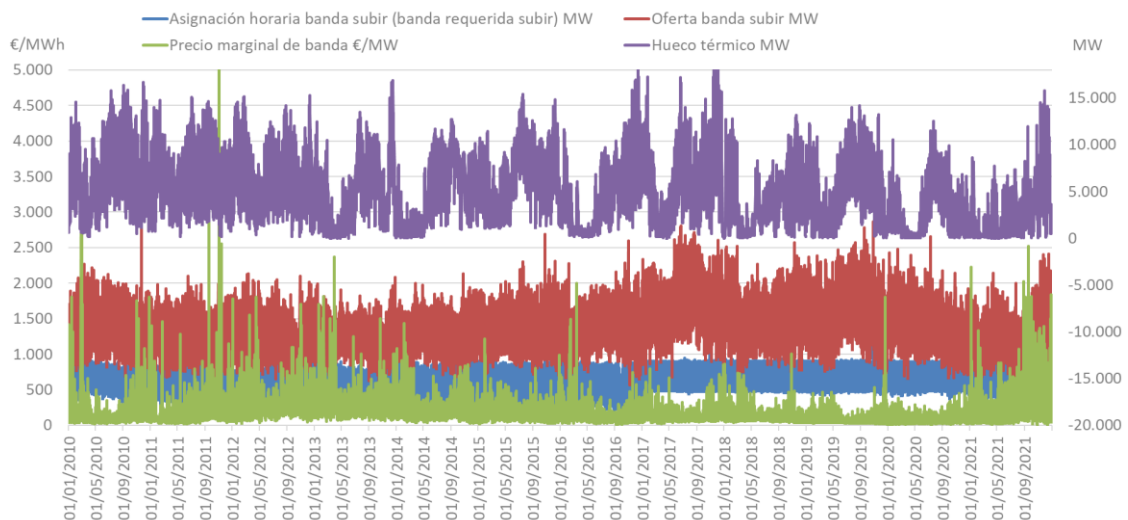
Gráfico 22. Número diario de centrales de ciclo combinado despachadas en el PDBF con programas factibles (por encima de mínimo técnico) y no factibles (por debajo de mínimo técnico)



Fuente: CNMC

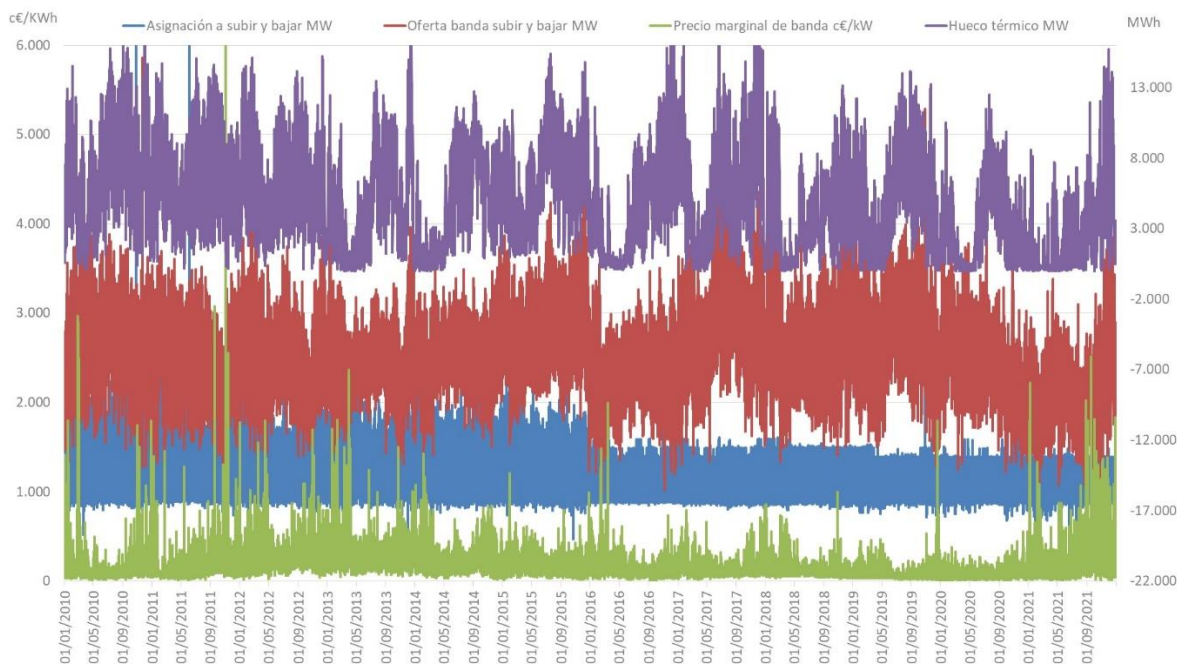
2.7.2. Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria

Gráfico 23. Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria a subir



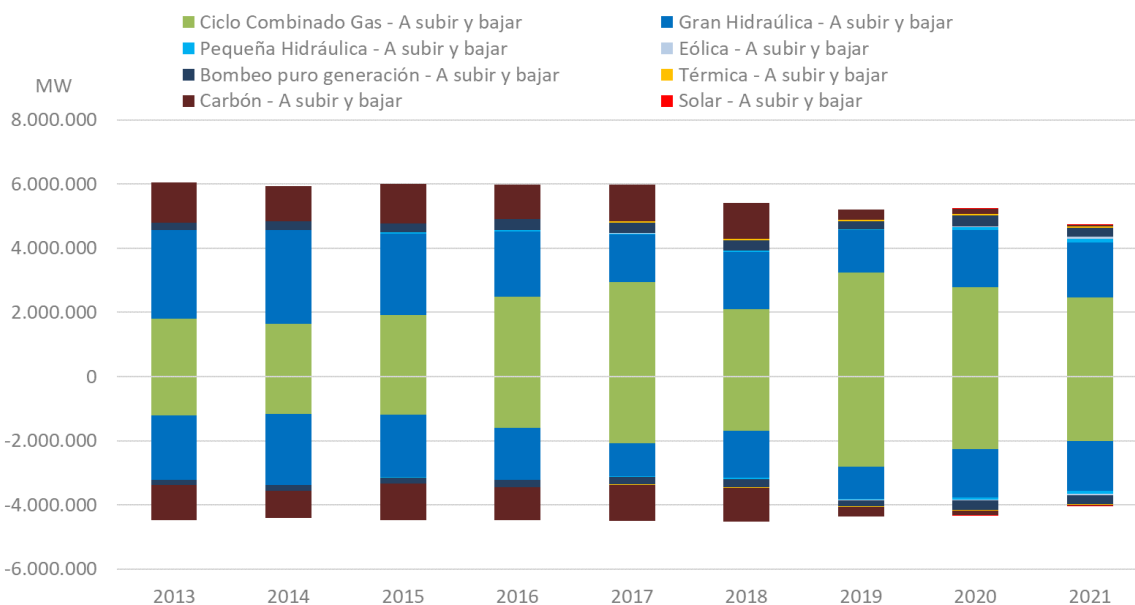
Fuente: CNMC

Gráfico 24 . Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria en ambos sentidos, considerando incumplimientos y reserva residual adicional (BS1+BS2)



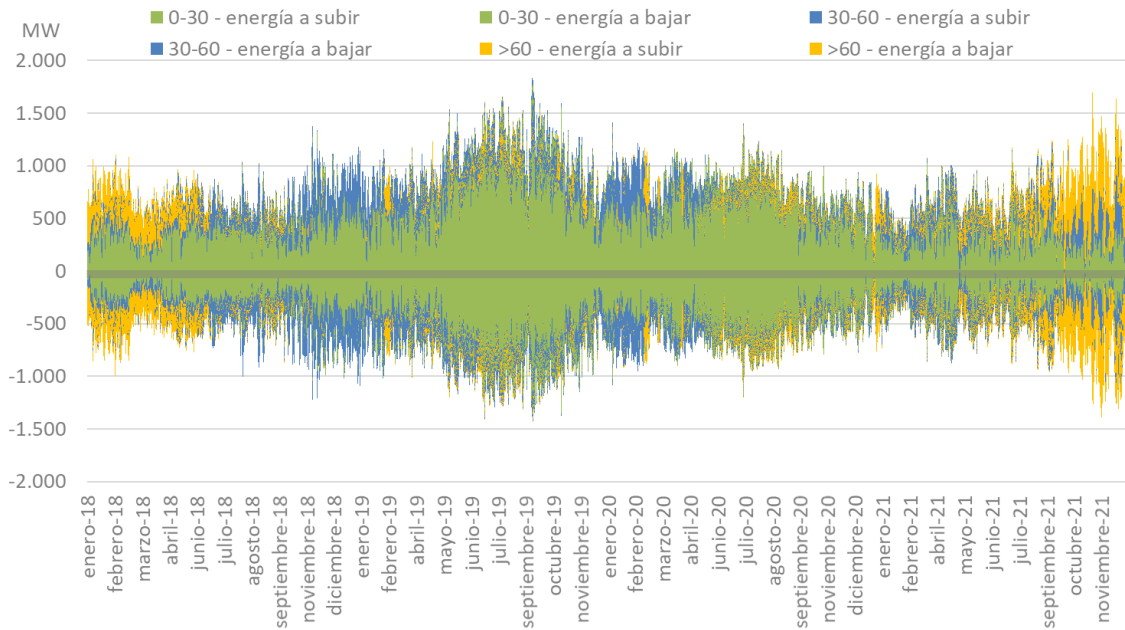
Fuente: CNMC

Gráfico 25 . Banda secundaria asignada a subir y bajar por tecnología (MW)



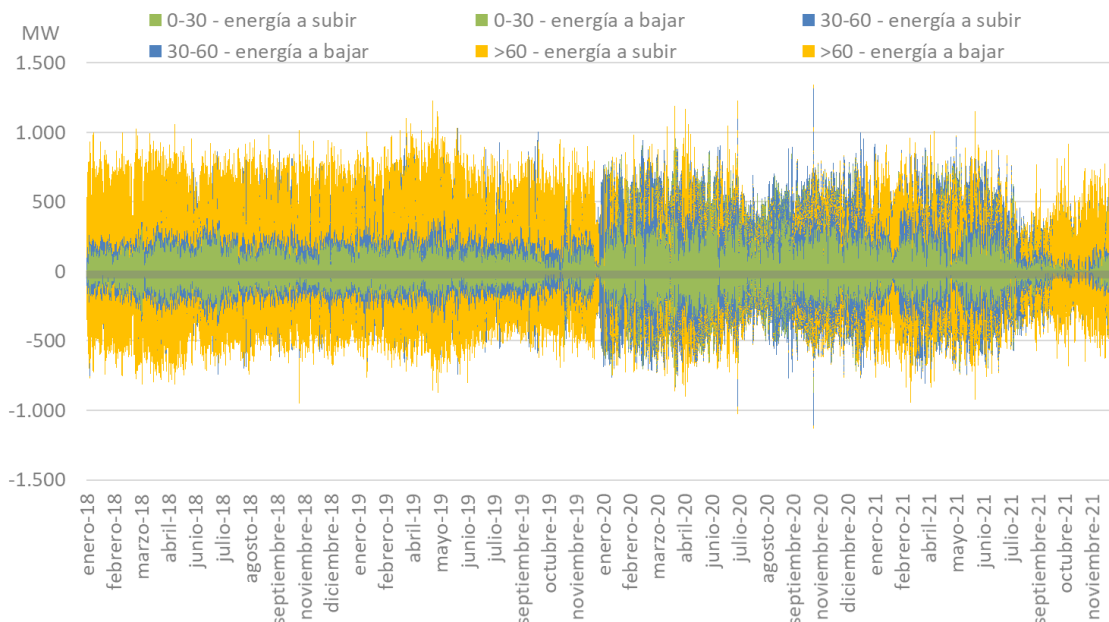
Fuente: CNMC

Gráfico 26. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales térmicas



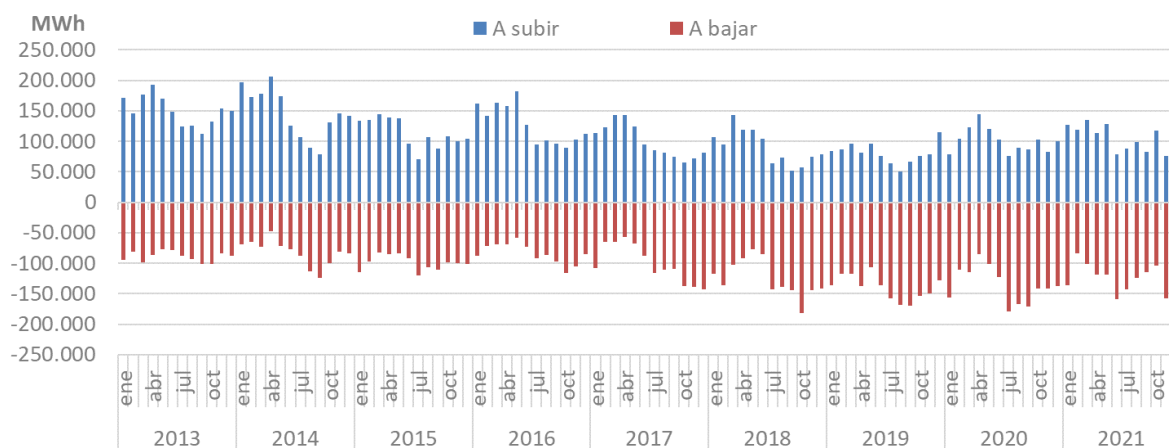
Fuente: CNMC

Gráfico 27. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales hidráulicas



Fuente: CNMC

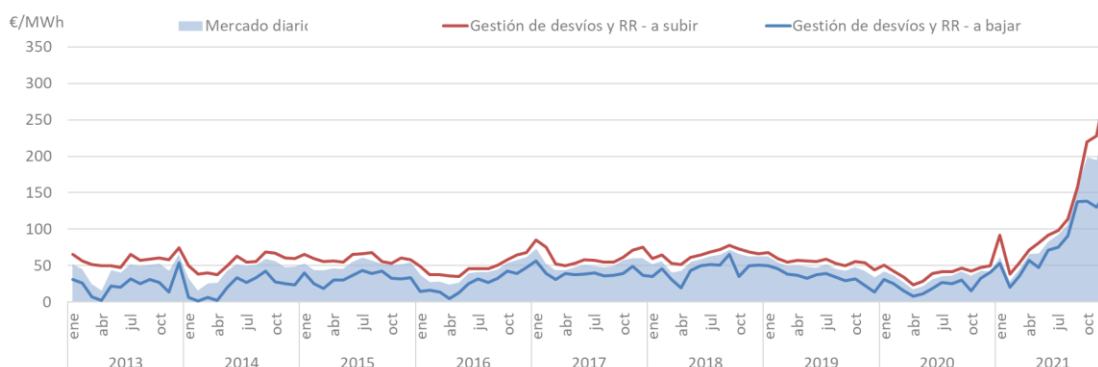
Gráfico 28. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación secundaria a subir y bajar



Fuente: CNMC

2.7.3. Gestión de desvíos / Reservas de sustitución

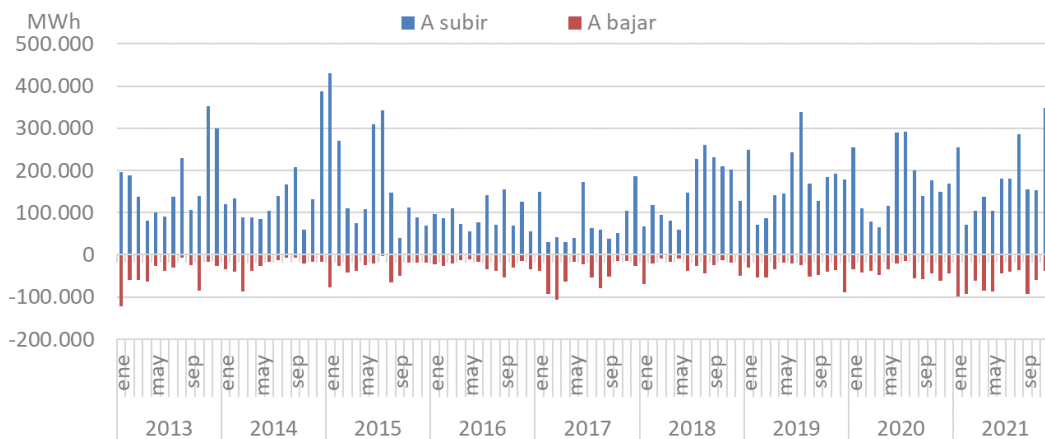
Gráfico 29. Evolución mensual del precio del servicio de gestión de desvíos



Fuente: CNMC

Nota: Se muestra el segmento de Gestión de desvíos hasta marzo de 2020 y, a partir de esta fecha, el de Reservas de sustitución.

Gráfico 30. Evolución mensual del volumen programado del servicio de gestión de desvíos y reservas de sustitución³

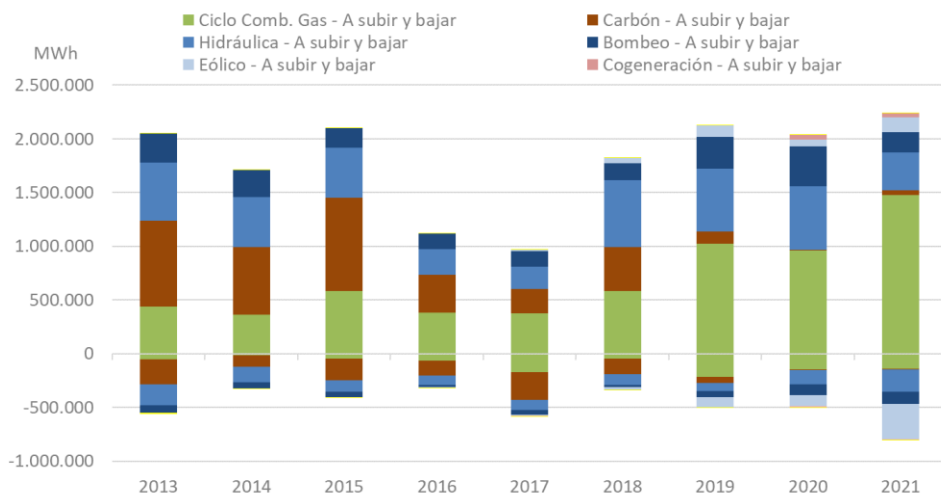


Fuente: CNMC

³ 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.

Nota: Se muestra el segmento de Gestión de desvíos hasta marzo de 2020 y, a partir de esta fecha, el de Reservas de sustitución.

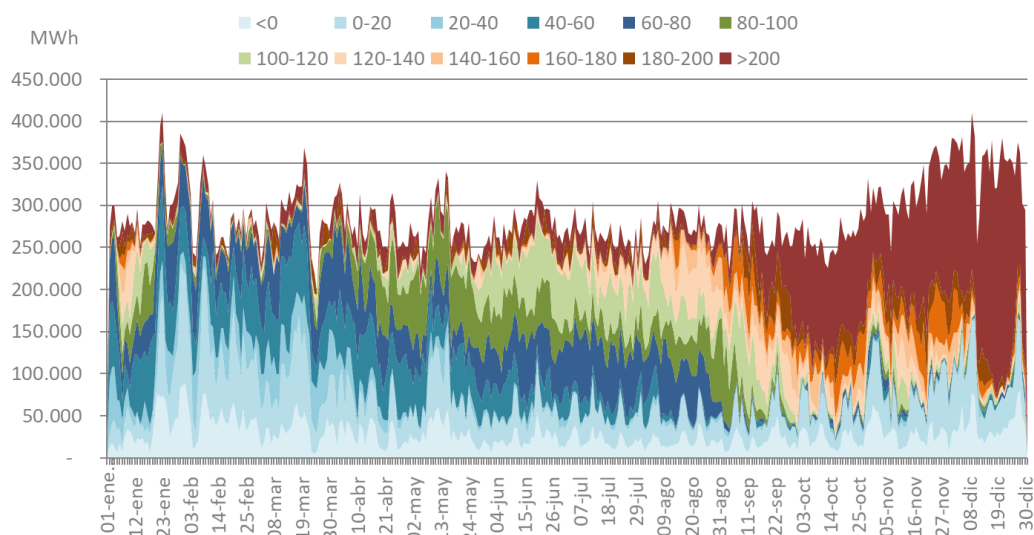
Gráfico 31. Evolución de la energía de gestión de desvíos y reservas de sustitución a subir y a bajar asignada por tecnología 2013-2021



Fuente: CNMC

Nota: Se muestra el segmento de Gestión de desvíos hasta marzo de 2020 y, a partir de esta fecha, el de Reservas de sustitución.

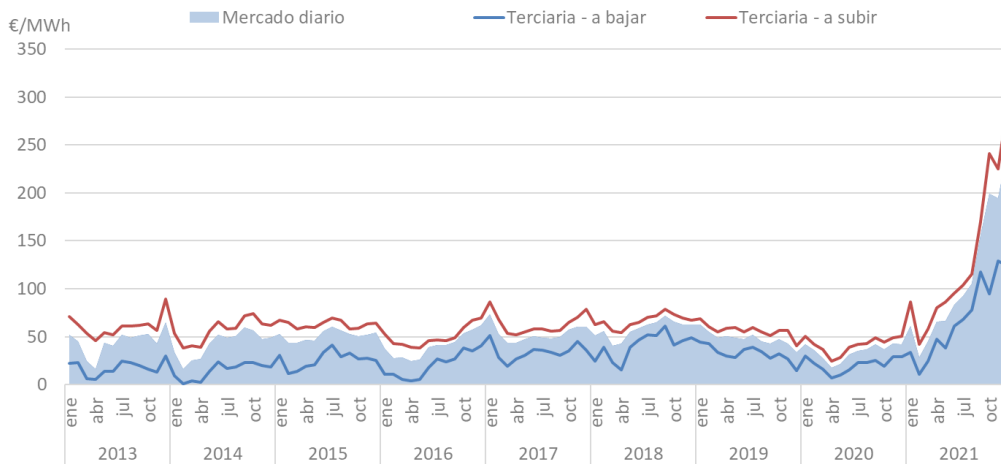
Gráfico 32. Volumen de oferta RR de los sujetos del sistema español por banda de precio



Fuente: CNMC

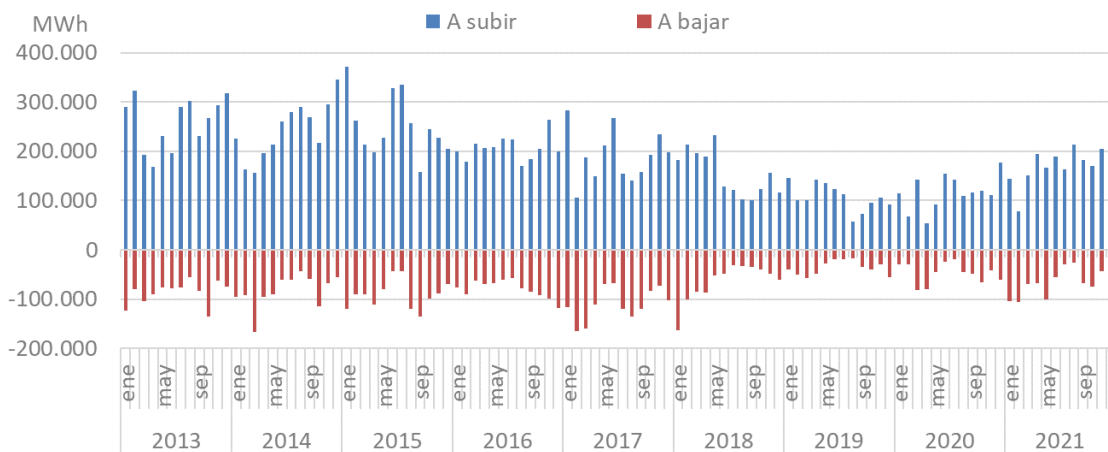
2.7.4. Energía de regulación terciaria

Gráfico 33. Precios medios ponderados mensuales de la energía de terciaria a subir y bajar frente al precio del mercado diario



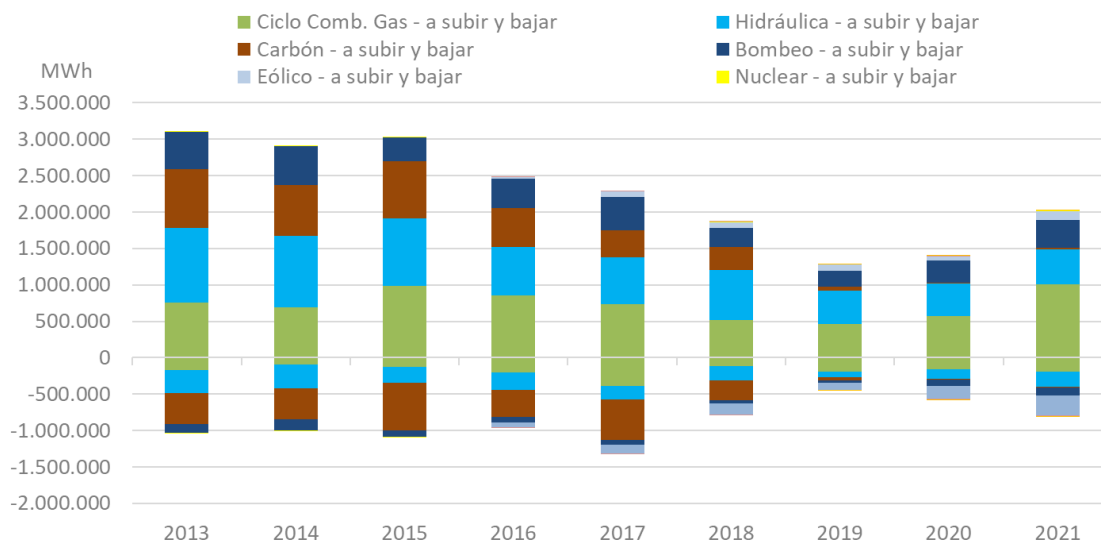
Fuente: CNMC

Gráfico 34. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación terciaria a subir y bajar



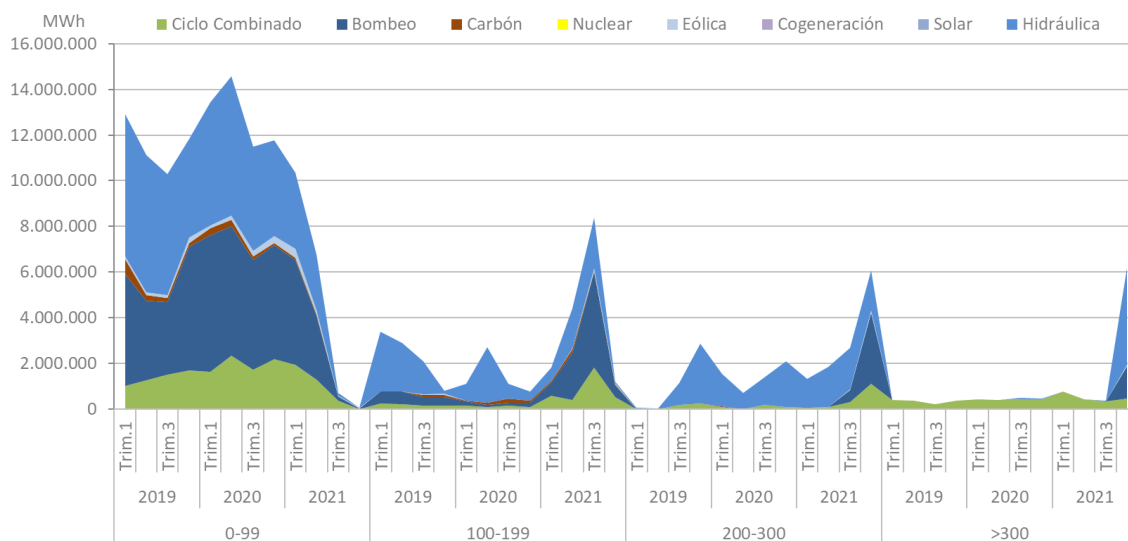
Fuente: CNMC

Gráfico 35. Evolución de la energía terciaria a subir y a bajar asignada por tecnología 2013-2021



Fuente: CNMC

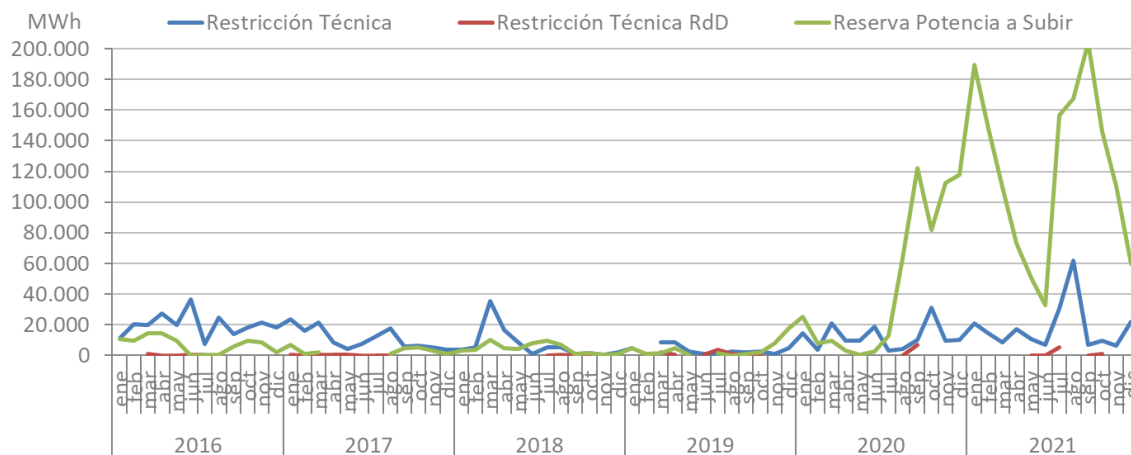
Gráfico 36. Evolución de la energía ofertada trimestral de terciaria a subir 2019-2021 (Diferenciando bandas de precio 0-99, 100-199, 200-300 y >300 €/MWh)



Fuente: CNMC

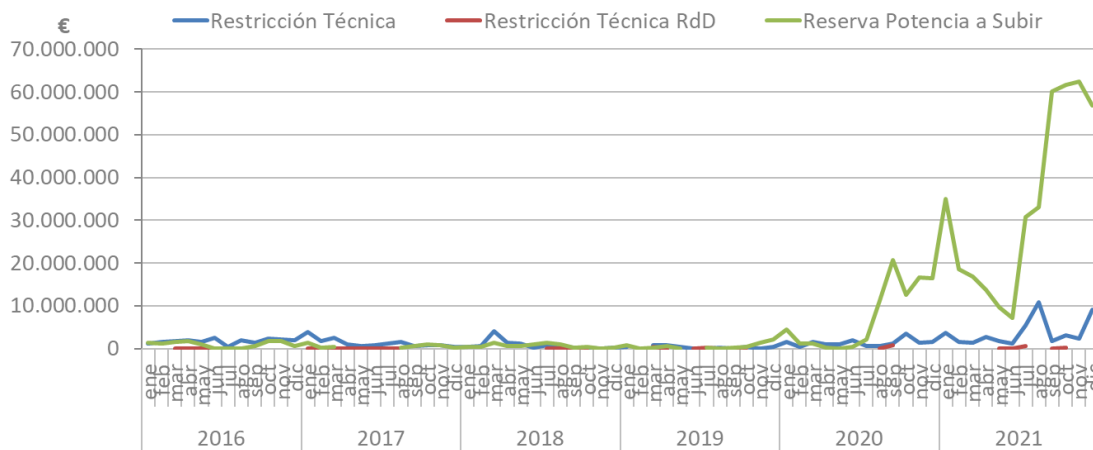
2.7.5. Restricciones técnicas en tiempo real

Gráfico 37. Energía programada en restricciones en tiempo real



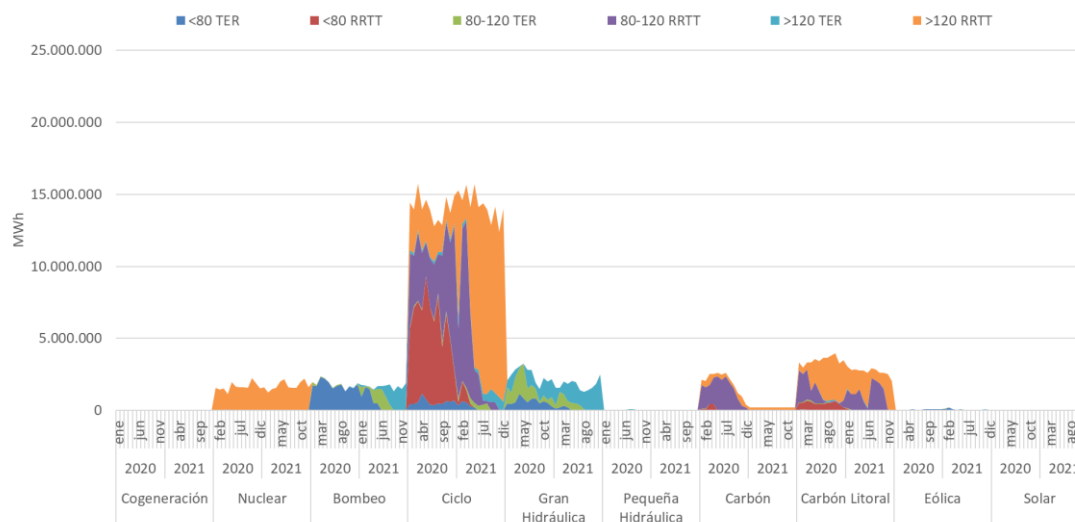
Fuente: CNMC

Gráfico 38. Importe resultante de la programación en restricciones en tiempo real



Fuente: CNMC

Gráfico 39. Volumen de energía disponible de terciaria y restricciones para redespachos en tiempo real por banda de precio (€/MWh). 2020-2021



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.

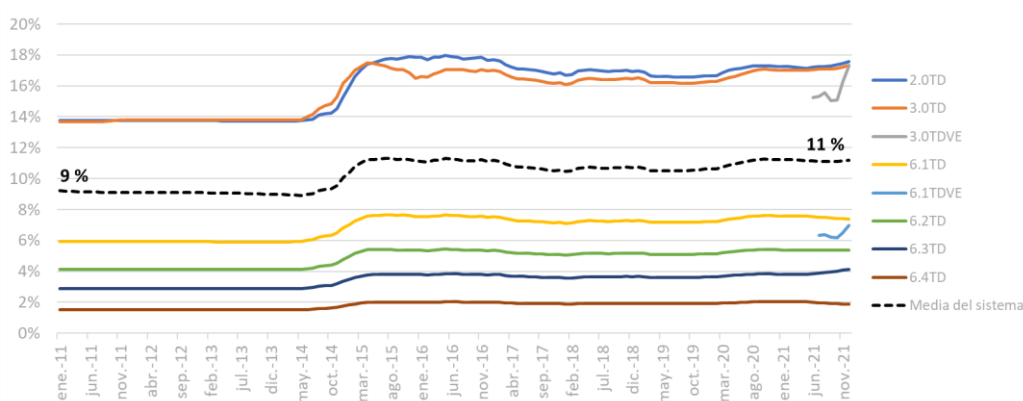
2.8. Coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas

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 cierre⁴. A partir de abril de 2015, el segmento

⁴ 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 correspondían 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

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 40. Pérdidas medias acumuladas durante los 12 meses anteriores a cada fecha para cada tipo de peaje de acceso⁵



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.

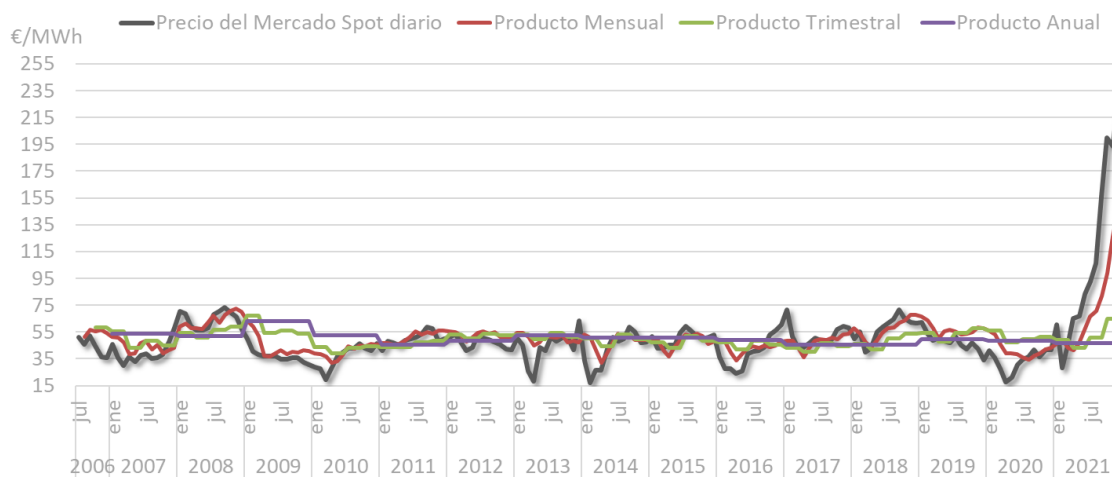
distribuidores, es reemplazada por los comercializadores de último recurso, (posteriormente denominados de referencia), que al igual que el resto de comercializadoras, compran en el mercado de acuerdo a la energía que van a consumir sus clientes, elevada a barras de central mediante las pérdidas estándares 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.

⁵ La CNMC modificó la tipología de peajes de acceso mediante *Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021. Entre otras cosas, se introdujeron nuevos peajes para puntos de recarga de vehículos eléctricos.*

Nota: en junio de 2021 entraron en vigor los nuevos peajes del sistema eléctrico establecidos mediante la circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC. Estos son los peajes de acceso mostrados en la gráfica.

2.9. Mercados a plazo⁶

Gráfico 41. 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

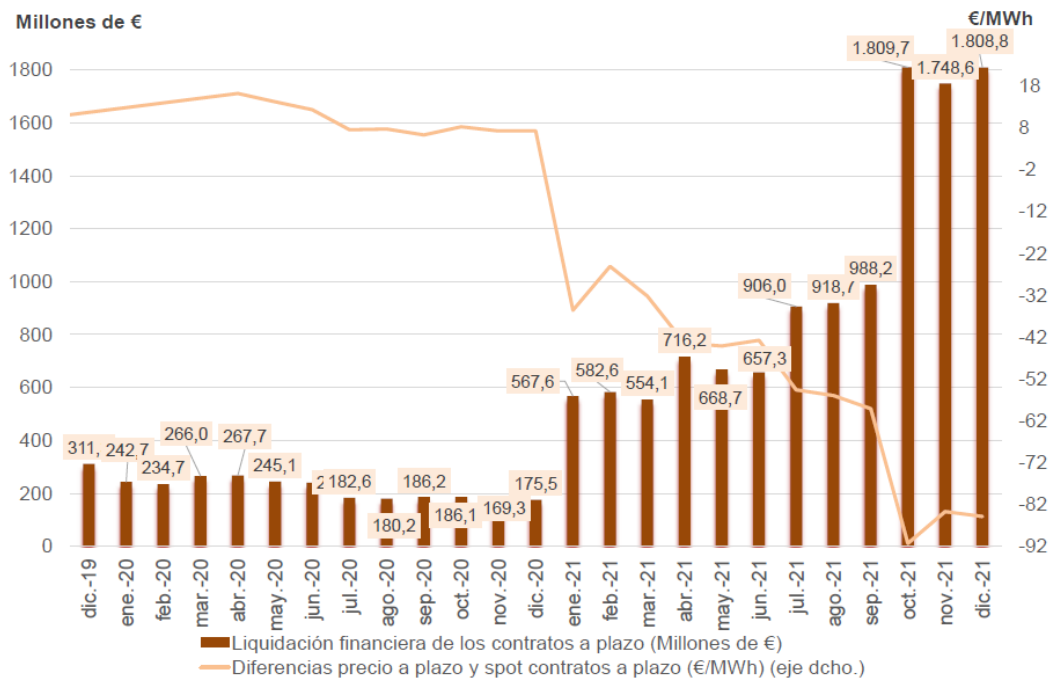


Fuente: OMIP y CNMC

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

⁶ Informes mensuales de Seguimiento de los Mercados a Plazo de energía eléctrica en España de 2021: <https://www.cnmc.es/expedientes/isde00321>

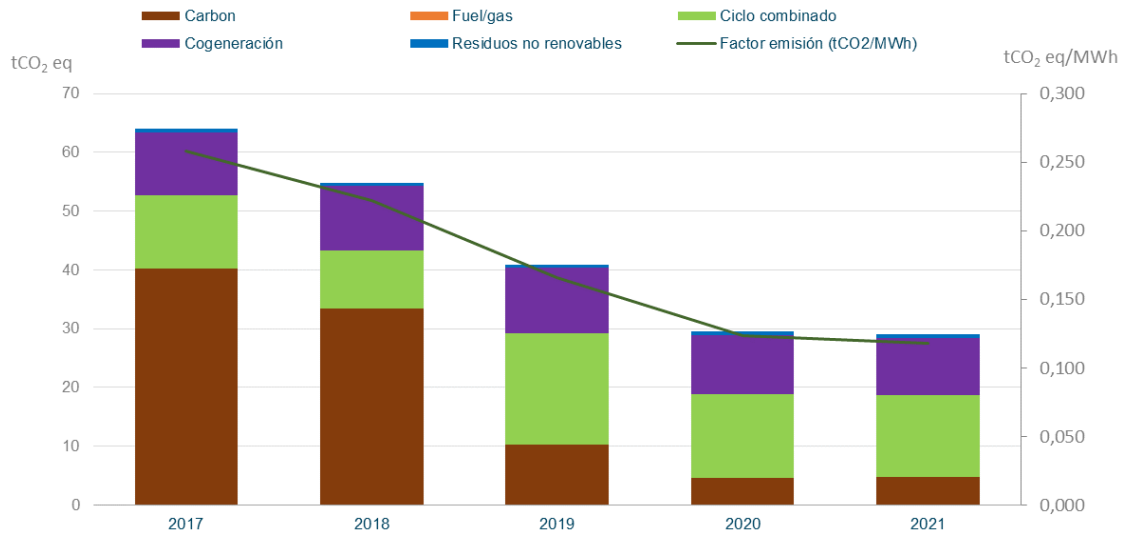
Gráfico 42. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (en millones de € y €/MWh) a 31 de dic. de 2021



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

2.10. Evolución de las emisiones de CO2

Gráfico 43. Evolución de las emisiones de CO2 y del factor de emisión de CO2 en generación eléctrica peninsular por tecnología



Fuente: REE

Cuadro 7. Variación de las emisiones de CO2

	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Carbón	-17%	-69%	-55%	4%
Fuel + Gas	10%	0%	33%	-50%
Ciclo combinado	-22%	94%	-25%	-2%
Cogeneración	3%	2%	-11%	-4%
Residuos no renovables	-7%	-10%	37%	10%
tCO2 eq./MWh	-14%	-25%	-28%	-1%

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
2020	108	390
2021	115	408

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, las cuales 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, comercializadores⁷ y/o clientes.

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 de ajuste 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 instalaciones gestionables (tecnologías de carbón, ciclo combinado de gas, fuelgas, hidráulica modulable y determinadas centrales del RECORE)⁸ además de la demanda, 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

⁷ Incluyendo unidades de exportación e importación

⁸ Tras la adaptación de los procedimientos de operación del sistema, mediante Resolución de la CNMC de 10 de diciembre de 2020, a las Condiciones relativas al balance, aprobadas mediante Resolución de la CNMC de 11 de diciembre de 2019, también se permite la participación de la demanda en los servicios de balance desde enero de 2021, siempre que supere las pruebas correspondientes a cada servicio.

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.

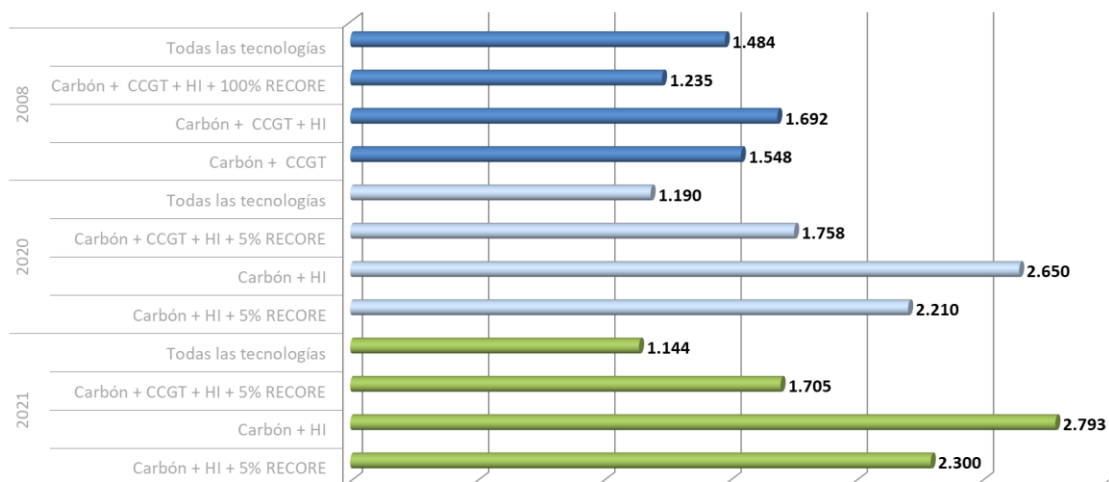
A efectos de definir el ámbito geográfico de un mercado eléctrico es habitual considerar tanto el tamaño de la capacidad de interconexión con respecto a la demanda punta o al total de capacidad instalada, como las posibles diferencias regulatorias que pudieran obstaculizar el comercio entre países. De 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 y energía secundaria, regulación terciaria, gestión de desvíos y reserva de sustitución, y Programa horario operativo (P48) en el ámbito del sistema eléctrico español peninsular⁹; y el mercado de restricciones técnicas en el ámbito zonal.

⁹ 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.

3.2.1. Programa Diario Base de Funcionamiento¹⁰

Gráfico 44. Índices HHI según distintas tecnologías en el PDBF en el ámbito del MIBEL



Fuente: CNMC

¹⁰ 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).

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	WIND TO MARKET	NEXUS	CEPSA	OTROS	HHI
2008	27%	22%	13%	16%	1%	4%	3%	0%	1%	1%	1%	2%	9%	1.484
2009	20%	23%	13%	11%	4%	7%	3%	0%	2%	2%	1%	2%	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%	2%	2%	3%	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%	3%	2%	2%	7%	1.407
2014	22%	21%	20%	6%	1%	7%	5%	1%	2%	3%	2%	2%	7%	1.445
2015	22%	18%	19%	8%	2%	7%	5%	1%	2%	3%	2%	2%	8%	1.384
2016	19%	21%	19%	7%	2%	8%	5%	1%	3%	3%	2%	2%	8%	1.337
2017	23%	17%	18%	6%	3%	8%	6%	1%	3%	2%	2%	3%	9%	1.306
2018	20%	19%	20%	6%	3%	6%	6%	1%	3%	3%	2%	2%	9%	1.314
2019	17%	19%	19%	6%	0%	8%	5%	5%	3%	2%	2%	3%	11%	1.190
2020	16%	20%	18%	6%	0%	8%	5%	4%	3%	2%	3%	3%	11%	1.190
2021	16%	20%	17%	6%	0%	8%	5%	3%	3%	3%	3%	3%	14%	1.144

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
2020	15%	31%	20%	10%	0%	6%	2%	3%	2%	0,6%	0,4%	10%	1.758
2021	15%	29%	22%	9%	0%	4%	2%	2%	2%	0,4%	0,6%	14%	1.705

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.

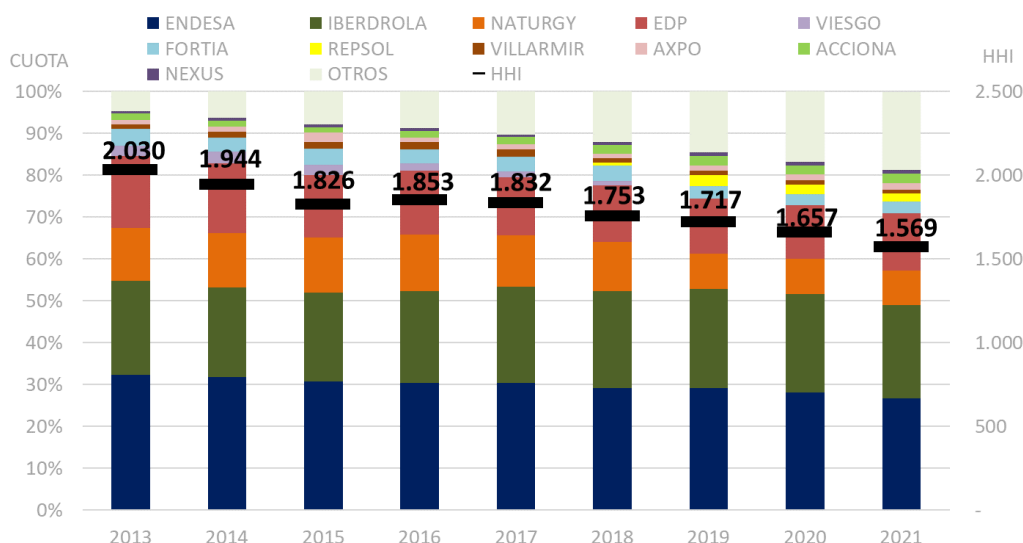
Se han considerado tecnologías marginales, de 2008 a 2010, carbón, ciclos combinados e hidráulica, mientras que de 2011 a 2015 se han considerado tecnologías marginales carbón, hidráulica y el 5% de la producción RECORE y, a partir de 2016, carbón, ciclos combinados, hidráulica y el 5% de la producción 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 45. 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
2020	28%	24%	8%	13%	0%	3%	2%	1%	1%	2%	1%	17%	1.657
2021	27%	22%	8%	14%	0%	3%	2%	1%	2%	2%	1%	19%	1.569

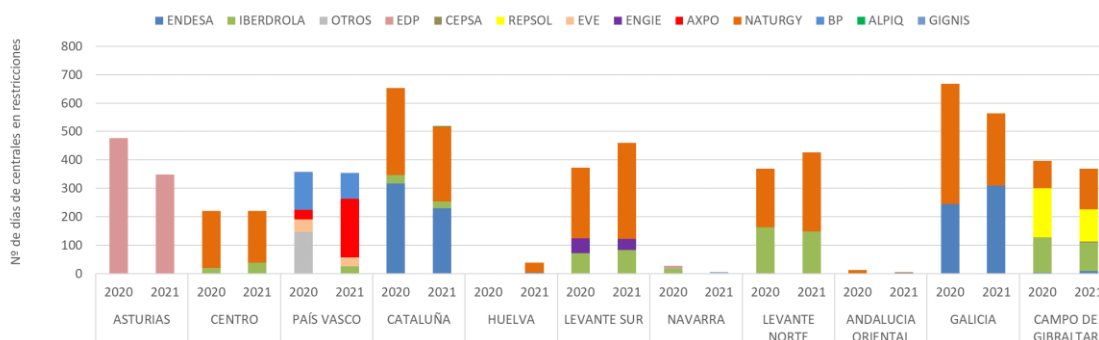
Fuente: CNMC

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.

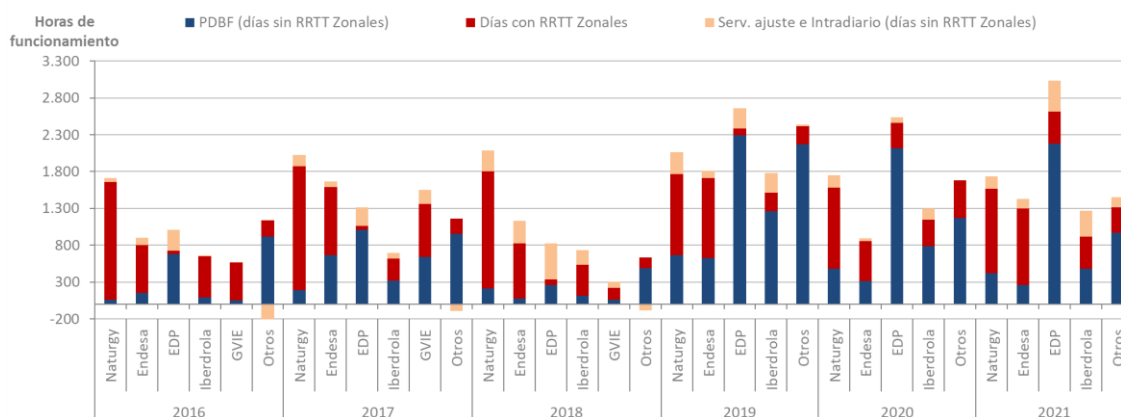
3.2.2. Resolución de restricciones técnicas

Gráfico 46. 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)



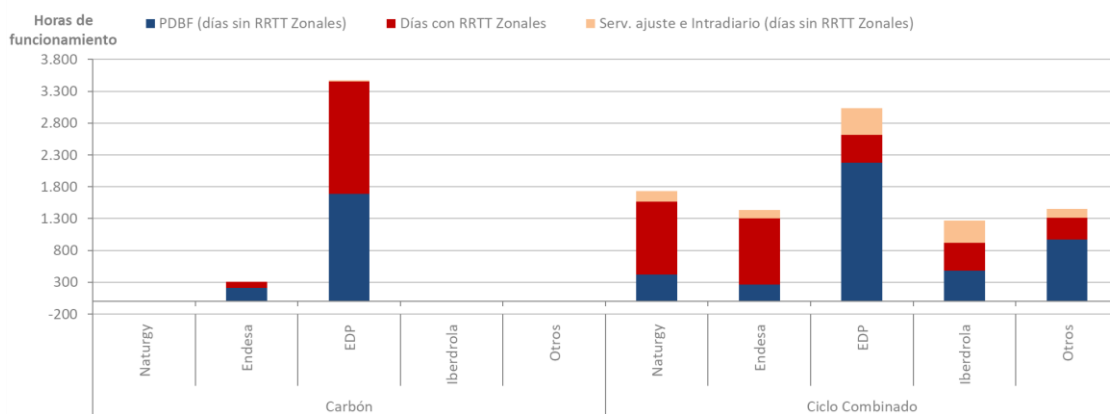
Fuente: CNMC

Gráfico 47. 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

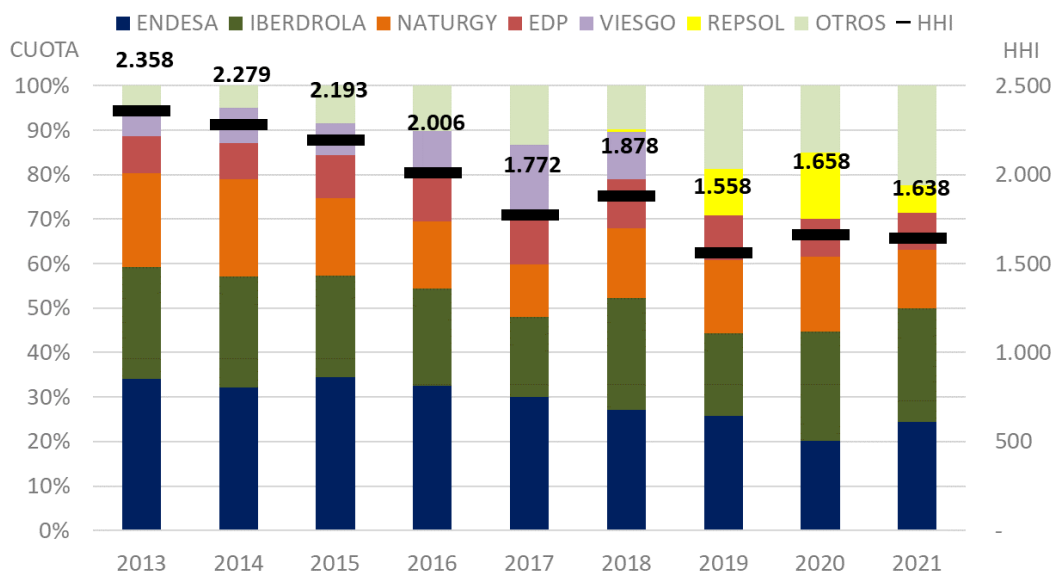
Gráfico 48. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de las centrales de carbón y de ciclos combinados de cada empresa en 2021 distinguiendo el despacho realizado en días donde ha participado la central en el proceso de restricciones técnicas, despacho realizado en el PDBF, y despacho realizado en otros segmentos



Fuente: CNMC

3.2.3. Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria

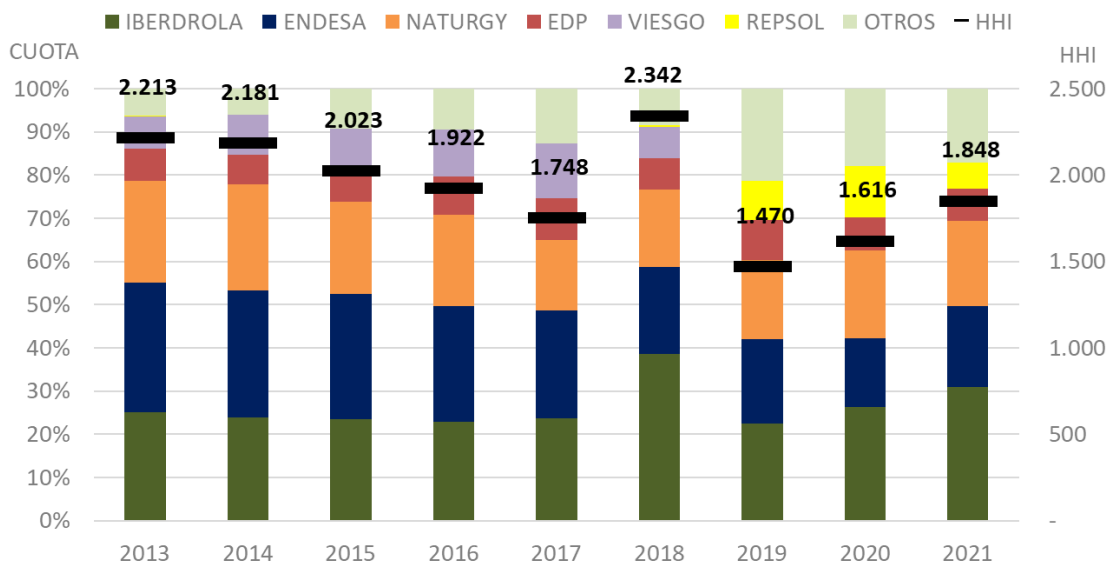
Gráfico 49. Cuotas empresariales e índices HHI en banda secundaria



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.

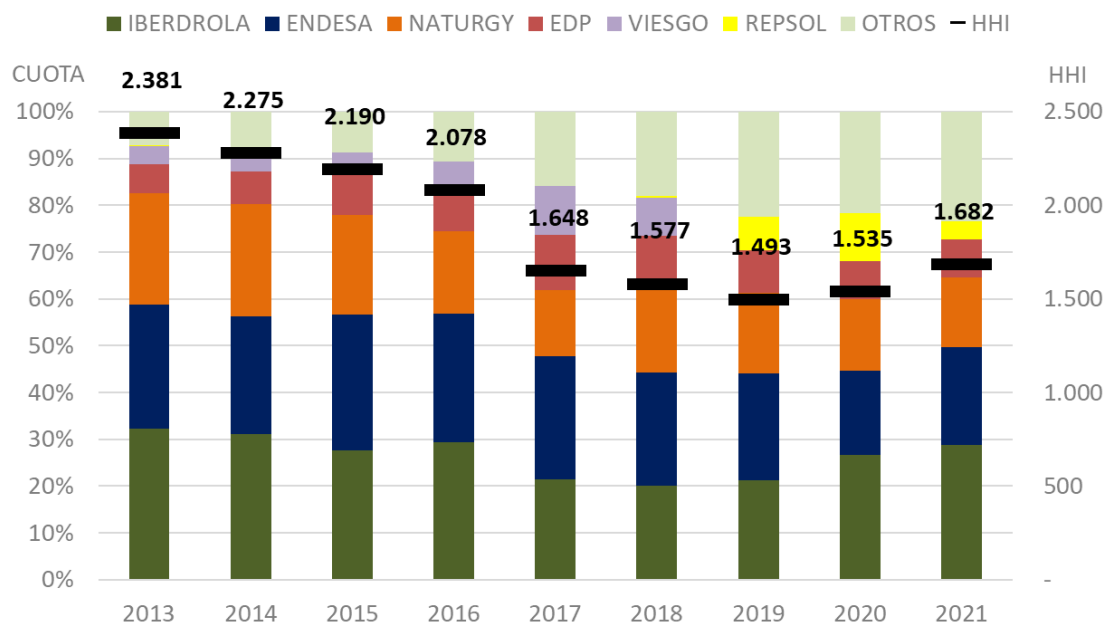
Gráfico 50. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a subir



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

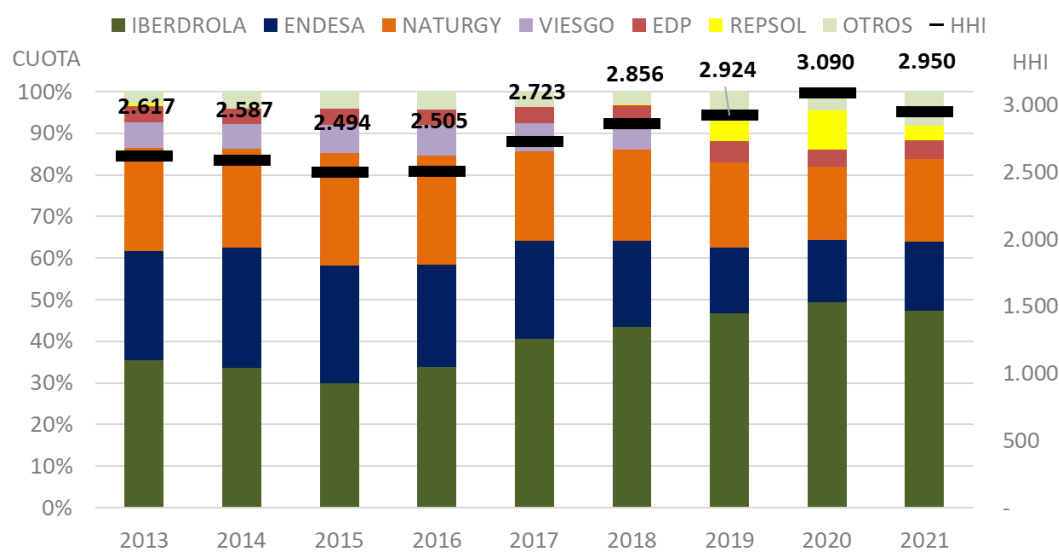


Fuente: CNMC

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.

3.2.4. Regulación Terciaria

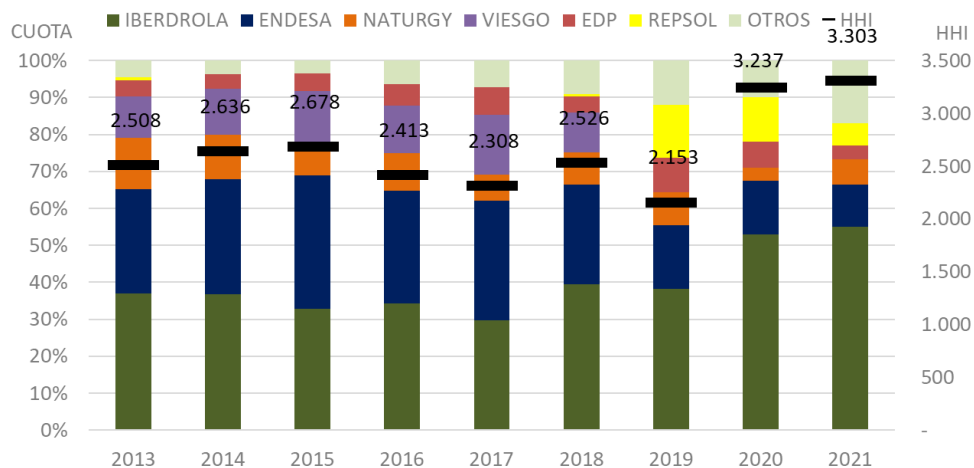
Gráfico 52. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a subir



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

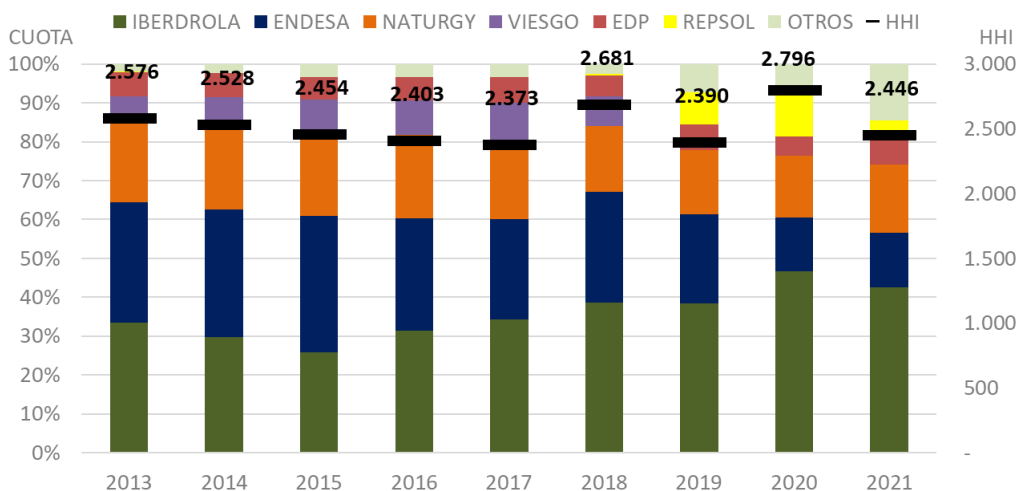


Fuente: CNMC

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.

3.2.5. Gestión de desvíos y RR

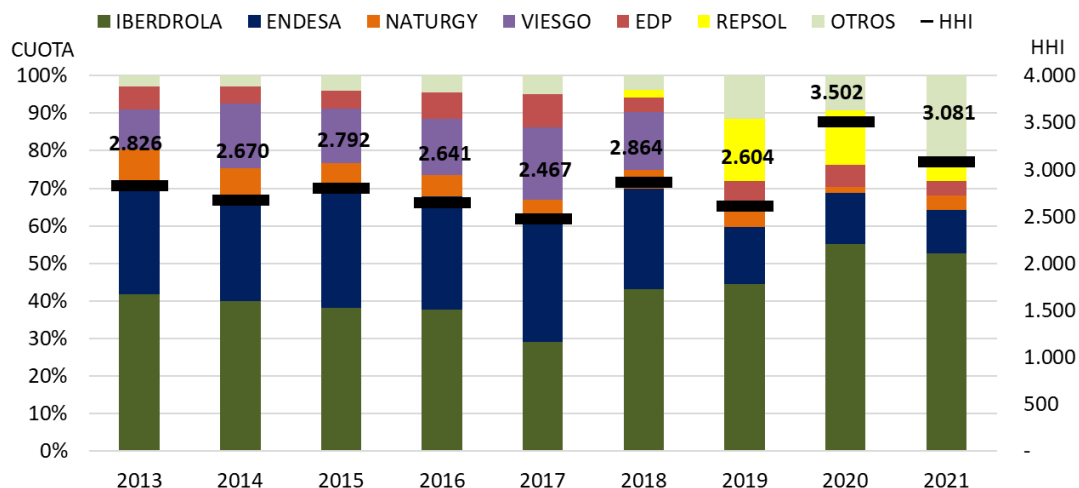
Gráfico 54. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos y RR a subir



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 55. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos y RR a bajar

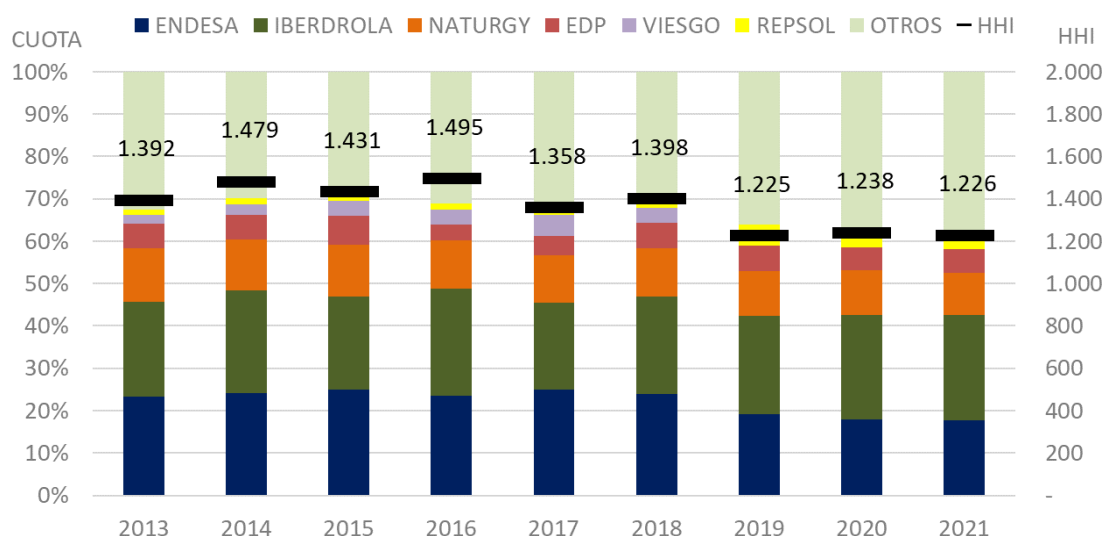


Fuente: CNMC

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. Programa horario operativo (P48)

Gráfico 56. 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	IBERDRO	NATURGY	EDP	VIESGO	AXPO	ACCIONA	REPSOL	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	NEXUS	OTROS	HHI
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%DR	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
2020	18%	25%	11%	5%	0%	8%	6%	5%	3%	2%	3%	14%	1.238
2021	18%	25%	10%	5%	0%	9%	6%	2%	2%	3%	4%	16%	1.226

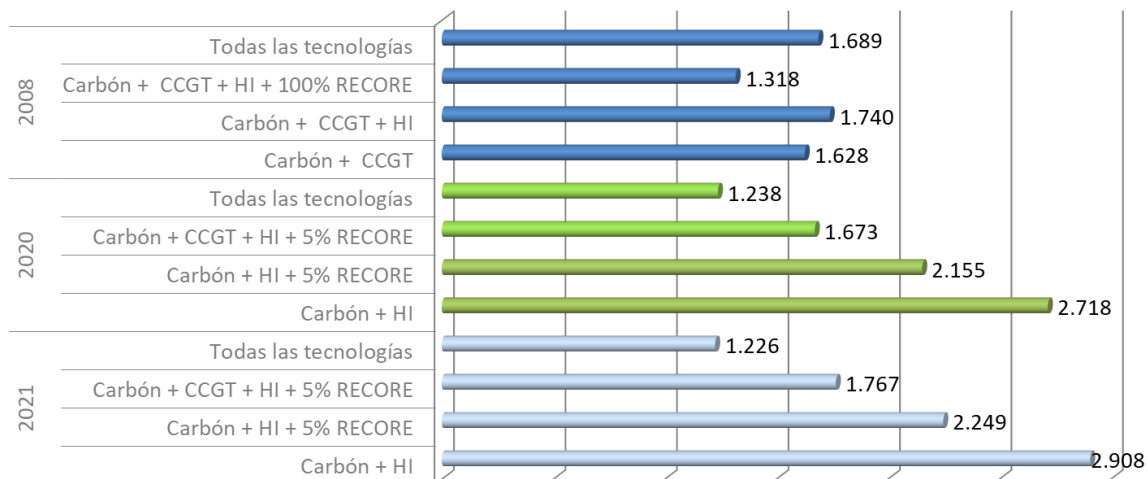
Fuente: CNMC

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.

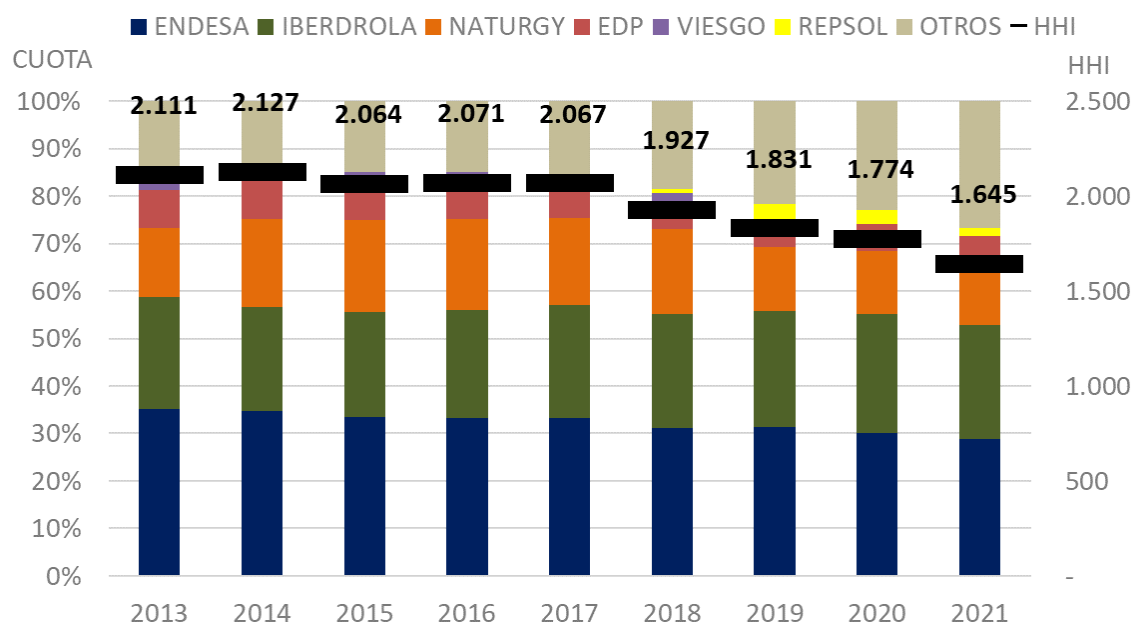
La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Gráfico 57. Índices HHI de generación según distintas tecnologías en zona española en P48



Fuente: CNMC

Gráfico 58. 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

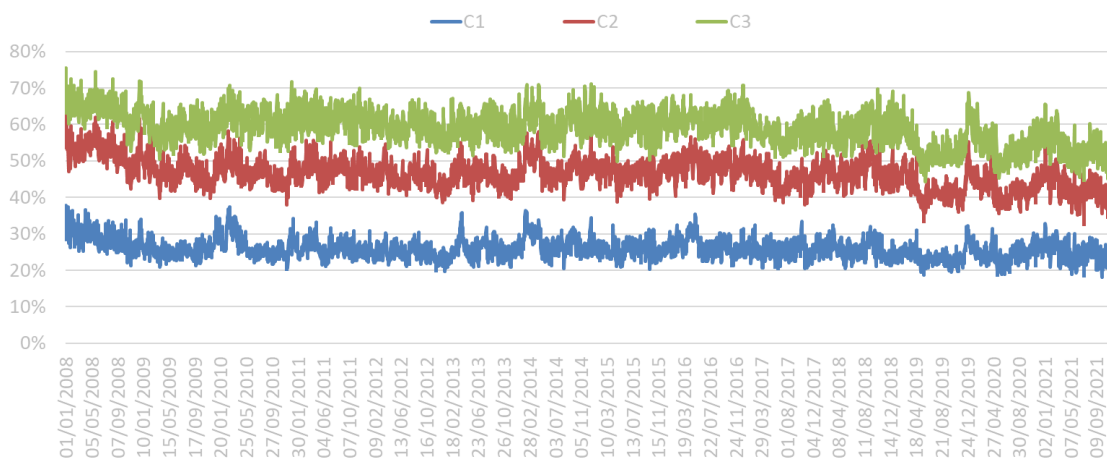
AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	REPSOL	FORTIA	ENERGYA VM	ACCIONA	NEXUS	AXPO	ENGIE	OTROS	HHI
2013	35%	23%	15%	8%	3%	0%	4%	2%	2%	1%	2%	1%	4%	2.111
2014	35%	22%	19%	8%	3%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	1%	4%	2.127
2015	33%	22%	19%	7%	3%	0%	0%	3%	1%	1%	3%	1%	7%	2.064
2016	33%	23%	19%	8%	2%	0%	0%	3%	2%	1%	1%	1%	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
2020	30%	25%	13%	6%	0%	3%	0%	1%	2%	2%	1%	2%	15%	1.774
2021	30%	24%	13%	6%	0%	2%	0%	1%	3%	2%	1%	1%	17%	1.645

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.

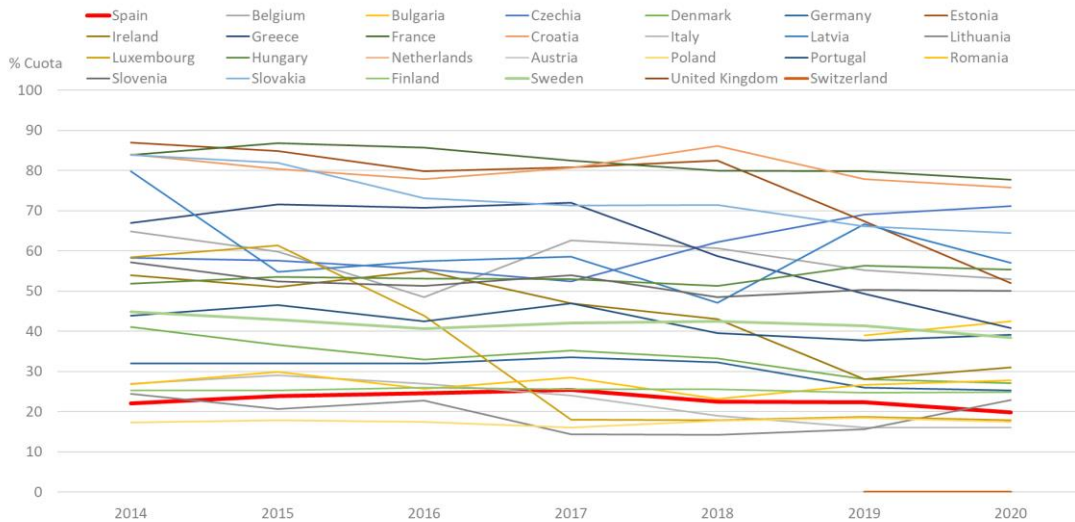
La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Gráfico 59. Evolución de los índices de concentración diarios de la generación en zona española. P48



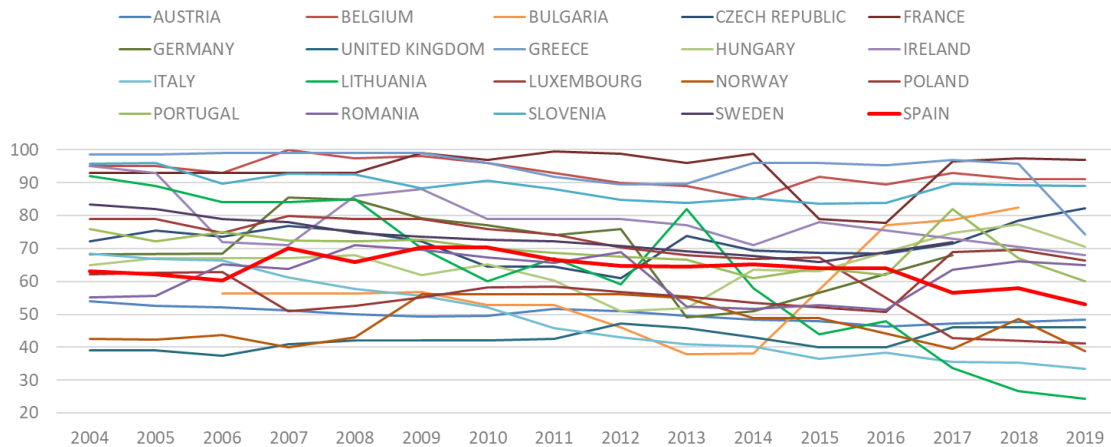
Fuente: CNMC

Gráfico 60. Comparativa europea del índice de concentración C1, calculado como la cuota anual del mayor productor. P48



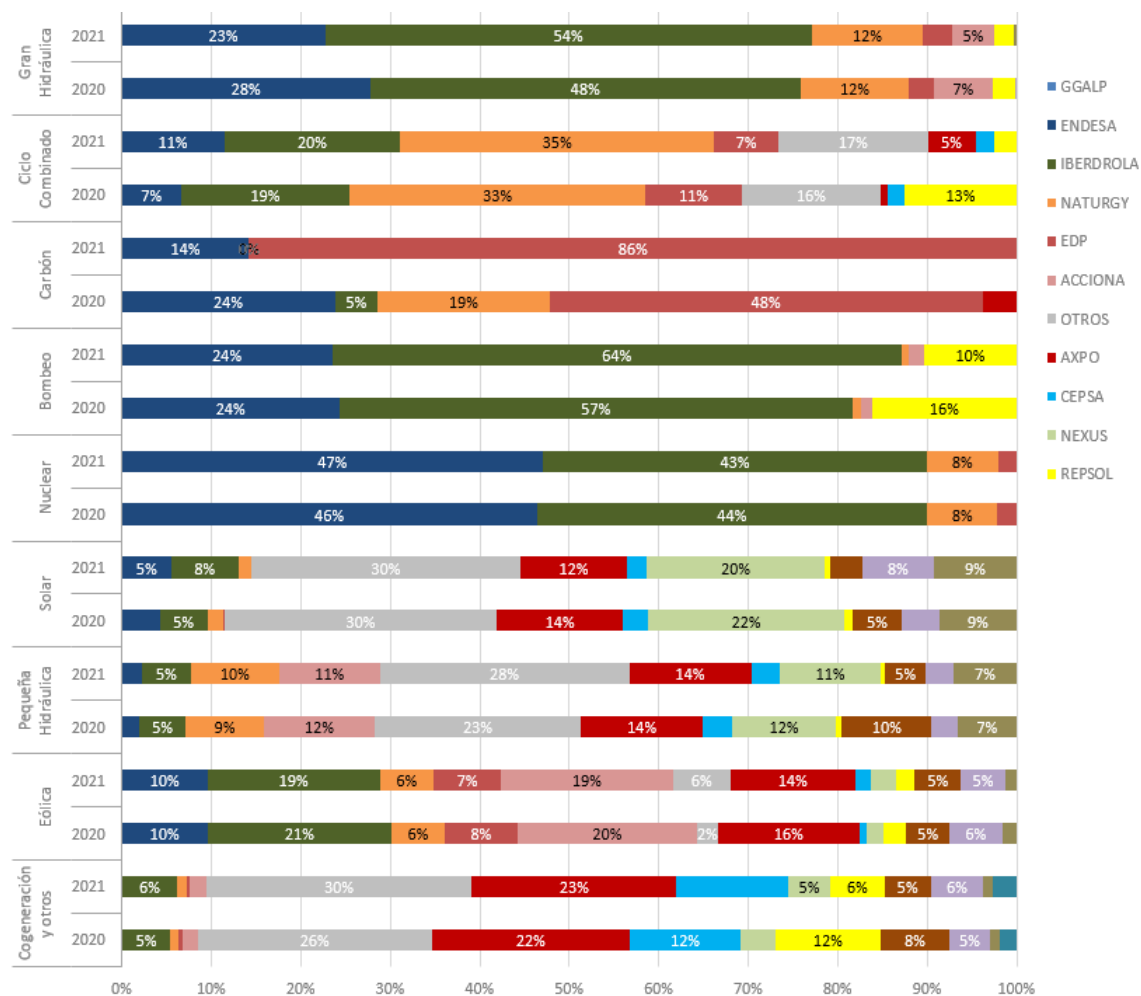
Fuente: Eurostat

Gráfico 61. Comparativa europea del índice de concentración C3, calculado como la cuota anual de los tres mayores productores. P48



Fuente: National Reports CEER
 2019 Último año con datos disponibles

Gráfico 62. Cuotas de producción en P48 zona peninsular por tecnología en 2020 y 2021

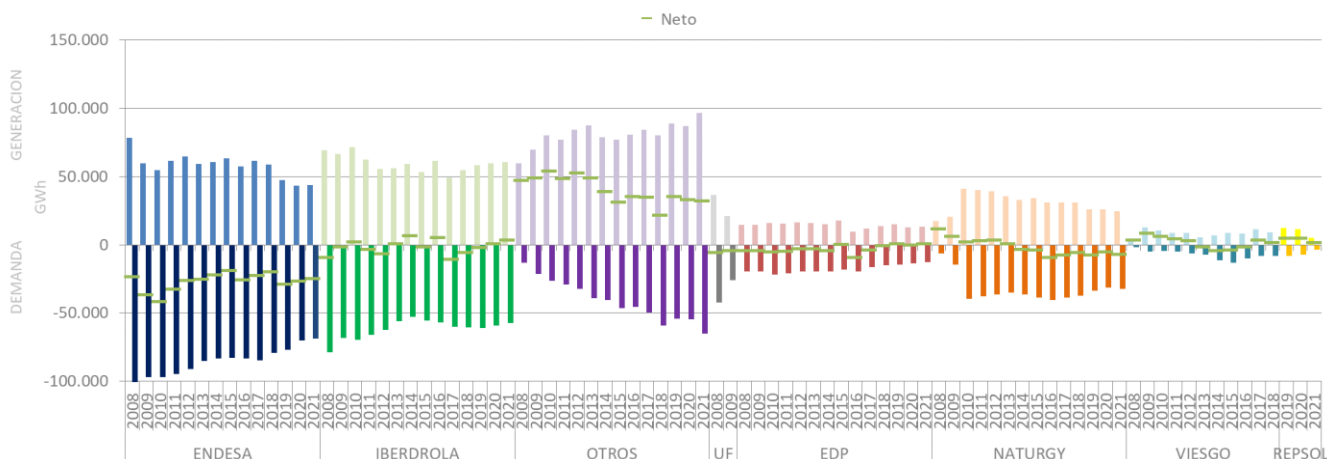


Fuente: CNMC

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

3.3. Integración vertical¹¹ (generación y comercialización)

Gráfico 63. Evolución anual de compras y ventas y saldo neto por agente en el mercado mayorista spot. Zona española (*)

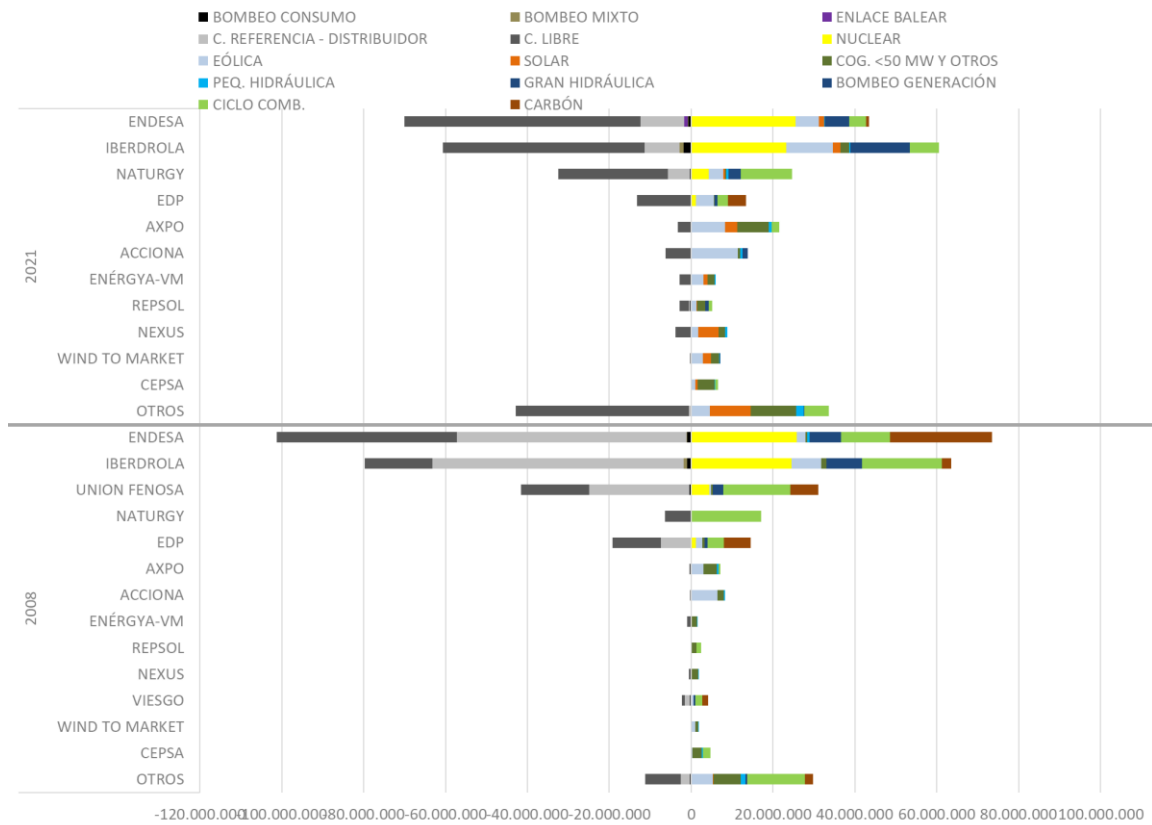


Fuente: CNMC

(*) 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.

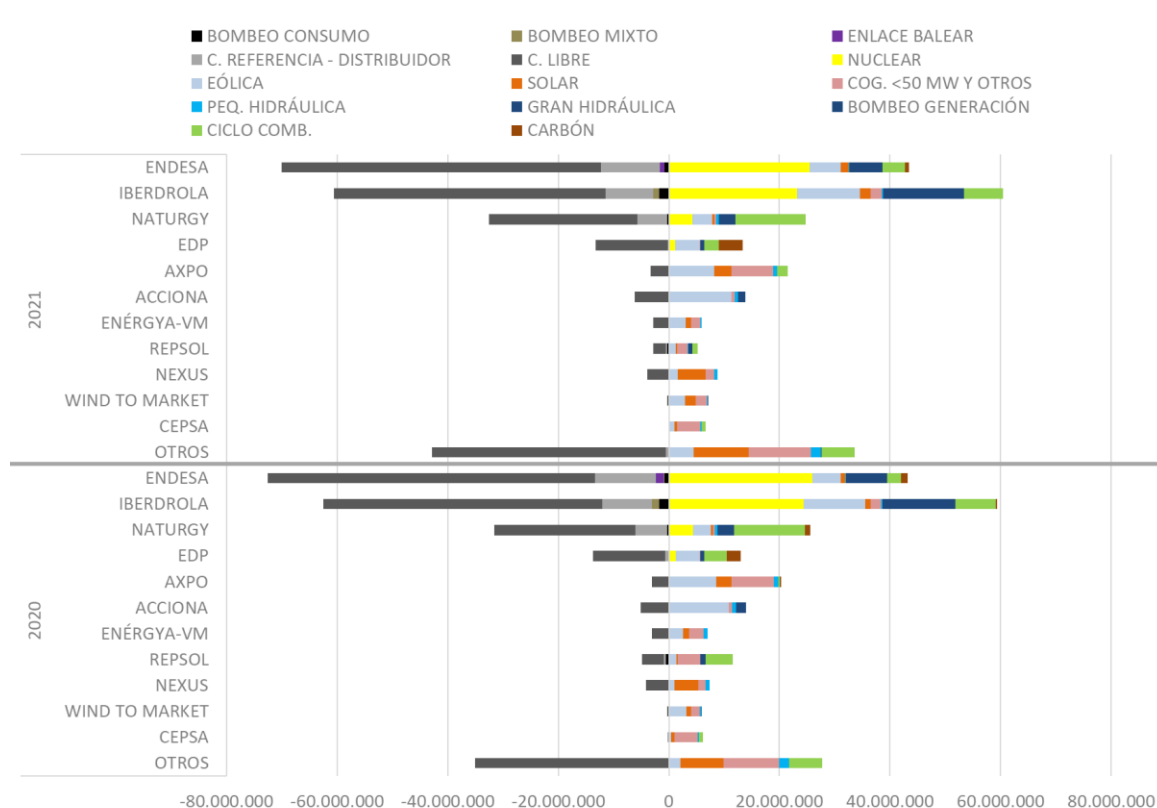
¹¹ Los grupos verticalmente integrados disponen de una cobertura natural (lo que pierde una filial del grupo vía precio lo gana la otra, como contraparte del mismo mercado). El resto de generadores no verticalmente integrados generalmente venden su energía a través de los distintos segmentos del mercado 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 64. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2008 y 2021



Fuente: CNMC

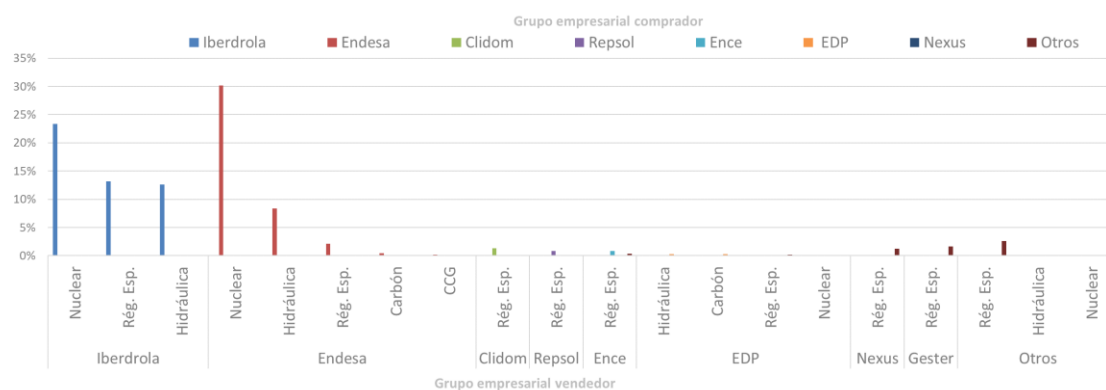
Gráfico 65. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2020 y 2021



Fuente: CNMC

3.4. Liquidez en el mercado diario e intradiario

Gráfico 66. Contratos bilaterales físicos en los que la parte vendedora es una tecnología de generación. Año 2021



Fuente: CNMC

Nota: El campo otros incluye empresas con cuotas no significativos a efectos gráficos (Aypo, Factor, Acciona, Galp, Genera, Audax, Naturgy, Fenie, Fortia, Vita, etc.)

3.5. Evolución del precio del Mercado diario

Dado su impacto en el coste final de la energía, se lleva a cabo un análisis específico de la evolución del mercado diario.

El año 2021 se ha caracterizado por una recuperación económica parcial tras la crisis sanitaria global iniciada en 2020 por el COVID19. Dicha recuperación ha provocado un aumento del consumo en general, incluida la demanda eléctrica. Este aumento del consumo, unido al hecho de que no todos los sectores se han recuperado de la crisis al mismo ritmo, provocó en la segunda mitad del año, pero sobre todo en el último trimestre, una tensión en varias cadenas de suministro que finalmente derivó en aumentos de precios de muchos productos, entre ellos, la electricidad, tanto por el aumento de su propia demanda, como por el incremento de los combustibles utilizados para su producción.

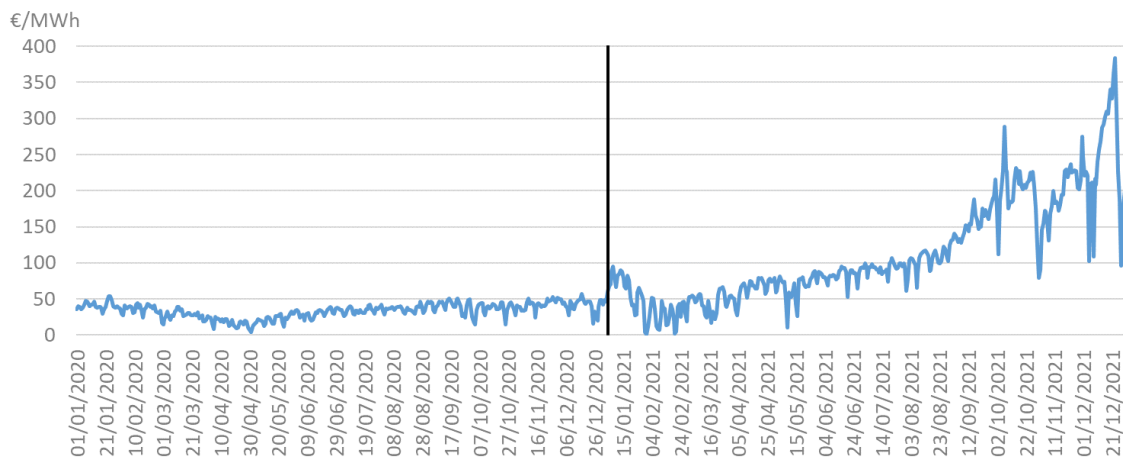
En cuanto a la generación, en 2021 se registró una cuota del 49% de producción con tecnologías renovables, esto es, superior a la del año anterior, del 46%, y que ya supuso el récord histórico de cuota de generación con este tipo de tecnologías. El despacho de esta generación se produce en distintos segmentos de mercado, en PDBF (mercado diario más contratación bilateral), la cuota de renovables fue, para 2020 y 2021, del 49% y 53%, respectivamente.

Sin embargo, 2021 fue un año seco, con menores precipitaciones de lo habitual. En consecuencia, disminuyó, con respecto al año anterior, la cuota de la generación hidroeléctrica (13% del total, un 6,5% menos que en 2020) y aumentó la solar fotovoltaica (8% del total, un 32% más que en 2020). El hueco térmico, por su parte, disminuyó hasta representar el 18% de la energía anual (24% en 2019).

A pesar de la mayor aportación de las renovables, el importante incremento de la demanda (2,4% - demanda peninsular) tras la crisis sanitaria provocada por la COVID-19 favorecieron el incremento del precio del mercado diario respecto al año anterior, que fue en promedio anual 111,93 €/MWh, un 229% superior al de 2020, 33,96 €/MWh. Entre las causas del incremento hay que citar, además del incremento de la demanda y la menor disponibilidad hidráulica, el efecto colateral de la evolución de otros mercados energéticos, en los que se negocian

combustibles utilizados para la producción eléctrica: gas natural, carbón y/o fuel-gas. El combustible con mayor impacto sobre el mercado eléctrico es el gas natural, ya que de él depende el coste de producción de los ciclos combinados, que son la tecnología marginal en un porcentaje elevado de las horas. Por tanto, el incremento del precio del gas se traslada directamente al precio del mercado eléctrico, duplicado por el rendimiento energético de los ciclos combinados (aprox. 50%).

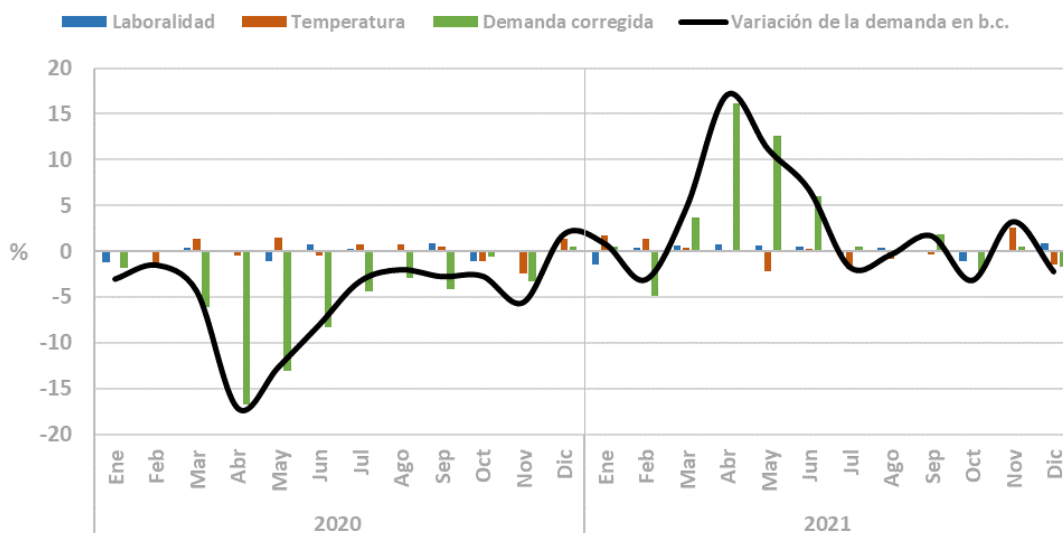
Gráfico 67. Evolución del precio del mercado diario



Fuente: CNMC

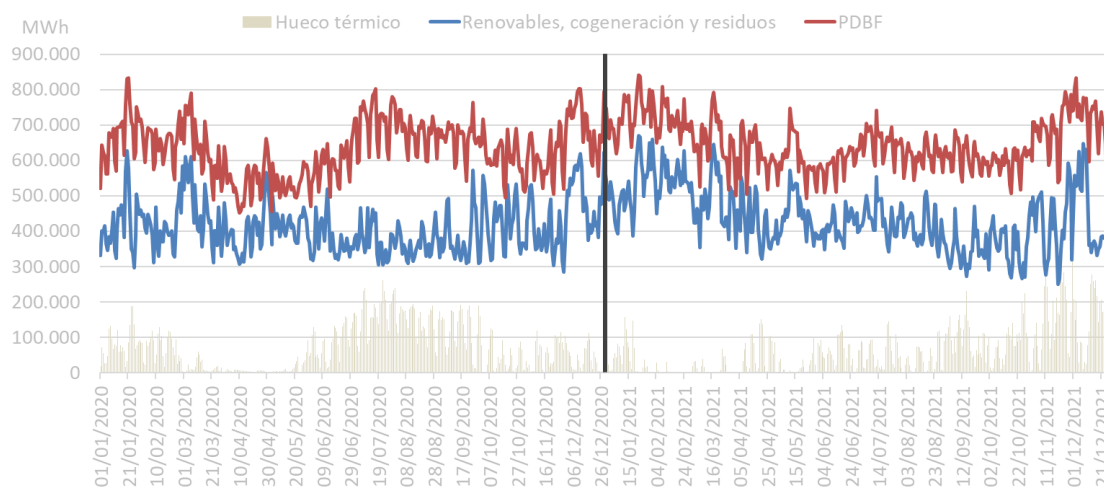
Siguiendo la tendencia evolutiva del precio del mercado gasista, el precio del mercado eléctrico se caracterizó en 2021 por un aumento sostenido desde el mes de abril. En un primer momento, el mercado español del gas (MIBGAS) y con él el mercado eléctrico, se vio empujado por el inesperado incremento de la demanda a consecuencia de una ola de frío tardía en toda Europa. Posteriormente, y a consecuencia del incremento de la demanda por la mayor actividad económica tras el covid, se produjo una escasez de suministro que condujo a una evolución alcista continuada de los precios hasta final de año. A ello se unió el aumento del precio del CO2 como consecuencia de la disminución de los derechos de emisión disponibles en el mercado, tanto por el incremento de las emisiones en 2021 como por la decisión de su retirada para empujar la transición energética. Todo ello provocó que en el último trimestre se alcancen precios récord en los mercados gasista y eléctrico. El precio máximo horario registrado en el mercado diario fue de 409 €/MWh.

Gráfico 68. Variación y componentes de la demanda peninsular en barras de central



Fuente: REE

Gráfico 69. 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)



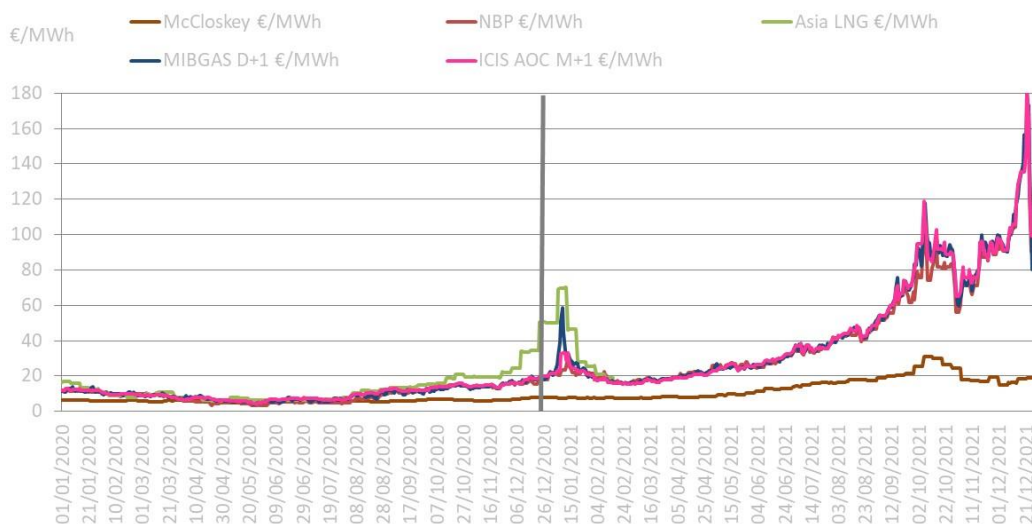
Fuente: CNMC

Como se ha indicado anteriormente, el precio de los combustibles presentó en 2021 una importante senda alcista, que culminó con precios récord en el último trimestre. El incremento se produjo sobre todo en el mercado gasista, pero también en el del carbón, que registró valores máximos en octubre de 237,39 €/Tn (API2) o 259,69 \$/Tn (McCloskey). Pese a que el carbón volvió a adelantar al gas en el orden de mérito determinado por el coste variable de producción eléctrica, no se produjo en 2021 un notable incremento de la producción de las centrales de carbón, que este año mantienen la misma cuota que el año anterior en el mix de generación: 2%. El estancamiento se debe al cierre de instalaciones por la transición energética, que ha mermado la disponibilidad de esta tecnología en todo el continente europeo.

En los mercados spot de Europa, el precio promedio anual del producto diario NBP se situó en 2021 alrededor de los 50 €/MWh, casi 5 veces más que el año 2020 (10,6 €/MWh), registrando un valor máximo de 200,04 €/MWh registrado el 22 de diciembre de 2021. El resto de mercados europeos tuvo un comportamiento similar. Lo mismo sucedió con el producto ICIS AOC M+1 cuyo promedio anual fue de 52,61 €/MWh y su máximo en 200,66 €/MWh también el 22 de diciembre de 2021.

En el mercado español, en términos anuales, se registró de media un precio superior a éste en aproximadamente 2,38 €/MWh (MIBGAS D+1), 52,80 €/MWh (4,66 veces más que en 2020). El precio del gas natural mantuvo en 2021 una tendencia similar al del resto de mercados europeos, es decir, una primera fase descendiente hasta marzo de 2021 del año desde los 23,7 €/MWh en enero a los 17,89 €/MWh de principios de marzo. Cabe citar que debido a Filomena el 9 de enero de 2021 se produjo el primer máximo histórico del año, donde MIBGAS D+1 cerró los 65,17 €/MWh. Sin embargo, a partir de marzo, se produjo un incremento paulatino del precio de gas natural impulsado el fuerte repunte de la demanda de gas natural, exacerbada por la importante participación de China en la demanda de GNL. Ya en agosto MIBGAS alcanzó la barrera psicológica de los 100 €/MWh y cerró el año marcando un máximo histórico 192,98 €/MWh (23 de diciembre de 2021).

Gráfico 70. 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 2021 el precio de estas, en media anual, se incrementó fuertemente hasta los 52,90 €/t, duplicando al de 2020 (24,16 €/t). Su evolución durante el año fue de crecimiento paulatino en el primer semestre, seguido de una estabilización den los meses de verano y un fuerte repunte en noviembre. Este incremento es consecuencia de la disminución de los derechos de emisión disponibles en el mercado, tanto por el incremento de las emisiones en 2021 como por la decisión de su retirada para empujar la transición energética.

Gráfico 71. Evolución del precio de las emisiones de CO2

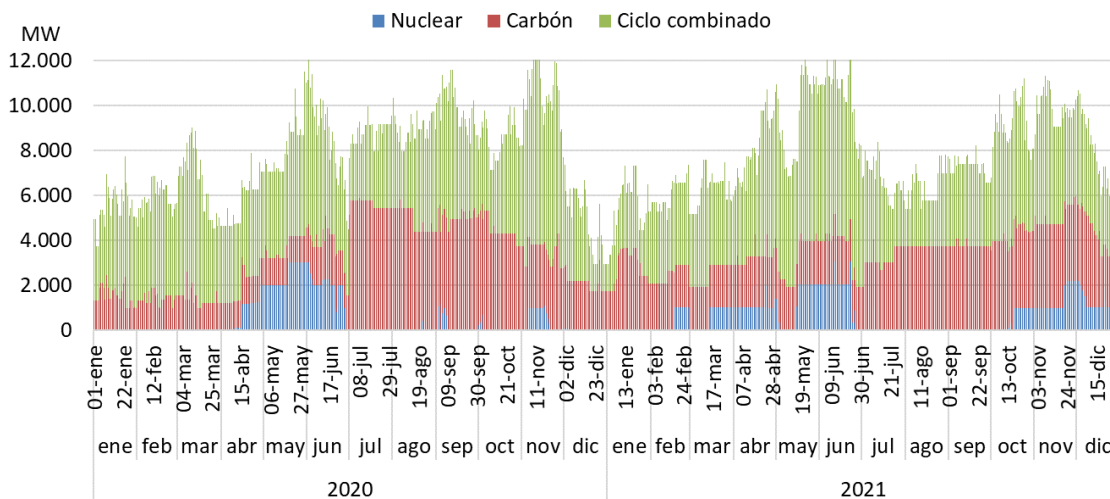


Fuente: CNMC

Así pues, el incremento del precio del gas natural y, por consiguiente, del coste de generación eléctrica a partir de ciclos combinados, junto con el aumento de la demanda nacional (+5,1% respecto a 2020) por la recuperación tras la crisis sanitaria, a pesar de participación de energías renovables en el mix de generación superior a la del año anterior y récord histórico (49%) –con un importante incremento de la generación fotovoltaica-, provocó que el precio medio aritmético del mercado diario en 2021 fuera de 111,93 €/MWh, un 229% más que en 2020 (33,96 €/MWh).

3.6. Evolución de la potencia indisponible

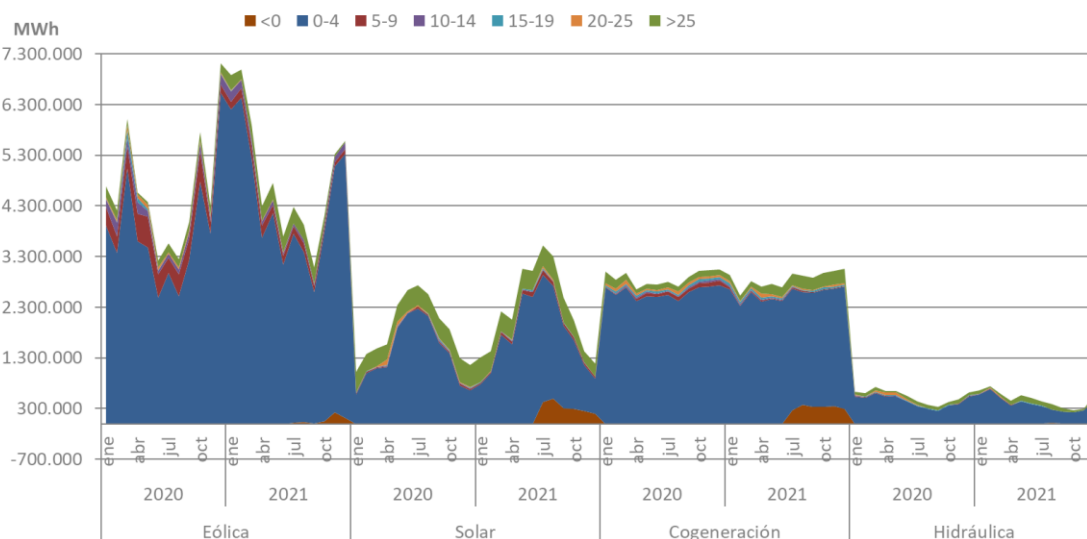
Gráfico 72. Potencia de generación indisponible programada y sobrevenida



Fuente: CNMC

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

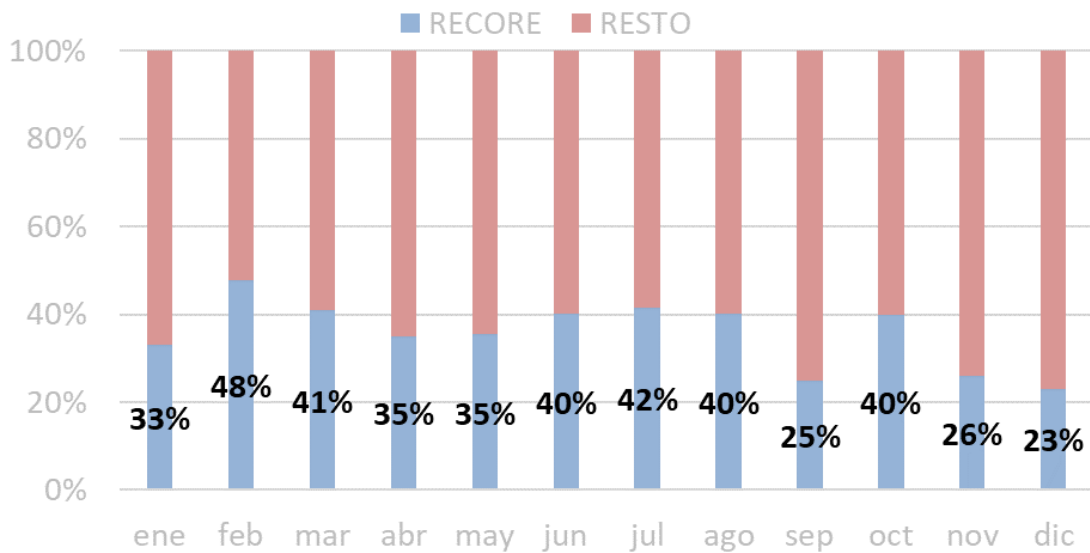
Gráfico 73. Energía ofertada al mercado diario por las energías renovables, la cogeneración y los residuos por franjas de precio, distinguiendo si ha resultado casada o no, agrupadas por el precio de sus ofertas. Años 2020-2021



Fuente: CNMC

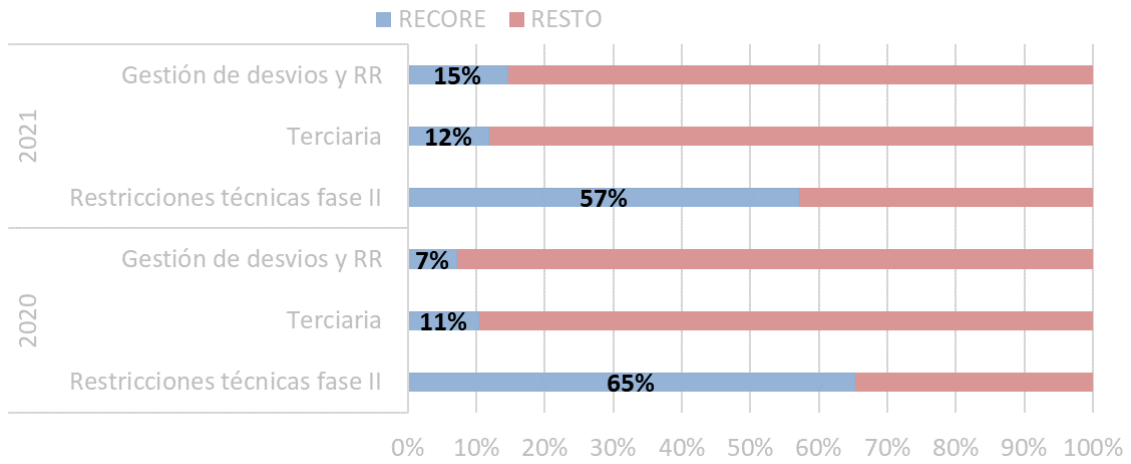
Fuente: CNMC

Gráfico 74. Participación de las renovables, cogeneración y residuos (RECORE) en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos y RR: Volúmenes totales mensuales en 2021



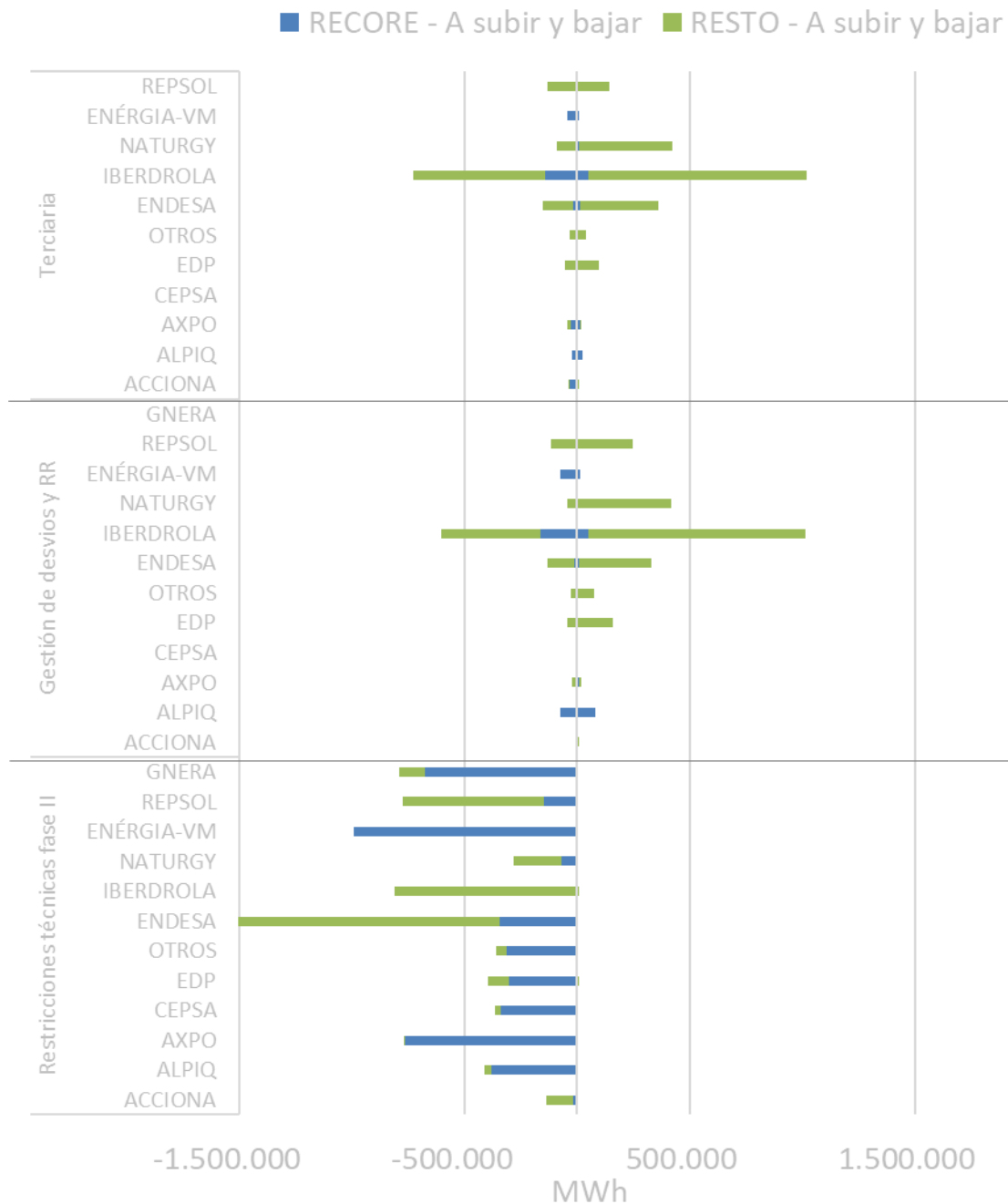
Fuente: CNMC

Gráfico 75. 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

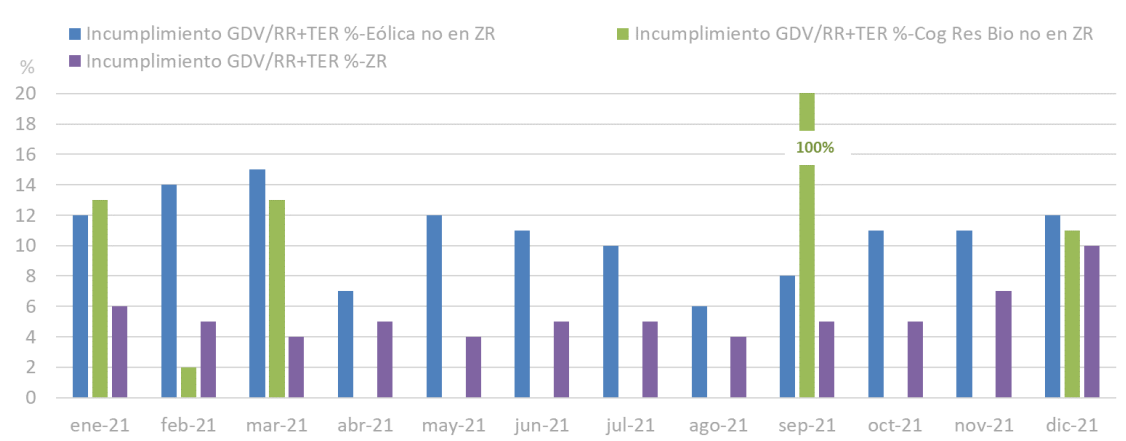
Gráfico 76. Tecnologías RECORE asignada en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos y RR por grupo de empresa. Año 2021



Fuente: CNMC

Nota Por visibilidad del gráfico, el eje de la energía se ha limitado a -1.500.000 MWh.

Gráfico 77. 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 + RR en 2020



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 impacto en el mercado diario de las interconexiones con Francia y Portugal, nivel de acoplamiento de los precios y volúmenes programados a través de estas interconexiones.

Interconexión con Portugal

Con respecto a las transacciones 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 splitting¹²), gestionado por OMIE desde el 1 de julio de 2007 hasta mayo de 2014.

¹² 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

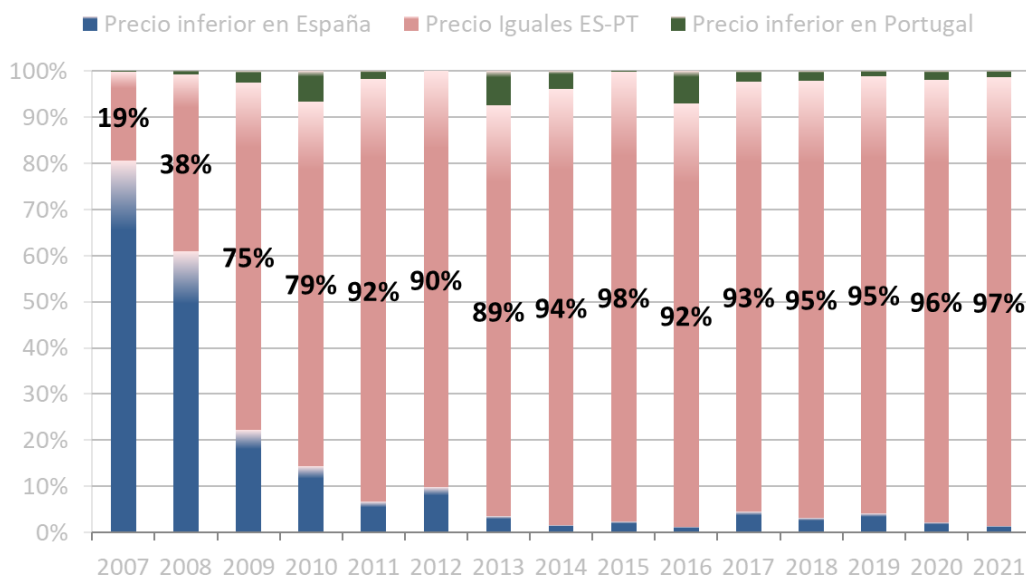
Desde mayo de 2014¹³, el MIBEL se encuentra integrado en el proyecto paneuropeo dedicado a la integración de los mercados de la energía en Europa conocido en la actualidad como Multi-Regional Coupling (MRC). Este proyecto tiene por objeto establecer el acoplamiento en precio de los mercados diarios mayoristas 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 a través de la plataforma del mercado de derivados del MIBEL y su Cámara de Contrapartida Central, respectivamente.

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.

¹³ 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.

Gráfico 78. Acoplamiento del mercado diario: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal



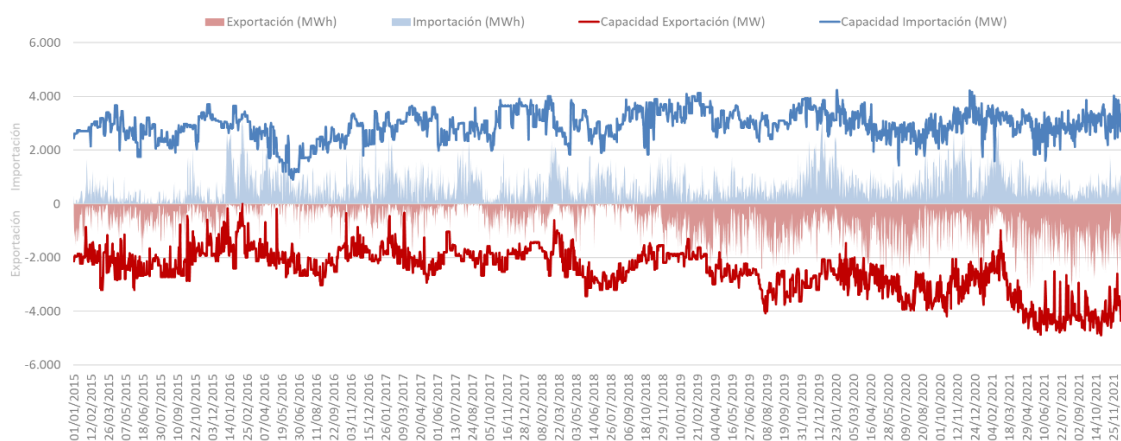
Fuente: CNMC

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	5,55
2009	37	37,6	0,67
2010	37	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	0,1
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
2020	34	34	0,03
2021	111,9	112	0,08

Fuente: CNMC

Gráfico 79. Capacidad de la interconexión entre España y Portugal y utilización media diaria



Fuente: CNMC

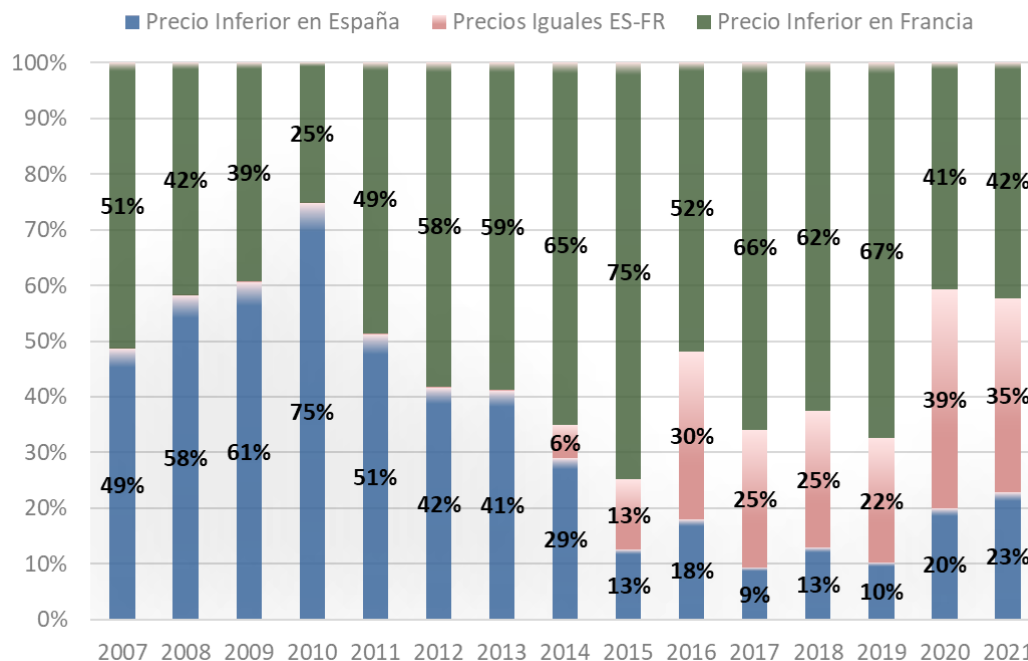
Nota: Puesta en servicio diciembre de 2010, de la línea de 400 kV Adeadávila-Lagoaça.

Puesta en servicio en enero de 2015 de la Línea de 400 kV Puebla de Guzmán-Tavira.

Interconexión con Francia

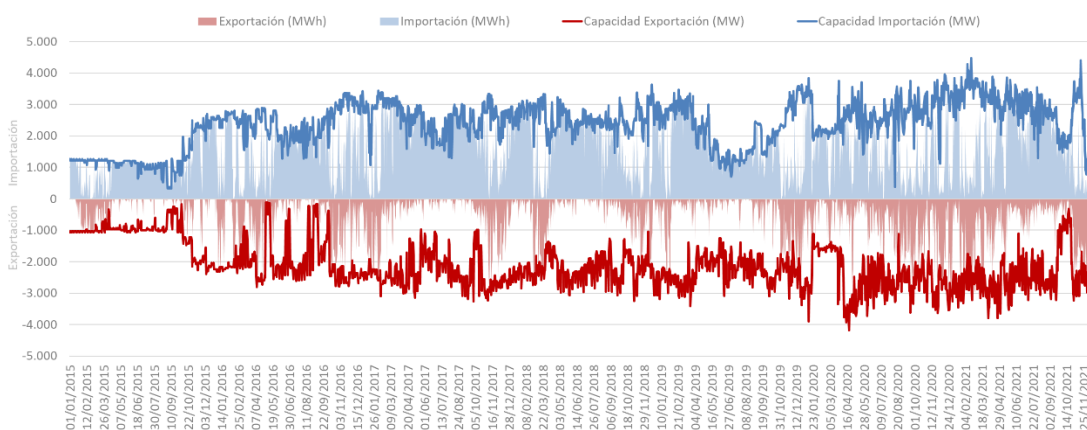
Hasta el 13 de mayo de 2014, la gestión de la interconexión con Francia se resolvía a través de subastas explícitas de capacidad gestionadas por el operador del sistema francés y español. A partir de entonces, la gestión de la interconexión se realiza en el ámbito del largo plazo, a través de subastas 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 80. Acoplamiento de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Francia



Fuente: CNMC

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



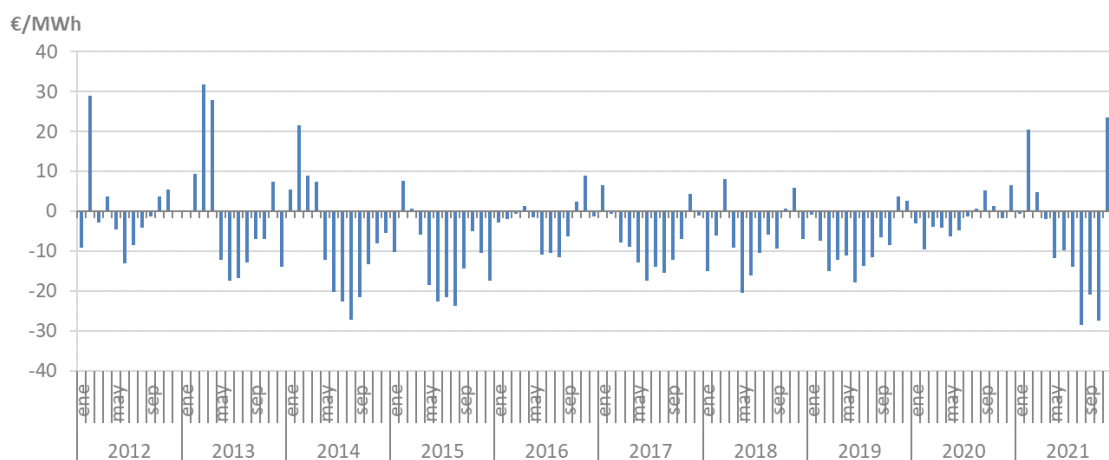
Fuente: CNMC

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 desfaseador de Arkale en la línea de interconexión de 220 kilovoltios (kV) entre la subestación de Arkale (Oyarzun, Guipúzcoa) y Argia (Francia), lo que permite

augmentar 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 202 en el sentido España > Francia fue igual a 5,03 €/MW, valor un 47,9% superior al precio de la capacidad en la subasta anual para el año 2020 (3,40 €/MW). En el sentido Francia > España, el precio marginal resultante fue igual a 4,36 €/MW, lo que representa una reducción de un 17% respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2020 (5,25 €/MW). El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en diciembre, en el sentido España > Francia con un valor de 25,67 €/MW. En el sentido Francia > España el precio máximo se alcanzó en septiembre con 14,1 €/MW.

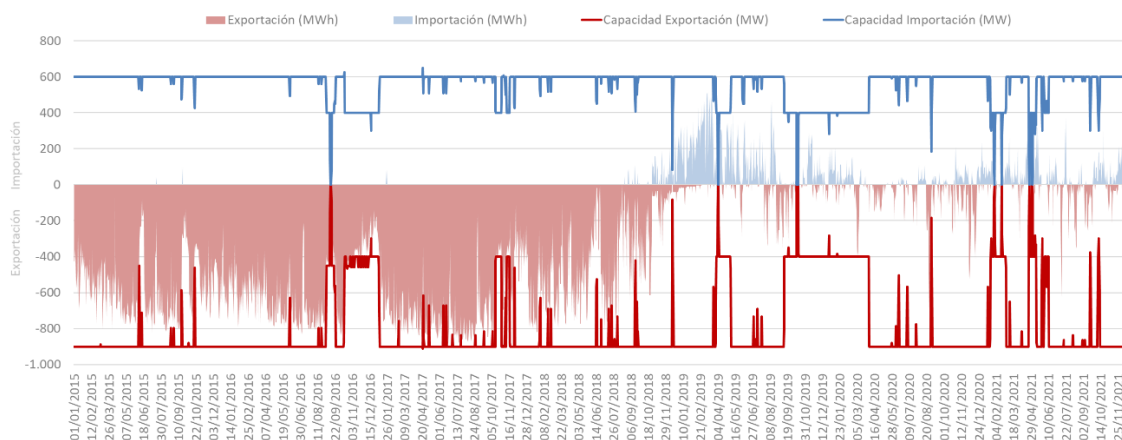
Gráfico 82. Diferencia de precio del mercado diario entre zonas de precio francesa y española (FR-ES)



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

Interconexión con Marruecos

Gráfico 83. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos

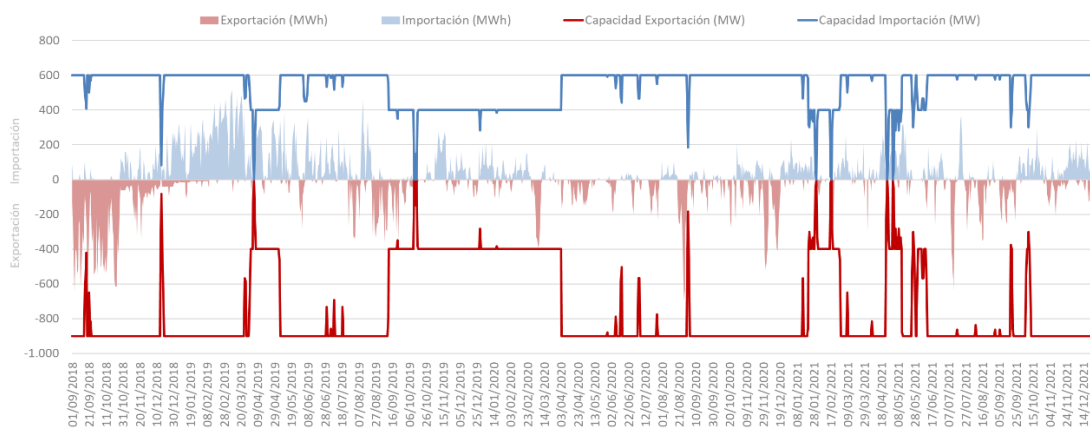


Fuente: CNMC

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

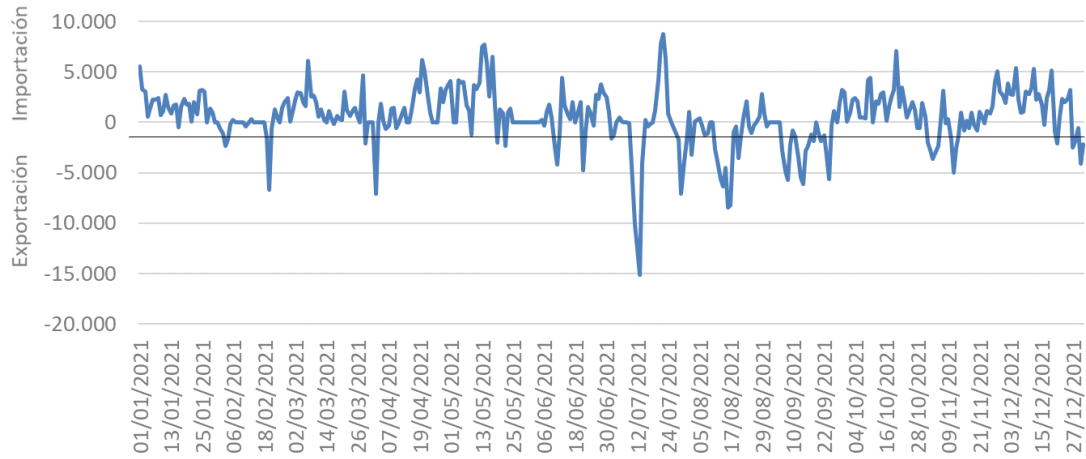
En 2021 el flujo de la interconexión fue variando a lo largo del año, aunque fue mayoritariamente importador.

Gráfico 84. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos. Septiembre 2018 – diciembre 2021



Fuente: CNMC

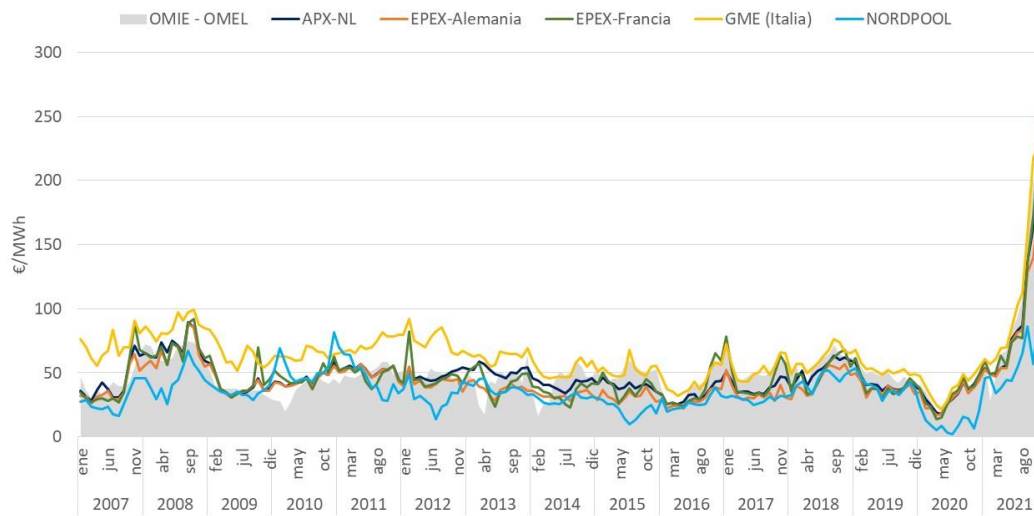
Gráfico 85. Saldo medio diario del flujo de la interconexión entre España y Marruecos durante 2021



Fuente: CNMC

MIBEL y otras referencias europeas

Gráfico 86. Evolución de los precios del MIBEL y del resto de mercados europeos



Fuente: Mercados europeos y CNMC

ANEXO I: FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el mercado de producción de energía eléctrica no existe un único mercado de electricidad sino una secuencia de mercados en diferentes horizontes de tiempo cuyo objetivo es lograr una mayor eficiencia en la asignación y valoración de los recursos. En función del horizonte de entrega al que se refiera el mercado, se trata de mercados de largo plazo, en los que la energía se negocia con mucho tiempo de antelación, de mercados diario e intradiarios (conocidos como mercados de contado o spot), donde la energía se negocia para el día siguiente o para el propio día y, de mercados de ajuste (servicios para la operación del sistema), donde la energía se negocia cerca del tiempo real y tiene una finalidad más operativa del sistema que de transacción económica entre sujetos.

Adicionalmente al horizonte de entrega, hay otras dos cuestiones que se deben tener en cuenta en los mercados eléctricos:

- **Localización:** Los flujos de electricidad deben respetar unas restricciones técnicas de la red.
- **Flexibilidad:** La capacidad de respuesta que tiene cada generador o consumidor es diferente.

De lo anterior, se concluye que el mercado de electricidad es no solo negociación de energía, sino también de capacidad de las redes y de flexibilidad de los sujetos e instalaciones, valores que se transaccionan en varios mercados hasta el tiempo real.

Por otra parte, la electricidad puede ser negociada tanto en mercados organizados como no organizados (acuerdos bilaterales). Los mercados a plazo constan de ambos conceptos: el mercado organizado de derivados, gestionado por OMIP en la península ibérica, y los mercados no organizados denominados OTC (Over The Counter). Los tipos de productos financieros que se negocian en el mercado a plazo organizado están normalizados y su cámara de compensación es OMIClear. La negociación y contratación en los mercados OTC se hace directamente entre las partes, sin cámara de compensación, y los contratos no están normalizados.

Los mercados de contado son organizados. En ellos, se programa el suministro y el consumo con cierta antelación atendiendo a criterios económicos, mientras que los servicios de ajuste gestionan reservas para que el sistema pueda responder a variaciones de energía en tiempo real con la finalidad de garantizar

la seguridad de suministro. Estos mercados se organizan en torno a unas reglas de mercado y procedimientos de operación, derivados de los desarrollos regulatorios que tienen lugar tanto a nivel europeo como nacional¹⁴.

Los mercados eléctricos de contado ibéricos son gestionados por el Operador del Mercado (OMI-Polo Español S.A, OMIE), negociándose la energía entre compradores y vendedores atendiendo a criterios económicos, es decir, sin tener en cuenta las restricciones en la red. En este caso, son los propios agentes quienes definen la oferta (producción) y la demanda (consumo). Por otra parte, los servicios de ajuste son gestionados por el Operador del Sistema eléctrico (Red Eléctrica de España, REE) quien establece de una manera centralizada el volumen de servicios de ajuste (reserva de potencia y energía) necesarios para que el sistema pueda operar en todo momento en condiciones de seguridad.

Por lo tanto, para que el sistema pueda operar, OMIE y REE se coordinan, tomando más relevancia los servicios de ajuste y las actuaciones de REE conforme se aproxima la transacción física de energía.

Mercados de electricidad a plazo

Los mercados a plazo, o de futuros, permiten a los agentes gestionar sus riesgos. Con esa finalidad, los agentes negocian contratos sobre volúmenes de electricidad con períodos de entrega a futuro de distinta duración (meses, trimestres o años) a un precio determinado.

- 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).

¹⁴ Para más detalles sobre el proceso de desarrollo normativo de los mercados de electricidad, ver el capítulo de contexto normativo europeo del Anexo II de este informe.

A nivel nacional, ver las reglas del mercado diario e intradiario y los procedimientos de operación del sistema:

<https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/regulacion-de-mercado-y-procedimientos-de-operacion>

- 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/>).

Mercados de electricidad de contado gestionados por el Operador del Mercado (OMIE)

En España existen dos mercados de electricidad de contado que permiten a los agentes llevar a cabo transacciones de energía respondiendo a criterios económicos: el mercado diario les permite negociar la mayor parte del volumen de compraventa que no haya sido contratado a plazo y el mercado intradiario les permite ajustar sus posiciones comerciales a medida que se acerca la hora de entrega en base a mejores estimaciones sobre su producción o demanda.

Por lo general, los agentes que participan en los mercados eléctricos mayoristas son, por el lado de la demanda, comercializadoras y consumidores directos. Por el lado de la oferta participan las unidades de generación y de bombeo. Sin embargo, merece la pena hacer notar que la introducción de instalaciones híbridadas y los almacenamientos (baterías), así como la flexibilidad de la demanda, asociados todos ellos al proceso de transición energética, está cambiando los roles de los sujetos.

El mercado diario es un referente en España, ya que en él se transacciona el mayor volumen de electricidad. En este mercado, el día anterior a la fecha de entrega, compradores y vendedores realizan ofertas de compra y de venta de electricidad para cada una de las horas del día siguiente. Es un mercado marginalista en el que el precio y el volumen de contratación en cada hora se establecen a partir del punto de equilibrio entre la oferta y la demanda siguiendo un criterio puramente económico. El gestor de este mercado es el OMIE.

Las ofertas que presentan los generadores en el mercado diario pueden ser de dos tipos: simples o complejas. En las ofertas simples los agentes vendedores indican el precio al que están dispuestos a producir cada unidad de energía¹⁵ de

¹⁵ Un sujeto puede diferenciar en una misma oferta hasta 25 tramos de energía (MWh) y precio (€/MWh) para una central de producción o instalación de consumo.

su unidad de generación. En las ofertas complejas los generadores pueden incluir condiciones adicionales, como por ejemplo un ingreso mínimo a lo largo del día que la central debe percibir para ser despachada en el mercado diario, un gradiente de carga, una condición de indivisibilidad de la oferta o con parada programada.

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, que minimiza el coste del despacho del mercado diario, sujeto a todas las condiciones complejas que los generadores incorporan en sus ofertas, así como respetando la limitación de la capacidad de las interconexiones entre las distintas zonas de precio interconectadas.

El mercado intradiario permite a los agentes realizar los ajustes necesarios a sus ofertas dentro de las 24h del mismo día de entrega, con el objetivo de ajustar sus programas de generación o consumo a sus mejores previsiones. Existen dos tipos de mercado intradiario: subastas y continuo. El intradiario de subastas tiene ámbito ibérico (MIBEL) y su funcionamiento es muy similar al mercado diario, siendo un mercado marginalista donde la casación entre las curvas de oferta y demanda responde únicamente a criterios económicos. Se organiza en seis subastas, que abarcan distintos ámbitos temporales de entrega de la energía. El mercado intradiario continuo es de ámbito europeo y permite negociar transacciones de forma continua a lo largo de toda la jornada. Estos mercados intradiarios también son gestionados por el OMIE.

Servicios de Ajuste del Sistema, gestionados por el Operador del Sistema¹⁶

La programación de generación y consumo resultante de las transacciones comerciales entre agentes en los mercados de electricidad descritos arriba no garantiza la viabilidad técnica de la misma a través de la red eléctrica en las condiciones de seguridad necesarias.

Con la finalidad de garantizar la viabilidad y seguridad del sistema eléctrico en todo momento, REE se encarga de gestionar los llamados servicios de ajuste. Estos se definen como aquellos mercados gestionados por el Operador del

¹⁶ Ver la web de REE para una descripción más detallada del funcionamiento de los servicios de ajuste (<https://www.esios.ree.es/es/documentacion/>)

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. De este modo, el Operador del Sistema (OS) se encarga de determinar las necesidades de estos servicios en cada momento y de asignar dichas necesidades entre las unidades de generación, demanda o almacenamiento habilitadas para prestarlos. Para llevar a cabo dicha asignación, el OS recibe ofertas de los agentes habilitados para la prestación de cada servicio y las asigna con el objetivo de satisfacer su demanda al mínimo coste posible.

Los servicios de ajuste del sistema comprenden la resolución de restricciones técnicas (incluyendo la gestión de congestiones), los servicios de balance (reserva de sustitución, regulación primaria, secundaria y terciaria) y los servicios de no frecuencia (control de tensión y arranque autónomo):

El servicio de resolución de restricciones técnicas permite ajustar el programa de producción resultante de la casación del mercado diario o intradiario y bilaterales con la finalidad de que éste sea técnicamente viable. Esto es, la programación resultante de los mercados diario e intradiario puede no ser viable técnicamente debido a restricciones físicas en la red de transporte (congestión en algunos nudos, valores inadmisibles de tensión, etc.). En este sentido, a través de este proceso el Operador del Sistema elimina las restricciones técnicas identificadas mediante cambios topológicos de la red, la aplicación de redespachos de energía a subir y/o a bajar, el establecimiento de limitaciones a subir o bajar en el programa de determinadas unidades, o la predisposición a una reducción de carga, entre otros.

Regulación frecuencia-potencia: banda y energía de regulación secundaria y energía de regulación terciaria y reserva de sustitución. La regulación frecuencia-potencia tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio (balance) generación-consumo.

El servicio de regulación secundaria corrige el desvío instantáneo respecto al programa neto de intercambio en potencia del Bloque de 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 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. 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. 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 reservas de sustitución para garantizar el equilibrio entre la producción y la demanda: servicio de balance de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre del mercado intradiario y mantener el nivel adecuado de reservas de energías de recuperación de la frecuencia (regulación secundaria y terciaria) para hacer frente a desequilibrios adicionales del sistema. Su programación se realiza con una antelación de 30 minutos respecto a la hora de suministro y es gestionado a través de una plataforma de ámbito europeo, es decir, las ofertas se comparten en todo el territorio de la unión. Este servicio se encuentra en funcionamiento en España desde marzo de 2020, en sustitución del anterior proceso de gestión de desvíos, que era de ámbito nacional.

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 (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 el programa establecido 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.

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 puede incluir 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, la regulación española contempla 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 la aplicación del servicio de disponibilidad. El mecanismo de capacidad vigente se encuentra en revisión¹⁷. Cualquier mecanismo de este tipo requiere autorización de la Comisión Europea, por ser considerados ayudas de Estado.

¹⁷ Con fecha 23 de abril de 2021 se recibió por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el [Proyecto de Orden](#) por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español, que fue informado por la CNMC con fecha 22 de julio de 2021 mediante el Informe ([IPN/CNMC/011/21](#)) sobre el citado Proyecto.

ANEXO II: CONTEXTO Y DESARROLLO NORMATIVO EUROPEO

El marco normativo que regula el mercado eléctrico español se encuentra afectado de manera muy relevante por los desarrollos regulatorios comunitarios, cuyo objetivo es la integración progresiva de los mercados mayoristas de electricidad en la Unión Europea¹⁸.

En 2019 la Unión Europea adoptó el Clean Energy Package (Energía limpia para todos los europeos), un paquete normativo para la transición energética, compuesto por varias directivas y reglamentos: Directiva de eficiencia energética en edificios (Directiva 2018/844), Directiva de eficiencia energética (Directiva 2018/2002), Directiva de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (Directiva 2018/2001), Reglamento sobre la gobernanza de la unión de la energía y de la acción por el clima (Reglamento 2018/1999), Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (Directiva 2019/944), Reglamento relativo al mercado interior de la electricidad (Reglamento 2019/943), Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad (Reglamento 2019/941) y Reglamento por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de Energía (Reglamento 2019/942).

Con la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 por el que se crea la **Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía**, a partir del 25 de junio de 2019, se dota a la Agencia con más competencias en materia de aprobación de metodologías en desarrollo de los reglamentos, códigos de red y directrices, por lo que gran parte de las metodologías que fueron aprobadas durante 2020 y 2021, lo fueron mediante Decisiones de la Agencia.

En este contexto, cabe destacar que además de seguir participando en el desarrollo de la normativa europea cuya aprobación corresponde a las

¹⁸ 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 el llamado “Market Monitoring Report”, que publica ACER (Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía). <https://www.acer.europa.eu/electricity/market-monitoring-report>

autoridades reguladoras nacionales, en el marco del ERF (Energy Regulator's Forum), la CNMC participa activamente en la toma de las decisiones que corresponden a la agencia ACER, mediante su voz y voto en el Board of Regulators de la Agencia, así como formando parte de los distintos grupos de trabajo que abordan cada una de las materias. En este sentido, se pueden consultar todas las Decisiones, con sus respectivos anexos y metodologías que aprueban, en el siguiente enlace:

https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Individual-decision.aspx

Por otro lado, la **CNMC** desarrolla, la implantación nacional de la normativa derivada del tercer paquete y de la reforma europea del mercado eléctrico acometida en el paquete de medidas conocido como “Energía limpia para todos los europeos”¹⁹ antes citado. En el siguiente enlace se encuentra un recopilatorio de la regulación del mercado de electricidad en el que pueden consultarse todas las resoluciones de la CNMC en la materia:

<https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/regulacion-de-mercado-y-procedimientos-de-operacion>

Por su parte, el **Operador del Sistema español, Red Eléctrica de España**, participa en el desarrollo de las metodologías y procedimientos, así como en la elaboración de consultas públicas, derivados de las directrices de mercado europeas, tanto por iniciativa propia a nivel nacional como a través de ENTSOE –Red Europea de Gestores de la Red de Transporte, por sus siglas en inglés- de la cual forma parte. En este sentido, cabe destacar la Hoja de Ruta de implantación de la directriz de balance eléctrico (EB GL), que se puede consultar en el siguiente enlace:

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

Igualmente, **el operador del mercado, OMIE**, aborda los desarrollos asociados al ámbito de los mercados diario e intradiario.

¹⁹ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

Con respecto al Reglamento sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (**REMIT**), cabe destacar la actualización de la Guía de ACER, la sexta edición, de fecha 22 de julio de 2021, centrada en completar y profundizar los capítulos destinados a entender el ámbito de aplicación de REMIT (productos, agentes del mercado, ámbito geográfico, etc.) y su interacción con la normativa financiera, así como el cumplimiento de las prohibiciones y obligaciones relacionadas con la información privilegiada y la manipulación del mercado.

La Comisión Europea, a su vez, publicó, el 17 de diciembre de 2020, la Decisión sobre las tasas adeudadas a la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía por la recopilación, la gestión, el tratamiento y el análisis de la información notificada con arreglo al Reglamento REMIT, mediante la cual se fija un mecanismo de financiación adicional de la Agencia para cubrir los costes de las actividades relacionadas con REMIT. Esta decisión es de aplicación desde el 1 de enero de 2021.

Los documentos relacionados con REMIT se pueden consultar en el siguiente enlace:

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

La **Unión Europea**, por su parte, sigue trabajando en la consecución de los objetivos medioambientales a través de estrategias definidas en el medio y largo plazo –a 2030 y 2050- englobadas en el llamado Pacto Verde Europeo (Green Deal, en inglés). Las primeras iniciativas²⁰ en este sentido son:

- Ley Europea del Clima, de 30 de junio de 2021, que consagra en una ley el objetivo de neutralidad climática para 2050.
- Pacto Europeo sobre el Clima, que pretende que los ciudadanos y todas las partes de la sociedad se comprometan en la acción por el clima.
- Plan del objetivo climático para 2030 con vistas a seguir reduciendo las emisiones netas de gases de efecto invernadero en un mínimo del 55% de aquí a 2030.

²⁰ https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action_es

- Estrategia de Adaptación al Cambio Climático de la UE para hacer de Europa una sociedad resistente al cambio climático de aquí a 2050, plenamente adaptada a los efectos inevitables del cambio climático.

A nivel nacional, en 2021 se han aprobado diversas metodologías regionales, así como modificaciones de las reglas del mercado mayorista de electricidad y de numerosos procedimientos de operación. Todo ello orientado a la implementación nacional de la regulación europea, tanto los códigos de red desarrollados en el tercer paquete como los nuevos desarrollos derivados del paquete de energía limpia, con el objetivo de avanzar en la transición energética²¹.

En el ámbito europeo, destacó la revisión por parte de la CNMC de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradía, para su adaptación a los límites europeos de precios de las ofertas (DCOOR/DE/001/21). También durante 2021, se aprobó la modificación de los procedimientos de operación del sistema para la aplicación de la metodología ISH, cuyo objeto es la adaptación del cálculo del desvío al Reglamento de Balance (DCOOR/DE/005/21).

Adicionalmente, para hacer frente al episodio de precios elevados de este año, se han modificado los mecanismos de garantías ante el Operador del Mercado eléctrico (DCOOR/DE/013/21) y el Operador del Sistema eléctrico (DCOOR/DE/009/21) para, por una parte, adelantar los pagos y así reducir las garantías y con ello los costes de los sujetos, y, por otra parte, facilitar la detección temprana de posibles impagos al objeto de minimizar los daños.

Se relacionan en la tabla siguiente las principales decisiones tomadas por la CNMC en este ámbito:

DCOOR/DE/005/21	<u>SOLICITUD DE APLICACIÓN DE PRECIO DUAL DEL DESVÍO Y PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PO 14.4 PARA SU ADAPTACIÓN A LA METODOLOGÍA ISH</u>	16 Dic 2021
-----------------	--	-------------

²¹ <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/regulacion-de-mercado-y-procedimientos-de-operacion>

[DCOOR/DE/009/21](#) [PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN 14.3. 14.1. Y 14.4. GARANTÍAS DE PAGO](#) 30 Nov 2021

[DCOOR/DE/013/21](#) [REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO PARA LA ADAPTACIÓN DEL MECANISMO DE PAGO ANTICIPADO PREVIO A LA EMISIÓN DE LA NOTA DE CARGO SEMANAL](#) 11 Nov 2021

[DCOOR/DE/002/21](#) [PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN 14.8](#) 15 Jul 2021

[DCOOR/DE/003/21](#) [PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LOS PO 14.4 Y 14.6. LIQUIDACIÓN DE INTERCAMBIOS INTENCIONADOS Y NO INTENCIONADOS](#) 21 Mayo 2021

[DCOOR/DE/001/21](#) [REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA](#) 06 Mayo 2021

[DCOOR/DE/011/20](#) [PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICA EL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN 3.3 ACTIVACIÓN DE ENERGÍAS DE BALANCE PROCEDENTES DEL PRODUCTO DE RESERVA DE SUSTITUCIÓN -RR-](#) 14 Ene 2021

[DCOOR/DE/010/19](#) [EXCEPCIÓN TEMPORAL EN RELACIÓN CON LA APLICACIÓN DEL ARTÍCULO 16 -8- DEL REGLAMENTO -UE- 2019/943 SOBRE CAPACIDAD](#) 22 Dic 2021

	<u>DISPONIBLE DE INTERCAMBIO TRANSFRONTERIZO</u>	
DCOOR/DE/010/20	<u>PROPUESTA DE ESTABLECIMIENTO DE RCC</u>	11 Feb 2021
DCOOR/DE/017/17	<u>PROPUESTA DE LA REGIÓN SWE DE PROCEDIMIENTOS DE CONTINGENCIA EN EL HORIZONTE DIARIO -DAY-AHEAD FALLBACK PROCEDURES- .</u>	25 Mar 2021
DCOOR/DE/002/18	<u>PLATAFORMA EUROPEA PARA EL INTERCAMBIO DE LA ENERGÍA DE BALANCE PROCEDENTE DE RESERVAS DE SUSTITUCIÓN.</u>	15 Jul 2021
DCOOR/DE/016/18	<u>PROPUESTA ACUERDOS OPERACIONALES. SAFA POLICY ON LFCR PARTA A.</u>	04 Mar 2021