



CNMC

**COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2023

REF: IS/DE/013/24

Fecha 28 de enero de 2025

www.cnmc.es

INTERNA

CONTENIDO

1. ASPECTOS DESTACABLES DEL MERCADO ELÉCTRICO EN 2023 Y AVANCE 2024	6
2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD.....	29
2.1. Demanda eléctrica	30
2.2. Potencia instalada de generación.....	32
2.3. Producción eléctrica por tecnología.....	34
2.4. Evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado de contado.....	36
2.5. Mercado diario y contratación bilateral	44
2.5.1. Evolución del PDBF.....	44
2.5.2. Mix de generación despachado en PDBF	45
2.5.3. Precio del Mercado diario	47
2.6. Mercados intradiarios	55
2.6.1. Mercado intradiario de subastas	56
2.6.2. Mercado intradiario continuo	57
2.7. Servicios de ajuste del sistema	59
2.7.1. Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento	61
2.7.2. Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria	62
2.7.3. Reservas de sustitución	64
2.7.4. SRAD y energía de regulación terciaria	66
2.7.5. Restricciones técnicas en tiempo real	69
2.8. Pérdidas y coeficientes de ajuste horarios	70
2.9. Mercados a plazo	72
2.10. Emisiones de CO2.....	74
3. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD.....	74
3.1. Número de agentes en el mercado	76
3.2. Análisis de la concentración del mercado	76
3.2.1. Programa Diario Base de Funcionamiento	79
3.2.2. Resolución de restricciones técnicas	83

3.2.3. Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria	84
3.2.4. Regulación Terciaria.....	87
3.2.5. Reserva de sustitución	89
3.2.6. Programa horario operativo (P48)	90
3.3. Integración vertical (generación y comercialización).....	95
3.4. Liquidez en el mercado diario e intradiario	97
3.5. Evolución de la potencia indisponible.....	98
3.6. Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado	99
3.7. Acoplamiento con otros mercados.....	103
ANEXO I: FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	112
Mercados de electricidad a plazo	113
Mercados de electricidad de contado gestionados por el Operador del Mercado (OMIE).....	114
Servicios de Ajuste del Sistema, gestionados por el Operador del Sistema	115
Programas de producción	117
Pagos por capacidad.....	118
ANEXO II: CONTEXTO Y DESARROLLO NORMATIVO EUROPEO	120

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2023

(IS/DE/013/24)

CONSEJO. PLENO

Presidenta

D^a. Cani Fernández Vicién

Consejeros

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

D^a. María Jesús Martín Martínez

Secretario del Consejo

D. Miguel Bordiu García-Ovies

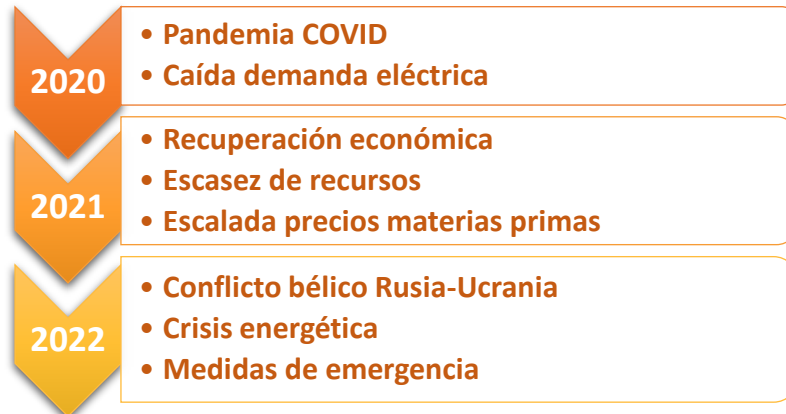
En Madrid, a 28 de enero de 2025

El objeto del presente informe es analizar la evolución del mercado eléctrico mayorista peninsular de contado durante el año 2023, incluyendo adicionalmente un breve avance sobre el contexto de 2024. Se presenta el contexto socioeconómico que impacta en los resultados del mercado, así como la evolución de los vectores indicativos del estado del mercado y su nivel de competencia: energía negociada en los distintos segmentos que lo componen, precios resultantes, número de agentes y cuotas por empresa, etc.

El informe se divide en tres grandes bloques o capítulos. En el capítulo 1 se sintetizan los aspectos más relevantes del año 2023 y diferenciales respecto a periodos anteriores. Se recopilan asimismo las conclusiones del análisis efectuado en los capítulos 2 y 3, que tienen un carácter más gráfico para ilustrar, respectivamente, la evolución del mercado de electricidad y su nivel de competencia.

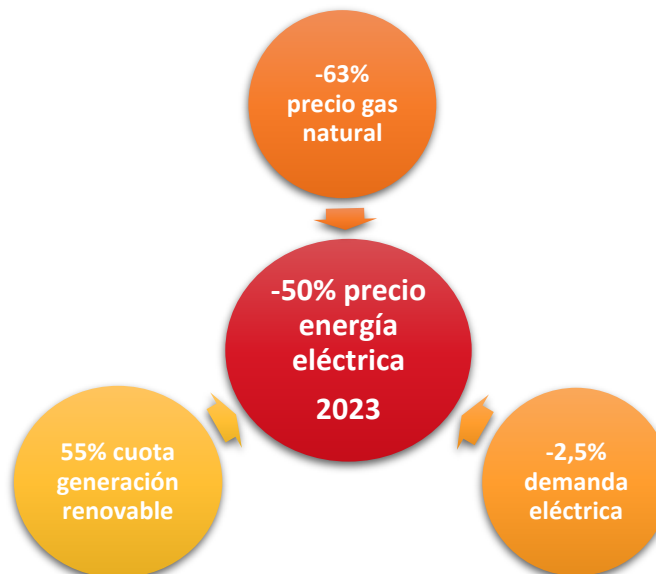
Por último, en los Anexos I y II se aporta información adicional para facilitar la comprensión del texto. En el Anexo I se describen los distintos segmentos que componen el mercado eléctrico ibérico; y en el Anexo II se recopilan los desarrollos más recientes del contexto normativo europeo.

1. ASPECTOS DESTACABLES DEL MERCADO ELÉCTRICO EN 2023 Y AVANCE 2024



2023 DE UN VISTAZO

- El sector energético en recuperación de la crisis de precios.
- Europa apuesta por el desarrollo renovable y la transición energética.
- Reforma del marco regulatorio del mercado interior de la energía: sostenibilidad, asequibilidad, seguridad, empoderamiento y protección.



Contexto del mercado de electricidad

El año 2023 tuvo como principales características, en lo que respecta al mercado mayorista eléctrico, un acusado descenso del precio medio anual del mercado diario (87,10 €/MWh), frente a 167,53 €/MWh de 2022, aunque se mantuvo en cifras superiores a los promedios de los años anteriores al inicio de la crisis de precios energéticos. El descenso de precio del mercado eléctrico estuvo fundamentalmente motivado por el aumento de la producción renovable y el descenso del precio del gas natural, una vez se procedió a la sustitución del aprovisionamiento mayoritario de gas natural desde Rusia a Europa.

Por primera vez desde el inicio del escenario de crisis de precios energéticos alcistas, iniciado en el verano de 2021 y acentuado por la invasión de Rusia a Ucrania en febrero de 2022, se observa una tendencia descendente en los precios registrados a lo largo del año en comparación con los precios del año 2022, destacando la reducción de los episodios de picos de precio elevados que se produjeron en los dos años precedentes. No obstante este descenso, el año 2023 se caracterizó por registrar aun precios de la electricidad superiores a los anotados en los años anteriores a 2021.

Esta moderación de los precios viene en gran parte motivada por la mitigación del riesgo para el suministro de gas natural en Europa, riesgo cierto iniciado por la invasión rusa a Ucrania. Dicha mitigación se logró diversificando las carteras de aprovisionamiento de los países europeos para sustituir el consumo anterior de gas ruso. En varios países, España entre ellos, se acentuó el aprovisionamiento de gas en forma de gas natural licuado (GNL), transportado mediante metanero.

Al mismo tiempo, y a través del impulso proporcionado desde las instituciones europeas, se revisaron los marcos de apoyo y de tramitación para agilizar el desarrollo de la generación mediante energías renovables como medida para la mitigación de precios de la electricidad.

En consecuencia, durante 2023 no volvieron a registrarse los récords de precios máximos anuales, diarios y horarios del mercado diario eléctrico registrados durante el año anterior 2022. Sin embargo, el precio medio spot de 2023 (87,10 €/MWh) continuó en valores por encima de los años previos al inicio de la crisis de precios energéticos.

Medidas de emergencia en el mercado mayorista en España

Tras un año 2022 en el que el contexto de precios históricamente elevados provocó una importante batería de mecanismos normativos para paliar los efectos de la crisis energética, durante el año 2023 dichas medidas fueron prorrogadas, aunque su impacto se fue reduciendo progresivamente.

Fundamentalmente, las medidas prorrogadas relacionadas con el mercado mayorista fueron el mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad – o mecanismo ibérico-, mecanismo de minoración del exceso de retribución de las instalaciones inframarginales no emisoras y la supresión del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica.

El contexto de precios elevados en 2023, a pesar de haberse reducido significativamente frente a 2022, siguió motivando revisiones de precios de los contratos de las comercializadoras con los consumidores. Para hacer frente a esta situación, durante los años precedentes, los Estados miembros fueron adoptando diversas medidas temporales de emergencia orientadas a reducir tanto los precios del mercado mayorista, como directamente los del mercado minorista que pagan los propios consumidores¹, así como otras medidas extraordinarias para intentar aplacar los eventuales riesgos de una interrupción del suministro de gas ruso a Europa. Durante el año 2023, en España se promovieron tanto nuevas medidas en este sentido, como se prorrogaron aquellas medidas de los años anteriores que fueron consideradas necesarias para seguir moderando los precios que sufren los consumidores nacionales. En particular:

- Como nuevas medidas mitigadoras de los precios cabe destacar la nueva metodología de cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), establecida por el Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, gracias a la cual el PVPC queda parcialmente indexado a los precios de los mercados a plazo, reduciendo así su volatilidad.

¹ Ver resumen de medidas adoptadas en España en el informe de supervisión del mercado minorista de gas y electricidad de año 2021 y avance 2022. <https://www.cnmc.es/expedientes/isde02722>

- Como medidas prorrogadas, destacó, por su relevancia para el mercado mayorista de electricidad, la medida aprobada en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad – o mecanismo ibérico-. Este mecanismo de ajuste temporal se empezó a aplicar el 14 de junio de 2022 y fue prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2023, teniendo por objeto limitar el impacto provocado por el incremento de los precios del gas natural en los precios del mercado mayorista de electricidad, si bien dejó de aplicarse en febrero de 2023.
- Asimismo, en lo relativo a las medidas que afectaron al mercado mayorista, durante el año 2023 continuó siendo de aplicación el mecanismo de minoración del exceso de retribución de las instalaciones inframarginales no emisoras, cuya entrada en vigor se inició en septiembre de 2021 (Real Decreto-ley 17/2021). Este mecanismo implicó un ajuste temporal en la retribución de determinadas instalaciones de generación, en proporción al mayor ingreso obtenido por dichas instalaciones por la internalización en el precio de la electricidad en el mercado mayorista del incremento de precio del gas natural en los mercados internacionales por parte de las tecnologías emisoras marginales.
- Por otra parte, a lo largo del año 2023, y con el fin de contribuir a reducir el precio del mercado eléctrico, se mantuvo la suspensión temporal del Impuesto sobre el valor de la producción de energía. Esta suspensión fue iniciada el tercer trimestre de 2021 a través del Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua, al objeto de reducir los mayores costes que estaban soportando las empresas que determinaban el precio de la electricidad en el mercado mayorista.
- Adicionalmente, se mantuvo la reducción al 5% del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) en las facturas de electricidad de los pequeños consumidores, ampliándose la vigencia de dicha rebaja hasta el 31 de diciembre de 2023 mediante el Real Decreto-ley 20/2022 de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad.

- Finalmente, durante 2023 continuó la reducción al 0,5% del impuesto especial sobre la electricidad, valor reducido mediante 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 y prorrogado para el año 2023 mediante el Real Decreto-ley, 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad.

Actuaciones introducidas en el mercado mayorista a nivel europeo

A nivel europeo, a lo largo de 2023 se debatió intensamente sobre la reforma del diseño del mercado eléctrico. Este debate se inició a raíz de la crisis de precios energéticos de 2021-22 y desembocó en una propuesta de la Comisión Europea de reforma de la regulación del mercado de la electricidad de la UE el 14 de marzo de 2023. La reforma se materializó finalmente en junio de 2024 con la adopción, entre otros, de enmiendas al Reglamento sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT), así como al Reglamento relativo al mercado interior de la electricidad y la Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Con respecto al mercado eléctrico, durante 2023 continuó el intenso debate a nivel europeo sobre la conveniencia de revisión de determinados aspectos del diseño del mercado interior de la electricidad, con intención de incrementar su capacidad a la hora de atraer las inversiones necesarias para lograr los objetivos de descarbonización y para asegurar precios asequibles y menos volátiles para el consumidor. De esta manera, partiendo de la base de un informe² elaborado por la Agencia ACER en colaboración con las Autoridades Reguladoras Nacionales (NRAs por sus siglas en inglés), en el que se valoraba la adecuación del diseño del mercado eléctrico para dar una respuesta a la actual crisis de los precios energéticos y proteger a los consumidores en este contexto, la Comisión Europea presentó diversas propuestas de reforma de la configuración del mercado de la electricidad de la UE el 14 de marzo de 2023. Esta propuesta

² ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, April 2022. <https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/press-release-acer-publishes-its-final-assessment-eu-wholesale>

pretendía modificar la legislación pertinente relativa al mercado de la electricidad y mejorar la protección de la Unión contra la manipulación del mercado gracias a un mejor control y una mayor transparencia (Reglamento sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía, REMIT).

Tras meses de intenso debate, el 16 de noviembre de 2023 el Consejo y el Parlamento alcanzaron un acuerdo para la modificación del Reglamento sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (Reglamento (UE) 1227/2011³ – REMIT) y el Reglamento por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (Reglamento (UE) 2019/942⁴). Este acuerdo se materializó con la adopción el 11 de abril de 2024 del Reglamento (UE) 2024/1106⁵, del Parlamento Europeo y del Consejo, cuyo objetivo es promover la mejora de la protección de la Unión contra la manipulación del mercado mayorista de la energía gracias a un mejor control y una mayor transparencia.

Por otra parte, el 14 de diciembre de 2023, el Consejo y el Parlamento también alcanzaron un acuerdo para reformar la configuración del mercado de la electricidad de la UE. El objetivo de la reforma era reducir la dependencia de los precios de la electricidad de los precios de los combustibles fósiles y de su volatilidad, acelerar la implantación de las energías renovables y mejorar la protección de los consumidores, en particular, su protección frente a las subidas bruscas de precios. De esta manera, este acuerdo pretendía provocar una importante reducción de la dependencia de la UE del gas ruso, al mismo tiempo que impulsar las energías no fósiles para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, estabilizando los mercados a largo plazo, ofreciendo electricidad más asequible a los ciudadanos de la UE y, por tanto, mejorando la competitividad industrial del continente. Este acuerdo se materializó con la adopción el 13 de junio de 2024 de la Directiva (UE) 2024/1711⁶ del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se modifican las Directivas (UE) 2018/2001⁷ y

³ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2011-82575>

⁴ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2019-81029>

⁵ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2024-80525>

⁶ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2024-80973>

⁷ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2018-82107>

(UE) 2019/944⁸, en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión y el Reglamento (UE) 2024/1747⁹ del Parlamento Europeo y del Consejo, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/943¹⁰ y, de nuevo, (UE) 2019/942 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión.

Entre los aspectos más destacados de la reforma del mercado de la electricidad de la UE, destacan:

- Contratos de compra de electricidad (PPA): Se ofrece a los Estados miembros la posibilidad de apoyar exclusivamente la compra de nueva generación renovable, así como la posibilidad de estandarizar este tipo de contratos.
- Acceso a una energía asequible durante las crisis de precios de la electricidad: Se faculta al Consejo para declarar una crisis, sobre la base de una propuesta de la Comisión, estableciendo los criterios para declarar dicha crisis en relación tanto con el precio medio al por mayor de la electricidad como por un fuerte aumento de los precios al por menor de la electricidad.
- Protección de los clientes vulnerables frente a las interrupciones de suministro: Se refuerzan las medidas que deben adoptar los Estados miembros para proteger a los clientes vulnerables y en situación de pobreza energética, incluyendo una definición de pobreza energética acompañada de una referencia a la adopción de las medidas adecuadas en virtud de la nueva Directiva sobre eficiencia energética.
- Mecanismos de remuneración de la capacidad: Se convierten en un elemento más estructural del mercado de la electricidad, y se introduce una posible exención de carácter excepcional a la aplicación del límite de emisiones de CO₂ para los mecanismos de capacidad ya autorizados, cuando esté debidamente justificado.
- Contratos por diferencias: Se acuerda que los contratos por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos se utilicen como

⁸ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2019-81031>

⁹ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2024-80974>

¹⁰ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2019-81030>

modelo cuando haya financiación pública en forma de sistemas de ayudas directas a los precios en contratos a largo plazo. Así, los contratos por diferencias se aplicarían a las inversiones en nuevas instalaciones de generación de electricidad que utilicen energía eólica, energía solar, energía geotérmica, energía hidroeléctrica sin embalse y energía nuclear, y tras un período transitorio de tres años desde la entrada en vigor del Reglamento, a fin de mantener la seguridad jurídica para los proyectos en curso. Al mismo tiempo, se ofrece flexibilidad la manera en que se realiza la liquidación de estos contratos. Los ingresos se redistribuirán entre los clientes finales y también podrán utilizarse para financiar los costes de los sistemas de ayudas directas a los precios o las inversiones para reducir los costes de la electricidad para los clientes finales.

Demanda de electricidad

La demanda eléctrica peninsular decreció durante el año 2023 con respecto al año 2022 en valor absoluto un 2,5%, descenso que sitúa el dato de demanda del año 2023 (229,5 TWh) como el más bajo desde el año 2003.

La demanda eléctrica del sistema peninsular en barras de central descendió en 2023 hasta situarse en 229,5 TWh (Gráfico 1 del apartado 2.1 de este informe), lo que supuso una reducción del 2,5% con respecto al año anterior (2022), año en el que se había registrado a su vez otro fuerte descenso de la demanda (-2,9%). Estas importantes caídas de la demanda peninsular sitúan al dato registrado en 2023 como la demanda peninsular más baja registrada desde 2003 (225 TWh).

Particularmente llamativo fue el descenso de la demanda durante los meses estivales, donde la demanda corregida con los efectos de laboralidad y de temperatura alcanzó valores de descenso de entre el 4% y el 5% mensual con respecto al año precedente.

Esta disminución de la demanda puede ser atribuida a varios factores, entre los que se puede destacar la prolongación de un escenario de precios elevados para los consumidores, las medidas introducidas (y prorrogadas) por el Real Decreto-ley 14/2022, de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural para reducir el consumo de energía en edificios administrativos, recintos públicos y comercios y las medidas de concienciación ciudadana para el ahorro energético a nivel nacional. También cabe citar el impacto del autoconsumo, que se valora más adelante.

Por otro lado, el PIB (Producto Interior Bruto) español aumentó en 2023 un 8,6% y, en consecuencia, la intensidad energética (Gráfico 3) –entendida en este contexto como la ratio que relaciona la demanda eléctrica y el PIB– continuó su descenso prolongado durante los últimos años (disminuyó en un 11,3%, situándose en 167 MWh/M€), lo que implicó situarse en el valor más bajo de la serie histórica y el mayor descenso anual jamás registrado en España, igualado con el descenso del año 2022. Esta tendencia bajista de intensidad energética se está observando también en los países europeos cercanos, donde se anotan valores de reducción de la intensidad en 2023 por encima del 9% en países como Alemania, Austria, Francia, Italia, Polonia o República Checa.¹¹

Otro factor que afecta directamente a la demanda es el autoconsumo fotovoltaico, en un permanente ascenso durante los últimos años y que, en 2023, registró una nueva fuerte incorporación de nueva potencia instalada hasta alcanzar los 3432 MW, un crecimiento del 114% con respecto a los 1602 MW instalados a final de 2022 según datos del operador del sistema. Según estos datos, el autoconsumo incluiría un total de 474.692 instalaciones a finales de 2023, lo que duplica las existentes a final del año anterior (238.066). De toda esa potencia, la gran mayoría (83,5%) son instalaciones con excedentes, y de ellas, de nuevo la gran mayoría está en el régimen con compensación.

En lo que respecta a otros tipos de autoconsumo, se puede destacar que se mantienen las potencias instaladas de tecnologías no fotovoltaicas, entre las que destaca la cogeneración (2.043 MW), siendo residuales las potencias de autoconsumo del resto de tecnologías.

Generación de electricidad

La generación eléctrica peninsular de 2023 se caracterizó por una reducción del 3,4% con respecto al año 2022, siguiendo la senda de la demanda decreciente, así como por un mix que anotó un registro históricamente elevado de participación renovable (55%), arrastrada por el fuerte incremento de participación de la tecnología fotovoltaica (+34,17%). La tecnología con mayor aportación al mix de 2023 fue la eólica (24,20%), sustituyendo a la elevada producción mediante ciclos combinados del año 2022.

¹¹ Fuente Red Eléctrica de España (demanda eléctrica) y Eurostat (PIB)

En cuanto a la generación eléctrica en 2023, el Cuadro 1 muestra la potencia del parque generador peninsular (120.048 MW). Dicho parque aumentó en 6.446 MW con respecto a 2022 (5,67%), a pesar del ligero descenso de la potencia instalada de cogeneración (-59 MW), principalmente debido a la instalación de nueva capacidad de generación renovable (6.501 MW). La mayor capacidad renovable respondió fundamentalmente al importante crecimiento del parque de generación fotovoltaico, que aumentó en 5.756 MW (un 29,75% más respecto a 2022), mientras que el crecimiento de la potencia instalada eólica se moderó en gran medida con respecto a los años precedentes, hasta registrarse un incremento de solo 745 MW (un 2,53% más respecto a 2022).

En cuanto a los datos de producción de energía eléctrica, la generación del año 2023 alcanzó los 253.095 GWh, lo que supuso una disminución del 3,4% con respecto a 2022 (-8.860 GWh), motivado por la reducción experimentada por la demanda nacional y por la reducción de las exportaciones registradas en 2023 frente a 2022. En lo que respecta a las distintas contribuciones tecnológicas, las tecnologías que representaron una mayor cuota de generación de energía eléctrica en 2023 fueron la eólica (24,20%), seguido de la nuclear (21,44%), los ciclos combinados (15,52%), la fotovoltaica (14,46%), la hidráulica (12,04%) y, por último, la cogeneración (6,82%).

De todos estos datos, destacó en 2023 la primera posición alcanzada por la tecnología eólica, por delante, por primera vez, de tecnologías convencionales como la nuclear o los ciclos combinados, con un incremento de producción con respecto al año anterior del 2,45% (todo ello en un contexto de reducción de demanda). Destacó también el fuerte incremento de la contribución de la tecnología solar fotovoltaica, que sube un 34,17% su producción anual, fundamentada en el fuerte ascenso de la potencia instalada a lo largo de 2023. Así mismo, fue reseñable el descenso de la cuota de la generación mediante ciclos combinados, tecnología que ocupó la primera posición durante el año 2022 (motivado fundamentalmente por registrarse en aquel año una cifra récord de exportaciones, situación favorecida por la implantación del mecanismo de ajuste y por ser el año 2022 un año seco), pero que sufre un descenso de producción del -35,14% en 2023, lo que desemboca en una pérdida de cuota de más de 7 puntos porcentuales con respecto al año precedente. Por su parte, la tecnología nuclear sufrió un descenso en el valor de su energía generada (-3,05%) pero mantuvo su cuota de participación en el mix general en valores análogos a los de 2022. Finalmente se produjo un importante ascenso de la producción hidráulica (40,81%) – en tanto que el año 2022 fue un año con un índice producible inferior-, mientras que la solar térmica, aun representando una baja

contribución nacional (1,85%), experimentó una subida moderada en su producción anual del 13,84%.

Así, la cuota peninsular de generación de las tecnologías renovables aumentó considerablemente en 2023 hasta alcanzar una cuota del 55%, (45% en 2022), constituyendo un récord en la contribución anual de la generación renovable, que se sitúa por encima del 50% del mix por primera vez en la serie histórica. La producción renovable tuvo especial relevancia en los meses de enero y noviembre (Gráfico 6 y parcialmente en Cuadro 5), situándose su cuota de participación por encima del 50% del mix nacional en 7 meses del año (enero, marzo, abril, mayo, octubre, noviembre y diciembre). Por el contrario, a lo largo del verano (Gráfico 6 y parcialmente en Cuadro 5), en los meses de junio, julio, agosto y especialmente en septiembre dicha cuota renovable descendió por debajo del 50%, siendo compensada en gran medida por mayores producciones de los ciclos combinados. Cabe destacar, no obstante, que las cuotas registradas en estos meses estivales se situaron por encima de la cuota media de contribución renovable del año 2022, por lo que 2023 fue un año histórico en lo que respecta a la contribución renovable.

Finalmente, el hueco térmico (generación mediante tecnologías que utilizan combustibles fósiles) representó una cuota media anual del 13,5%, claramente inferior a la del 2022, motivado fundamentalmente por el incremento de la producción renovable, la caída de la demanda eléctrica y la reducción de las exportaciones.

Componentes de precio final de la electricidad en el mercado de contado

El año 2023 registró un descenso acusado de los precios del mercado eléctrico de contado con respecto a los valores récord del año 2022. El precio final de la energía eléctrica se situó en 100,78 €/MWh, lo que supuso un descenso del 50,75%.

El segmento más relevante dentro del precio final continuó siendo el precio del mercado diario (88% del total). Destacó no obstante el incremento del peso de los servicios de ajuste en el precio final de la energía, motivado por la mayor cuota de participación de tecnologías renovables, las cuales incrementaron la necesidad de servicios al desplazar del despacho diario a las tecnologías que tradicionalmente los han proporcionado.

El precio final de la energía eléctrica se compone de la suma del coste de todos los segmentos que constituyen el mercado eléctrico de contado. Se presenta su

evolución en el apartado 2.4 de este informe, incluyendo un análisis detallado de los factores que lo afectan.

En el año 2023, destacó el descenso del precio final (100,78 €/MWh) con respecto al precio récord (204,59 €/MWh) del año 2022, representando aun un precio significativamente superior a los precios finales de los años previos al inicio de la crisis energética (Cuadro 2). En gran medida, la reducción de precios de los mercados eléctricos fue motivado fundamentalmente por el descenso de los precios de los combustibles, principalmente del gas natural, que hizo prácticamente desaparecer la aplicación durante el año 2023 del mecanismo de ajuste implantado mediante el RDL 10/2022.

El segmento más relevante a la hora de determinar dicho coste final es el correspondiente al coste del mercado diario (89,16 €/MWh en 2023), que ha representado en los últimos años alrededor del 90% del coste de la energía. Dicho peso se incrementó hasta el 95% en 2021, descendiendo hasta el 83% en 2022, como consecuencia, entre otros, de la introducción del mecanismo ibérico de ajuste, y volviendo a incrementarse hasta el 88% en 2023 gracias al descenso en la influencia de dicho mecanismo en la formación del precio final durante 2023. Para un mayor detalle sobre la evolución y causas del precio del mercado diario, ver el apartado 2.5.3 de este informe.

Por último, el coste que soportó la demanda por los servicios de operación del sistema y mecanismos de capacidad representó un 11,42% del precio final de la energía, lo que supuso un aumento notable con respecto al dato de 2022 (3,8%). Esto fue debido fundamentalmente a la mayor participación renovable en el mix eléctrico peninsular (particularmente, el mayor despacho renovable en el Programa Base Diario de Funcionamiento, PDBF - incluye mercado diario + contratos bilaterales físicos-), desplazando a otras tecnologías de mayor firmeza y flexibilidad, que son necesarias para la operación segura del sistema, incluso para cubrir los desvíos de la propia generación renovable, que es más variable en función de las condiciones meteorológicas existentes.

Negociación en los mercados diario e intradiario

La negociación en los mercados diarios e intradiarios ha experimentado un incremento en el volumen de energía transaccionada en todos los segmentos de dichos mercados, destacando los incrementos en los mercados intradiarios y, en particular, en el intradiario continuo (+37,7%).

La negociación en los mercados diario e intradiario se presenta en los apartados 2.5 y 2.6 de este informe. El volumen negociado en el mercado diario en zona española fue de 212,3 TWh, un 2,2% superior al 2022, representando el 66,25% de la demanda de energía eléctrica peninsular. En el mercado intradiario fueron negociados, en zona española, 51,4 TWh (34,9 TWh en el mercado intradiario de subastas y 8,1 TWh en el continuo), lo que representó un 16% de la demanda eléctrica peninsular. El volumen de energía incorporada por la generación a través de contratos bilaterales (Gráfico 11 muestra evolución a lo largo de 2023), representó un 39,9% de la demanda eléctrica peninsular, representando en volumen un 9,8% más que el año anterior, siguiendo la senda de los últimos dos años, si bien el crecimiento del año 2023 fue menos pronunciado. Adicionalmente, en el año 2023 se vuelve a reducir la cuota de los contratos bilaterales asociados contratos intragrupos de empresas energéticas verticalmente integradas (Gráfico 66), hasta representar un 74% (82% en 2022), y correspondiendo el resto a contratos celebrados entre comercializadores/consumidores y generadores de otras empresas.

En el mercado intradiario (subastas + continuo), Gráfico 17, creció un 14,4% el volumen negociado con respecto al año precedente. Destacaron en este mercado las compras de la comercialización libre y de la generación eólica¹² con unos porcentajes del 34% y 27% respectivamente sobre el volumen total comprado. Estos valores son crecientes con respecto a 2022, particularmente el de comercialización libre. En ventas de energía destacaron las de los ciclos combinados (32%), las de la eólica (19%) y las de la comercialización libre (18%), valores cercanos a los registrados en 2022.

La negociación del mercado intradiario de subastas en 2022 siguió concentrándose en las tres primeras subastas que se celebran en el día D-1 (Gráfico 18). Sucede así desde noviembre de 2019, cuando se adelantó la hora de apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00h. En cuanto al referido mercado intradiario continuo, puesto en marcha en junio del 2018, cabe destacar que ha aumentado de forma notable el volumen de su negociación con respecto a 2022, un 37,7%, destacando la negociación de las energías procedentes de instalaciones de energía renovable, cogeneración y residuos (RECORE) y de

¹² Recompensas de programa previamente establecido en el mercado diario, sesiones previas de intradiario, o por ejecución de contrato bilateral.

hidráulica, tanto en compras como en ventas, además del bombeo en ventas y el ciclo combinado en compras.

Servicios de ajuste del sistema

La energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema aumentó durante el año 2023 en un 52% con respecto a 2022.

En particular, destacó el fuerte incremento de las restricciones técnicas (RRTT) programadas a subir tras el mercado diario (+110%), con objeto de despachar grupos térmicos para dar servicios al sistema; así como de las RRTT en tiempo real (+127%), con objeto de incrementar la reserva disponible para afrontar desvíos de programa. Ambos incrementos estuvieron asociados a una mayor programación renovable en los mercados, ya que esta tecnología desplaza a la generación que tradicionalmente proporciona firmeza y servicios y, por otra parte, incrementa la necesidad de reserva.

Respecto a los servicios de ajuste del sistema, cuya evolución puede apreciarse en el apartado 2.7, se produce en 2023 un incremento generalizado de la energía gestionada, especialmente en el segmento de restricciones, pero también en balance. En valor absoluto, la energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema (balance más restricciones) se incrementó un 52%.

En el segmento de restricciones al PDBF se programó un 110% más de energía para resolver restricciones técnicas a subir, en comparación con el descenso del 42% registrado en 2022 (Gráfico 24). Este fuerte incremento en 2023 de las restricciones técnicas a subir se debió al incremento del despacho en PDBF de producción de instalaciones renovables (59,9%), a diferencia del año anterior, donde prevalecieron los programas de ciclos combinados. Estas instalaciones renovables, como ya se ha comentado, tienen menor firmeza a la hora de cumplir sus programas, fundamentalmente debido a la variabilidad de las condiciones meteorológicas en tiempo real, por lo que su mayor programación incrementa a su vez las necesidades de reserva del sistema. Pero, además, están desplazando en mercado a la generación firme que podría proporcionar dicha reserva, así como dar otros servicios que necesita el sistema (control de tensión, inercia, etc.) y que, por tanto, han de ser despachadas por el operador del sistema en el proceso de resolución de restricciones al PDBF.

Por otra parte, la energía programada para la resolución de restricciones técnicas a bajar también aumentó durante el año 2023 (14%), pero en un nivel muy inferior

al crecimiento registrado en 2022 (423%), correspondiendo mayoritariamente a las tecnologías solar PV y eólica. Este incremento se debió al aumento de congestiones en la red, tanto por el crecimiento de la potencia de generación renovable, con impacto especialmente relevante en las horas solares, como por el descenso de la demanda. La energía programada por restricciones técnicas a bajar (esencialmente vertidos renovables) representó un 5% de la energía generada en España en 2023.

Por su parte, la energía programada por restricciones técnicas en tiempo real experimentó un crecimiento del 127% en 2023 (mientras que solo creció un 4% con en 2022). Vuelve así a la senda de los fuertes incrementos que sufrió en 2020 y 2021 por la eliminación del servicio de reserva de potencia adicional a subir (RPAS), el 12 de noviembre de 2019, resolviéndose desde entonces la falta de reserva mediante las restricciones en tiempo real. Es de nuevo el mayor despacho de instalaciones renovables en PDBF el que facilitó una mayor necesidad de reserva de balance, a la vez que una menor disponibilidad de reserva en 2023 comparada con 2022, donde se programaron muchas más instalaciones de ciclo combinado en mercado.

En cuanto al requerimiento de banda de regulación secundaria, se registró en 2023 un incremento del 20% del volumen, valor similar al del año precedente, siguiendo la senda creciente motivada por la implementación de la programación cuarto-horaria en mayo de 2022, programación que, por una parte multiplica por cuatro el número de cambios de programa y, por otra parte, podría incrementar transitoriamente los desfases entre los programas cuarto-horarios de los mercados de balance y los programas horarios de los mercados previos.

En el ámbito de las energías de balance, el crecimiento de la energía gestionada ha sido del 18%. Destaca el incremento (18%) que registra en 2023 la programación de regulación terciaria (mFRR por su nomenclatura en inglés), incremento que dobla al del año anterior. La evolución de la energía mFRR ha sido desigual en sentido subir / bajar, en efecto, mientras el uso de energía mFRR se incrementó en gran medida a bajar (+73%), el uso a subir experimentó un ligero descenso (-2%).

Con respecto a la integración en el ámbito europeo de los servicios de balance, en 2023 continuó la relevante participación del sistema español en la plataforma europea TERRE para el intercambio de energías procedentes de reservas de sustitución (RR), así como en la plataforma europea que gestiona el proceso de neteo de los desvíos (IN). A lo largo del año 2023 continuaron los trabajos para permitir la conexión del sistema eléctrico español al resto de plataformas

europeas de balance (MARI y PICASSO), actualizándose a lo largo del año la Hoja de Ruta para la implantación del Reglamento (UE) de Balance Eléctrico en el sistema eléctrico peninsular español que publica el operador del sistema.¹³

Las tecnologías con una mayor participación en los servicios de ajuste en 2023 (Gráfico 25) fueron el ciclo combinado y el carbón en la fase I de restricciones técnicas; la eólica y la cogeneración en la fase II de restricciones técnicas; y el ciclo combinado y la eólica en terciaria y en reservas de sustitución (RR).

SRAD

El servicio de respuesta activa de la demanda, aprobado inicialmente por el Real Decreto-ley 17/2022, fue revisado por la Resolución de 19 de octubre de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba el nuevo procedimiento de operación eléctrico 7.5 sobre el servicio de respuesta activa de la demanda y se modifica el 14.4 "Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema".

Mediante esta revisión se otorgó mayor flexibilidad a este producto específico de regulación terciaria. La subasta del SRAD para su aplicación durante el año 2024 tuvo lugar en diciembre de 2023 y se asignó una capacidad de 609 MW a un precio marginal de 40,82 €/MWh.

El 20 de septiembre de 2022, el Real Decreto-ley 17/2022 aprobó el servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD), en la forma de un producto específico de balance. Su aprobación se justificó por las extraordinarias circunstancias en materia de abastecimiento y seguridad de suministro marcadas por la crisis energética, así como por la situación de climatológica de sequía.

Para el año 2023, se aprobó en forma de producto específico, el nuevo servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD), mediante Resolución de 19 de octubre de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba el nuevo procedimiento de operación eléctrico 7.5 sobre el servicio de respuesta activa de la demanda y se modifica el 14.4 "Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema".

¹³ <https://www.esios.ree.es/es/pagina/informacion-sobre-implementacion-de-los-codigos-de-red-de-mercados>

Dicho servicio continúa articulado por medio de una subasta anual en la que se cubren las necesidades del producto específico de respuesta activa de la demanda, en base a los requerimientos de reserva adicional detectados por el operador del sistema para cada periodo de aplicación del servicio. Están habilitados a participar en este servicio los comercializadores con una demanda de al menos 1 MW de potencia. La duración máxima de reducción de la demanda es de 3 horas, con un preaviso de al menos 15 minutos, con aplicación para todo el año 2024. La activación del servicio tiene lugar en momentos de escasez de disponibilidad de reserva terciaria.

La nueva subasta fue celebrada el 4 de diciembre de 2023, para la cual se habilitaron 19 proveedores con una potencia total de 1.373 MW, recibándose ofertas de los citados 19 proveedores con una potencia total de 953 MW, adjudicándose en la subasta 609 MW de los 1.812 MW subastados, a prestar en 5.745 horas, y atribuyendo un precio marginal para retribuir el servicio de 40,82 €/MWh.

A lo largo de 2023, se produjo una activación del SRAD, el lunes 4 de septiembre de 22:08 a 1:00, con un potencial de 497 MW, al situarse la reserva de potencia a subir del sistema por debajo de los niveles requeridos.

Nivel de competencia

Teniendo en cuenta la evolución de la estructura del mercado de generación eléctrica basada en la generación realizada, los indicadores se empeoran ligeramente ante un incremento de la producción hidráulica de las empresas tradicionales y un menor funcionamiento de los ciclos combinados de otros titulares diferentes a estas empresas ante el menor hueco térmico registrado en este año con respecto a 2022. El nivel de concentración empresarial en los distintos segmentos del mercado eléctrico continúa en España por debajo de los registros a nivel europeo.

La evolución en 2023 de las variables que permiten analizar los niveles de competencia en el mercado de producción de electricidad se presenta en el capítulo 3 de este informe y los aspectos más relevantes se sintetizan a continuación.

En 2023 el mantenimiento de los elevados precios tuvo gran impacto en los agentes del mercado, en particular, sobre los compradores de menor tamaño, que soportaron desde el inicio de la crisis el incremento de la presión financiera por los pagos en los mercados y las garantías depositadas ante los operadores

del mercado y del sistema. Esta presión, si bien descendió durante el año 2023, las consecuencias de los últimos años siguieron arrastrándose y reflejándose la pérdida de 20 comercializadores frente a la entrada de 3 nuevos comercializadores (Cuadro 9). Por el contrario, el número de agentes generadores se mantuvo en niveles similares al de los años anteriores.

En cuanto al nivel de concentración de la generación, considerando todas las tecnologías, esta mejora, con el continuo crecimiento de la producción con energías renovables mediante instalaciones titularidad de empresas diferentes a las energéticas tradicionales.

En lo que respecta a los niveles de concentración de la generación de las tecnologías marginales en el PDBF en zona MIBEL, estos empeoran levemente principalmente por el aumento de la producción hidráulica de las empresas tradicionales, así como por la menor participación de los ciclos combinados de otros titulares, ante un menor hueco térmico.

En cuanto al nivel de competencia de la generación en P48 en la zona española (Gráfico 58 y 59 y Cuadro 13), es decir, considerando el programa operativo que aglutina el despacho en todos los segmentos de mercado, y teniendo en cuenta a todas las tecnologías, el nivel de concentración empeora, aunque se mantiene en un orden de magnitud similar al registrado en 2022. No obstante, el índice de concentración que mide la cuota del mayor productor se mantiene muy por debajo del resto de EEMM de la UE (Gráfico 60 y 61).

En cuanto al nivel de competencia de la generación en P48 en la zona española (Gráfico 58 y 59 y Cuadro 13), es decir, considerando el programa operativo que aglutina el despacho en todos los segmentos de mercado, el nivel de concentración se mantiene en niveles similares a los registrados en 2022. Considerando sólo las tecnologías marginales (ciclos, hidráulica y un 5% del RECORE) se observa un aumento del índice HHI de 1.368 en 2022 a 1.617 en 2023, motivado, como en el caso del análisis del PDBF, por el aumento de la hidráulica y menor funcionamiento de ciclos de titulares diferentes a las empresas tradicionales.

Por su parte, la concentración de la demanda en P48 (Gráfico 60 y Cuadro 14) aumentó ligeramente con respecto a 2022, situándose incluso por encima de los niveles de 2020, continuando con la tendencia iniciada desde el comienzo de la crisis en 2021 motivada principalmente por la evolución decreciente de la cuota de las empresas comercializadoras no tradicionales.

.

La participación de RECORE en los servicios de ajuste del sistema (Gráfico 70 y 71), experimenta un incremento sustancial con respecto a 2022, pasando a proporcionar el 39% de la energía total de los servicios de ajuste, alcanzando un 56% en los segmentos de fase II de restricciones técnicas, un 22% en terciaria y un 27% en reservas de sustitución (RR) en 2023, valores todos ellos considerablemente superiores a los de 2022.

Por otro lado, el nivel de concentración en los servicios de ajuste del sistema en 2023 (Gráfico 52, 53, 54, 55, 56 y 57) empeoró en todos los servicios respecto a 2022 con la excepción de los servicios de regulación terciaria (tanto a subir como 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 RR a bajar. Asimismo, se mantuvieron niveles elevados de concentración en muchas de las zonas donde se programan las restricciones técnicas.

Respecto a la distribución de las horas de funcionamiento de los ciclos combinados en todos los segmentos de mercado (Gráfico 49), tal y como ya ha quedado reflejado, estas centrales tuvieron una participación considerablemente inferior en PDBF respecto al año 2022, mientras que aumentó su programación en restricciones técnicas.

En cuanto al nivel de acoplamiento de los precios, en 2023 se mantuvo en un registro elevado. El nivel de acoplamiento de los mercados español y portugués (Gráfico 76) descendió ligeramente con respecto al año anterior hasta el 95% de horas con precios iguales en ambas zonas (97% 2022), con spread medio anual creciente entre los precios de los dos países de 1,17 €/MWh (Cuadro 14), frente a 0,37 €/MWh en 2022, situándose estas horas con spread de precios principalmente en las horas de mayor penetración solar. Este elevado nivel de acoplamiento continúa indicando las reducidas congestiones en la interconexión con Portugal (Gráfico 77), lo que permite la competencia entre los operadores de ambos sistemas en distintos segmentos de mercado.

Respecto a la interconexión con Francia, en 2023 hay que destacar el amplio descenso de la proporción de horas con precios superiores en Francia (Gráfico 78) hasta el 39% (63% de las horas en 2023). El diferencial de precios (Gráfico 80) descendió ampliamente con respecto a 2022, al no entrar en funcionamiento el mecanismo ibérico durante el año 2023 salvo en los dos primeros meses del año, con máximos de 62,55 €/MWh en enero (precio superior en Francia) y -14,64 €/MWh en septiembre (precio superior en España). Como consecuencia de este escenario, también aumento ligeramente el número de horas con precios

acoplados hasta el 33% (27% en 2022). Por todo ello, se produjo una fuerte caída en la exportación de electricidad de España a Francia, aunque se ha mantenido el saldo en sentido exportador (Gráfico 79).

En cuanto a Marruecos (Gráfico 81, 82 y 83), el saldo de la interconexión fue mayoritariamente exportador durante la mayor parte de 2023, a semejanza de lo ocurrido en 2022, aumentando incluso levemente el saldo exportador anual.

Impacto medioambiental

El descenso de la participación de los ciclos combinados en la generación de electricidad provocó el descenso de las emisiones de CO2 asociadas (23%) con respecto a 2022.

Después del incremento en las emisiones de CO2 equivalente asociadas a la generación eléctrica peninsular en 2022, derivado de la mayor participación en PDBF de los ciclos combinados, en 2023 se produjo un importante descenso hasta registrar 28,41 millones de toneladas de CO2 equivalente, un 23% menos que en 2022, valor incluso inferior al registrado en 2021 (29,1 millones tCO2).

Supervisión de comportamientos contrarios a la Ley 24/2013 o a REMIT

Durante 2023 se ha concluido un expediente sancionador a Naturgy Generación por la realización de ofertas a precios excesivos al mercado de restricciones técnicas.

Durante el año 2023, la CNMC ha continuado con su labor de supervisión de los comportamientos de los sujetos en el mercado eléctrico, en especial, en lo relativo al comportamiento de los sujetos titulares de centrales marginales tras la entrada del mecanismo ibérico.

Algunos de los análisis realizados han concluido en resolución de expedientes sancionadores como el referido a la manipulación de los servicios de ajuste por parte de Naturgy Generación¹⁴, por la realización de ofertas a precios excesivos al mercado de restricciones técnicas.

¹⁴ <https://www.cnmc.es/expedientes/sncde01922>

Asimismo, se ha incoado un expediente sancionador por la manipulación de la casación de energía sin disponibilidad de recurso de energía primaria (solar) al ofertar con valores anormales durante periodos nocturnos por parte de Gesternova¹⁵.

Igualmente, en 2023 se han incoado otros tres expedientes sancionadores por manipular el mercado intradiario continuo de electricidad para la venta de energía a través de la frontera francesa a Neuro Energía y Gestión¹⁶, así como a Axpo¹⁷ Iberia S.L. y Gesternova S.A¹⁸.

Regulación en el ámbito del mercado mayorista

En 2023 la CNMC aprobó diversas metodologías regionales, y numerosos procedimientos de operación. Todo ello orientado a la implementación nacional de la regulación europea, tanto los códigos de red derivados del desarrollo del tercer paquete como los nuevos desarrollos derivados del paquete de energía limpia, con el objetivo de avanzar en la transición energética (Anexo II).

Destaca durante 2023, los siguientes desarrollos normativos:

- Servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD), ya mencionado.
- Proyecto de demostración regulatorio de control de tensión de la demanda eléctrica, aprobado mediante Resolución de 23 de marzo de 2023 de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación 9.2 (Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema) y 3.8 (Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema), con el objeto de revisar los criterios de validación de la calidad de la teled medida y la incorporación de penalizaciones por incumplimiento del envío de información, de acuerdo con el requerimiento de la CNMC en su

¹⁵ <https://www.cnmc.es/expedientes/sncde04023>

¹⁶ <https://www.cnmc.es/expedientes/sncde01723>

¹⁷ <https://www.cnmc.es/expedientes/sncde01823>

¹⁸ <https://www.cnmc.es/expedientes/sncde01923>

Resolución de 10 de diciembre de 2020, así como incorporar los criterios asociados a la validación de la adscripción a un centro de control de generación y demanda, respectivamente. Asimismo, se incluyen otros cambios en las propuestas, tales como las pruebas de validación de mínimo técnico.

- Adecuación de la liquidación de medidas excepcionales de apoyo entre sistemas eléctricos, aprobada mediante Resolución de 23 de febrero de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, mediante el que se trasladaba a la demanda del sistema eléctrico el ingreso que pudiera derivarse de la aplicación de medidas excepcionales en la interconexión con Francia, al objeto de contribuir a la seguridad del sistema eléctrico francés en el periodo de invierno 2022-2023.
- Modificación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación al régimen económico de energías renovables y evolución del Comité de Agentes del Mercado, aprobada mediante Resolución de 23 de febrero de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con el objeto de recoger los preceptos contenidos para la liquidación de las nuevas instalaciones renovables surgidas al amparo de las subastas previstas en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

Avance situación 2024

En el año 2024, a diferencia de lo ocurrido en los dos últimos años, la demanda eléctrica peninsular se ha incrementado un 0,9% (1,4% descontados los efectos de laboralidad y temperatura) en el año 2024 hasta octubre.

La energía renovable ha continuado su crecimiento, lo que unido a una fuerte hidraulicidad registrada durante los meses de primavera ha supuesto que su contribución alcance hasta el 57% en 2024 hasta el mes de octubre, llegando en algunos meses a representar el 65% de la generación. Esta situación ha favorecido una fuerte volatilidad en los precios del mercado diario eléctrico, con precios muy reducidos al comienzo del año, registrándose incluso precios horarios negativos por primera vez en el mercado diario y, precios en el entorno de los 100 €/MWh en los meses con mayor hueco térmico, principalmente desde los meses de verano.

En 2024, el precio del gas si bien inició el año con una tendencia decreciente ha retomado una senda creciente continuada desde el mes de marzo, lo que ha contribuido a un encarecimiento de las ofertas de los ciclos combinados, lo que ha favorecido esta volatilidad.

Con respecto a los servicios de ajuste, cabría destacar el incremento el papel de las energías renovables, donde el segmento RECORE está representando, con datos provisionales hasta octubre de 2024, una participación del 38% en estos mercados, en claro ascenso con respecto a su participación en el mismo periodo de 2023 (31%).

2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

En este capítulo se presentan las variables que determinan los aspectos fundamentales del mercado eléctrico mayorista, tanto su evolución respecto a años anteriores como su comportamiento durante el año 2023. Las variables fundamentales analizadas son:

- Demanda eléctrica, (apartado 2.1).
- Potencia instalada de generación, (apartado 2.2).
- Producción eléctrica por tecnología, (apartado 2.3).

La evolución de estas variables, junto con la competitividad del mercado, que se analiza en el apartado 3, determina el coste de la energía eléctrica (apartado 2.4) y los resultados de los distintos segmentos del mercado:

- Mercado diario y contratación bilateral, (apartado 2.5).
- Mercados intradiarios, (apartado 2.6), a su vez desagregando en los dos mercados intradiarios: de subasta y continuo.
- Los servicios de ajuste del sistema, (apartado 2.7), a su vez desagregando en: restricciones técnicas al programa base de funcionamiento, banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria, reservas de sustitución, SRAD y energía de regulación terciaria y restricciones técnicas en tiempo real.

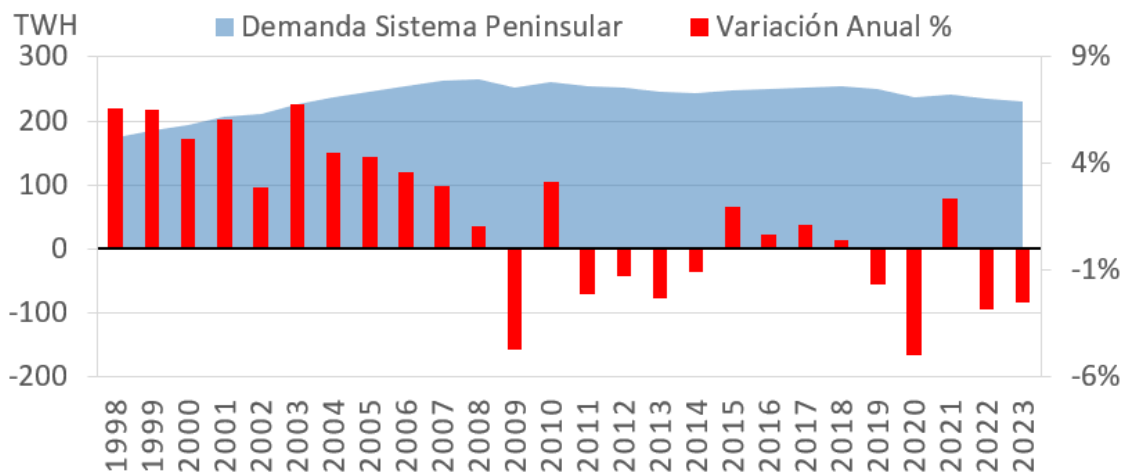
Adicionalmente, se presenta la evolución de otras variables relacionadas con el mercado eléctrico:

- Los coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas (apartado 2.8)
- Mercados a plazo (apartado 2.9)
- Evolución de las emisiones de CO₂ (apartado 2.10)

Los hechos relevantes y conclusiones que se desprenden de dichas figuras se han expuesto en el capítulo 1 de este informe.

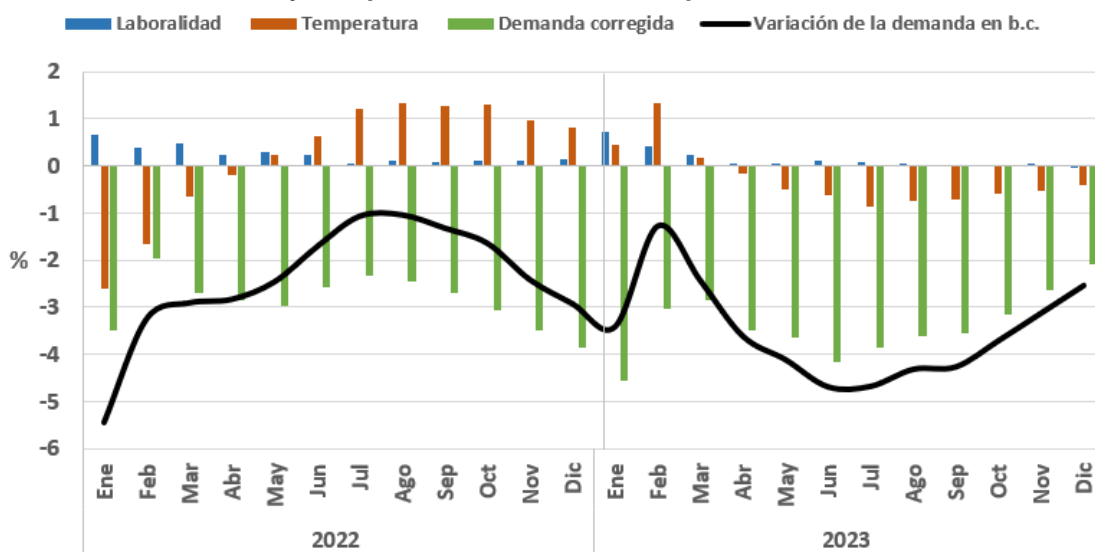
2.1. Demanda eléctrica

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



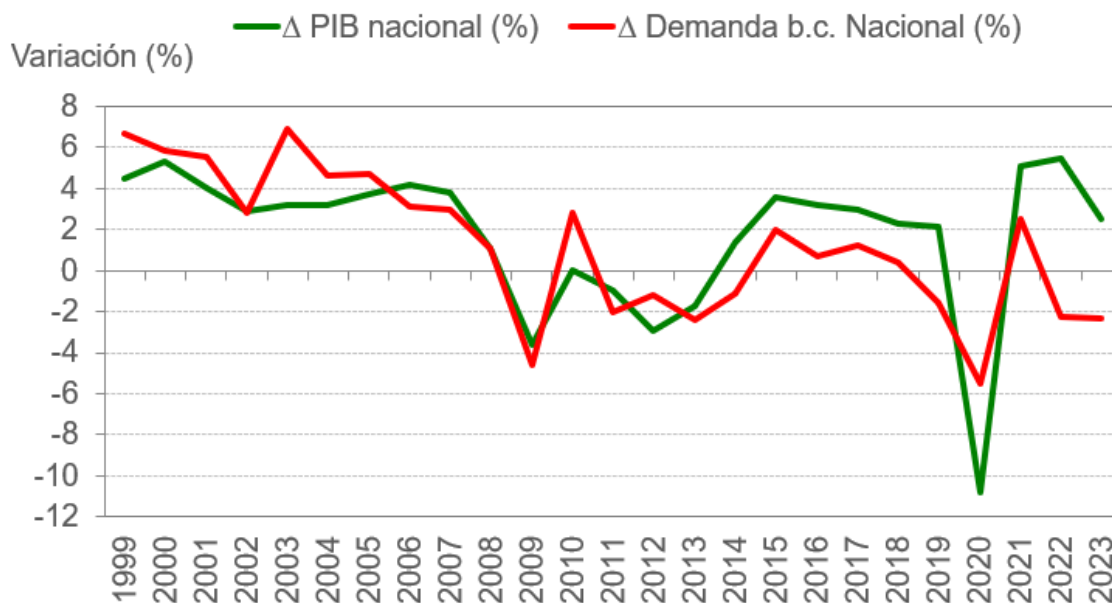
Fuente: REE

Gráfico 2. Variación y componentes de la demanda peninsular en barras de central



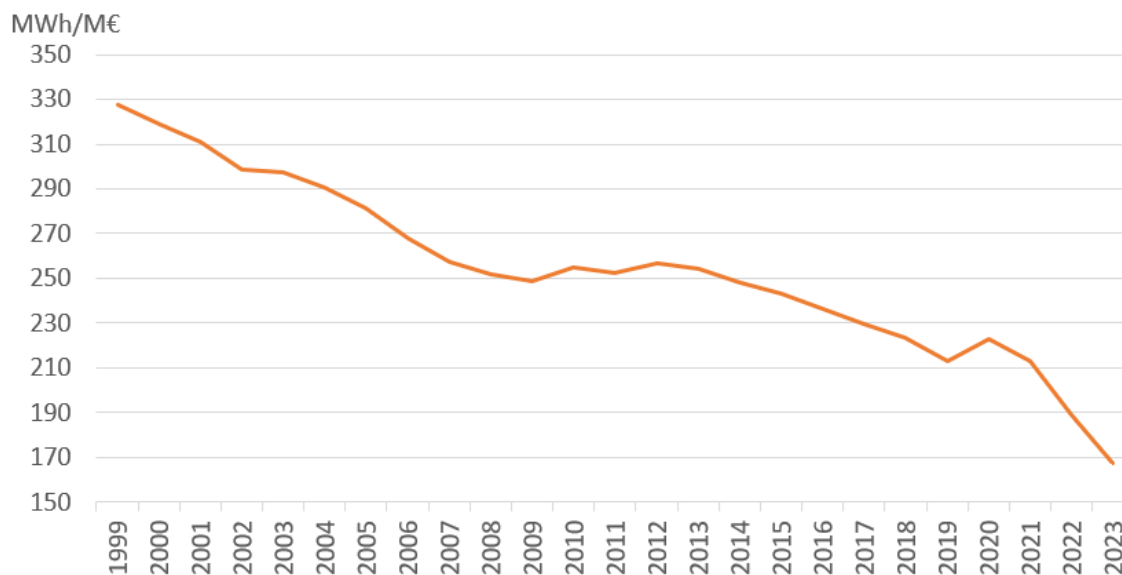
Fuente: REE

Gráfico 3. Evolución de las variaciones del PIB y del consumo eléctrico en España en los últimos años



Fuente: INE y REE

Gráfico 4. Evolución de la intensidad energética en España



Fuente: INE, REE, CNMC

2.2. Potencia instalada de generación

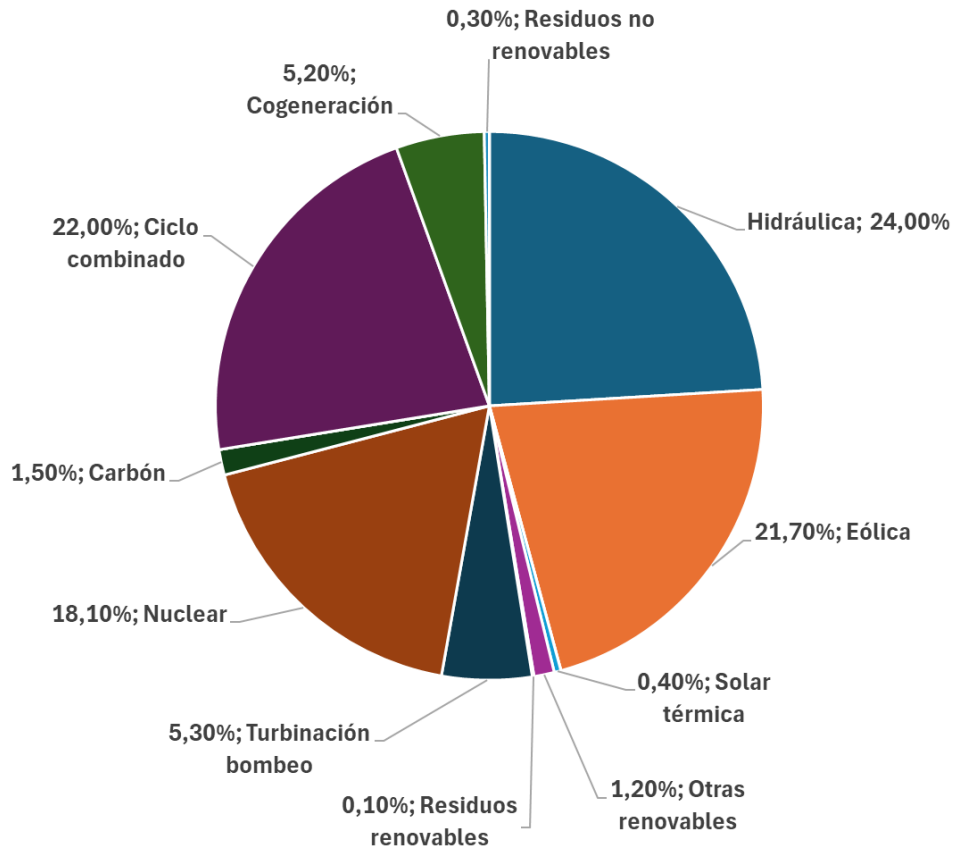
Cuadro 1. Parque generador peninsular a 31 de diciembre de 2023 y Balance de energía 2023

Tecnología	Potencia instalada (MW)	% Potencia inst/ Potencia total	Energía producida (GWh)	% Energía generada/ Energía total
Hidráulica	20.427	17,02%	30.464	12,04%
Nuclear	7.117	5,93%	54.276	21,44%
Carbón	3.223	2,68%	3.811	1,51%
Fuel/Gas	8	0,01%	0	0,00%
Ciclo combinado	24.562	20,46%	39.283	15,52%
Eólica	30.162	25,12%	61.243	24,20%
Solar fotovoltaica	25.104	20,91%	36.604	14,46%
Solar térmica	2.304	1,92%	4.694	1,85%
Otras renovables	1.087	0,91%	3.582	1,42%
Cogeneración	5.534	4,61%	17.251	6,82%
Residuos	519	0,43%	1.887	0,75%
Total	120.048	100,00%	253.095	100,00%

Fuente: REE

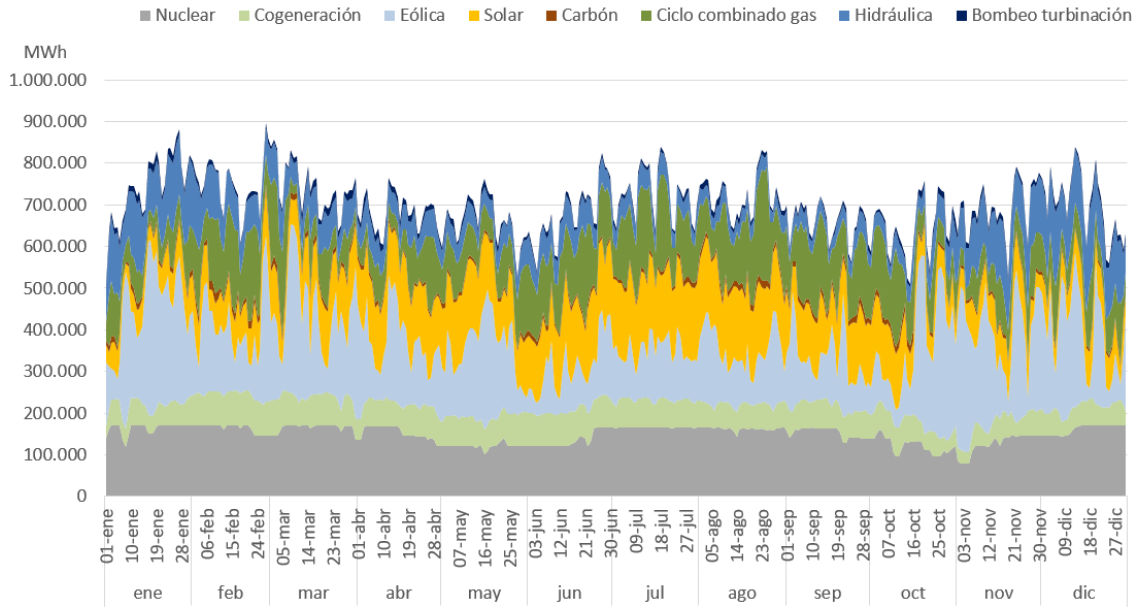
Nota: Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

**Gráfica 5. Cobertura de la demanda de potencia máxima horaria peninsular del año 2023
(H21 del 24 de enero)**



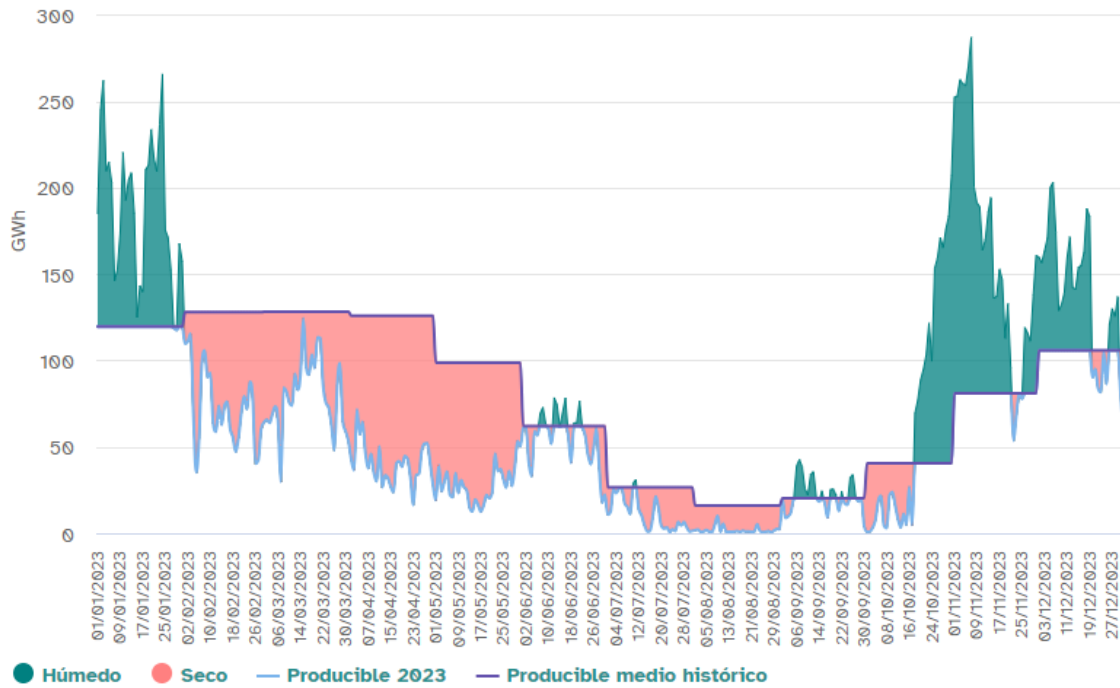
2.3. Producción eléctrica por tecnología

Gráfico 5. Producción por tecnología durante 2023 considerando todos los segmentos del mercado de producción



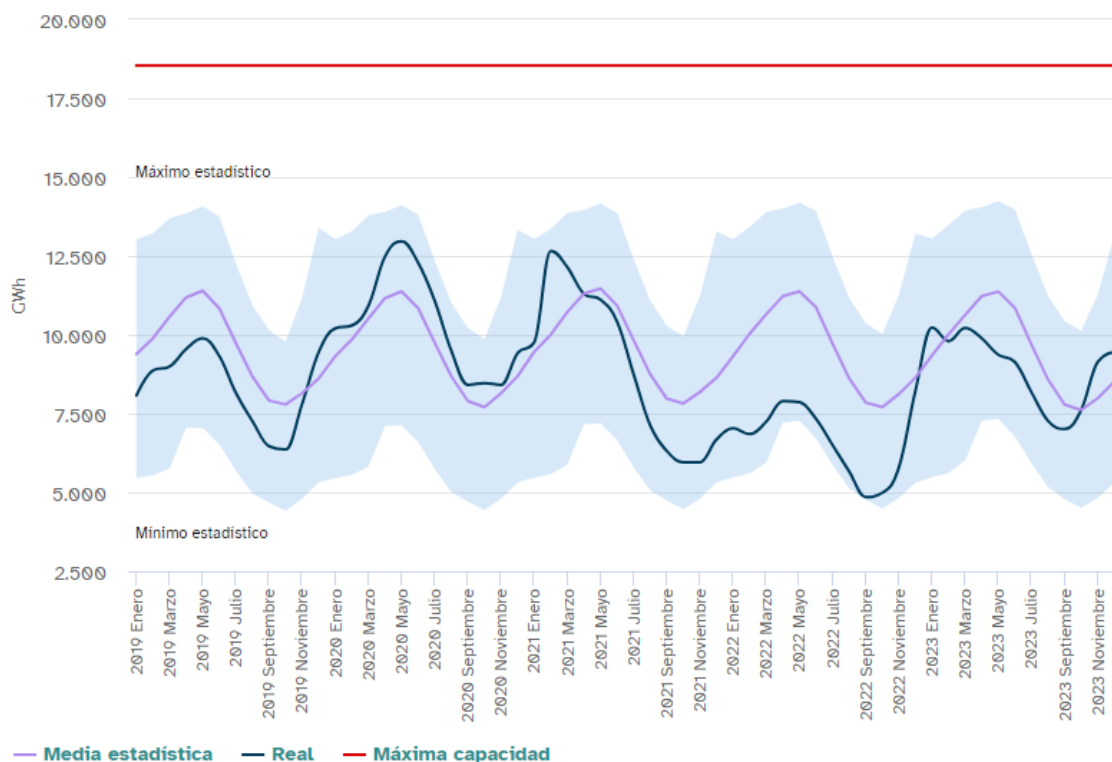
Fuente: CNMC

Gráfico 6. Energía producible hidráulica diaria durante 2023 y media histórica



Fuente: REE

Gráfico 7. Reservas hidroeléctricas del sistema eléctrico español



Fuente: REE

2.4. Evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado de contado

Los elementos que caracterizaron de forma destacable el mercado eléctrico durante 2022 fueron la volatilidad y el elevado precio de la electricidad, que superó los máximos históricos tanto de manera horaria como los promedios diario, mensual y anual. La evolución del precio del mercado eléctrico español durante el año 2023 se caracterizó por seguir registrando valores elevados con respecto a los años previos al comienzo de la crisis energética, pero también por un descenso acusado con respecto a los récords de precios, tanto horarios como los promedios diario, mensual y anual, anotados durante el año 2022. En particular, el precio medio final de la energía (considerando tanto el mercado diario e intradiario, como el sobrecoste correspondiente a los servicios de ajuste y los pagos por capacidad, incluido el sobrecoste del mecanismo de ajuste) que soportó la demanda peninsular en el mercado MIBEL-Zona española en 2023 (Cuadro 2 y 3) fue de 100,78 €/MWh (204,36 €/MWh en 2022).

El componente que motivó el descenso en el precio final anual fue el coste correspondiente al mercado diario, que pasó de 170,31 €/MWh en 2022 a 89,16 €/MWh en 2023 lo que a su vez impulsa una moderación en los precios del resto de los mercados intradiarios, ajustes, etc. No obstante, la mayor participación renovable en los programas del PDBF ha provocado una mayor necesidad de aplicación de los servicios de ajuste del sistema, y, por tanto, una subida de los precios de los servicios de ajuste por encima de la moderación comentada, resultando en incrementos de los precios tanto de los servicios de balance (+13,3%) como, sobre todo, el de las restricciones técnicas (+75,6%).

Por su parte, el mecanismo de ajuste, operativo desde mediados de junio de 2022, redujo casi en su totalidad su influencia, pues al reducirse los precios del gas natural a lo largo del año, no se alcanzaban los límites de precio marcados en el real decreto-ley. Con ello, se redujo el coste medio para la demanda de este mecanismo hasta los 0,20 €/MWh en 2023, tras el coste registrado de 26,52 €/MWh en 2022. En el gráfico 83 puede observarse la evolución del precio del mercado diario eléctrico MIBEL más el coste de financiación del mecanismo junto con el precio del mercado diario de otros mercados europeos, para corroborar la diferencia entre la aplicación el mecanismo entre los años 2022 y 2023.

Este contexto de los precios de la electricidad está marcado por la evolución de los precios de los combustibles utilizados como energía primaria para la producción eléctrica (Gráfico 15), así como por la evolución del precio de los derechos de emisión de CO₂. Ambas referencias de precios registraron valores muy elevados en 2022, que han ido reduciéndose de manera paulatina durante 2023, aunque aún reflejan valores por encima de los promedios de los años precedentes. Adicionalmente, hay que citar una mayor disponibilidad hidráulica en el año con respecto a 2022, así como el descenso de la generación del sistema eléctrico peninsular.

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, así como la principal reserva para los servicios de ajuste del sistema. Por tanto, el incremento o decremento del precio del gas se traslada directamente al precio del mercado eléctrico. La evolución del mercado diario español ha seguido la estela del mercado gasista, si bien, desde la entrada en vigor del mecanismo de ajuste en 2022, se produjo un desacople entre el mercado diario eléctrico MIBEL y el mercado gasista MIBGAS. Este desacople ha desaparecido prácticamente durante el año 2023 al descender el precio del gas natural por debajo de los límites de precio que marcaban la activación del mecanismo.

La evolución de los precios del mercado gasista puede observarse en el Gráfico 15 del informe. De dicha gráfica puede extraerse las conclusiones ya comentadas, donde los precios de los combustibles, especialmente las referencias de gas natural, tras la senda de precios alcistas registrada desde junio de 2021, y especialmente marcado por la invasión de Rusia a Ucrania en febrero de 2022 y la disminución del flujo de gas ruso a través de las principales líneas de abastecimiento a Europa, han ido moderando sus precios desde el inicio del año 2023. En el mercado europeo de referencia (TTF) los precios de gas se situaron generalmente por debajo de los 60 €/MWh, tras situarse su promedio de 2022 por encima de los 120 €/MWh (alcanzando un pico máximo de 320 €/MWh, el 26 de agosto 2022). El promedio del año 2023 se situó finalmente en los 44,64 €/MWh, con un máximo anual de 72,45 €/MWh en el día 10 de enero de 2023, registros muy por debajo de los del año precedente.

Por su parte, el mercado español siguió una tendencia análoga a la del mercado TTF, reduciendo sus precios a lo largo del año 2023. El precio máximo alcanzado en España en el mercado MIBGAS fue de 67,31 €/MWh, alcanzado en fecha 23 de enero de 2023 y su promedio fue de 42,39 €/MWh.

En este contexto de los mercados de gas, el precio medio diario en MIBEL-zona española (Gráfico 13) registró su máximo el día 21 de febrero de 2023 con un valor de 151,43 €/MWh. El máximo precio medio mensual, en el año 2023 se produjo también en el mes de febrero con 133,47 €/MWh. Cabe destacar que, en el resto de los meses excepto septiembre, el precio medio mensual se situó por debajo de los 100 €/MWh. Por último, los precios mínimos del mercado diario se registraron en la primera semana de noviembre durante un periodo de alta generación renovable, con un mínimo de 1,51 €/MWh registrado el sábado 4 de noviembre. Es destacable también que, en el contexto de menores precios que el año precedente, se produjeron 9 días en el año con precios inferiores a los 10 €/MWh, de los cuales 4 de ellos (17 de enero y 1,2 y 3 de noviembre) fueron días laborables.

Resulta relevante que esta situación de moderación de precios se haya producido a pesar del mantenimiento de precios muy elevados en el mercado de los derechos de emisión de CO₂ (gráfico 16), que incluso han incrementado ligeramente su promedio anual hasta los 83 €/tCO₂ (80,4 €/tCO₂ en 2022). Este panorama es consecuencia de la disminución de los derechos de emisión gratuitos disponibles en el mercado año a año.

Al igual que el precio del mercado diario, el precio medio aritmético del mercado intradiario de subastas en zona española en 2023 (Gráfico 19) registró un

descenso significativo con respecto a 2022, hasta situarse en 86,09 €/MWh (164,96 €/MWh en 2022), ligeramente inferior al precio medio aritmético del mercado diario en zona española (87,10 €/MWh). Por otra parte, el precio medio ponderado del mercado intradiario continuo (Gráfico 20) en zona española fue de 87,17 €/MWh, es decir, en registros similares a los de los mercados diarios e intradiario de subastas. El mercado continuo se caracterizó por la significativa diferencia entre el precio máximo y mínimo de negociación, sobre todo en el segundo semestre del año. En conjunto, el sobrecoste para la demanda por su participación en el mercado intradiario resultó de -0,1 €/MWh (Cuadro 2).

Por último, el sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema, incluyendo la resolución de restricciones técnicas, que soporta la demanda, aumentó en gran medida debido al aumento de precio de estos hasta los 11,27 €/MWh (7,69 €/MWh en 2021), arrastrado por el elevado incremento del precio de las restricciones técnicas hasta los 8,24€/MWh, lo que supone un incremento del 75,56% con respecto a 2022. Particularmente relevante es el incremento del sobrecoste de las restricciones al PDBF, que aumenta un 92,16% con respecto a 2022. Por otra parte, destacan los descensos de los costes de la energía de regulación secundaria y de la regulación terciaria (Cuadro 6) en un 21,5% y 20% respectivamente.

Con respecto a otros costes, en 2023 se redujo de manera notable el coste del mecanismo de pagos por capacidad que soporta la demanda (Cuadro 4), pasando de 82,93 millones de euros en 2022 a 58,23 millones de euros en 2023, en línea con la senda prevista, en la medida que las centrales van finalizando 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 2023, por lo que el coste por este concepto fue nulo.

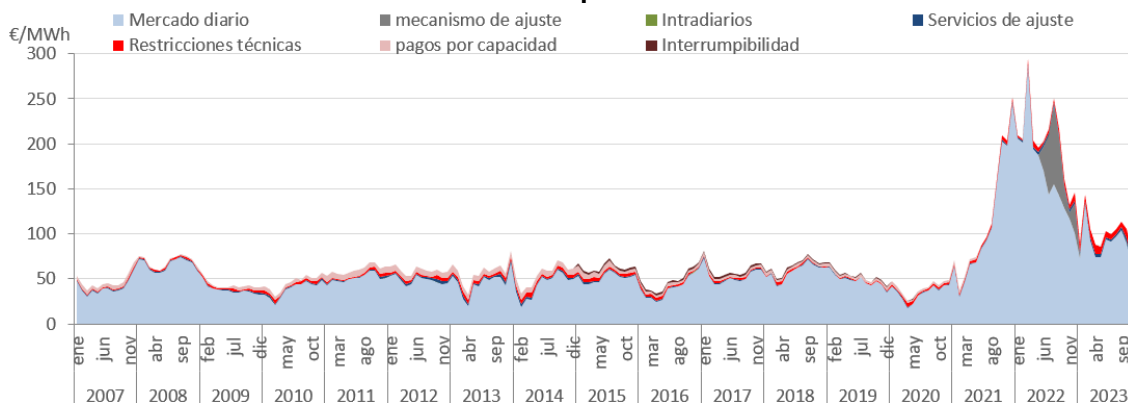
El volumen total negociado en los mercados a plazo en 2023 fue de 113,5 TWh¹⁹, un 12,1% mayor respecto al del año anterior, volviendo a la senda creciente del volumen negociado iniciada en 2017. El descenso en los precios del mercado mayorista de electricidad ha contribuido a retomar la senda creciente de liquidez de los mercados a plazo. Así, el volumen negociado representó prácticamente la mitad (49,45%) de la demanda eléctrica peninsular mientras que en 2022 fue un 42,3% y un 96% en 2021. Los precios medios de los contratos a plazo que se

¹⁹ Boletín anual de mercados a plazo de energía eléctrica en España (Balance 2023) IS/DE/003/23, Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. (<https://www.cnmc.es/expedientes/isde00323>)

negociaron en 2023 (Gráfico 43 y 44), ascendió a 132,95 €/MWh para el producto mensual (con precios más altos en los primeros meses del año y estabilizados en los últimos), 141,17 €/MWh para el trimestral (con tendencia opuesta, registrándose mayores precios en los últimos meses del año) y 90,42 €/MWh para el anual.

Finalmente, es importante destacar un parámetro fundamental para analizar el impacto de la incorporación de nueva potencia de instalaciones renovables en sus propios ingresos, el denominado apuntamiento tecnológico, es decir, el porcentaje de los ingresos de una determinada tecnología en el mercado diario con respecto al precio medio aritmético de dicho mercado. A este respecto, y en el caso de la tecnología solar fotovoltaica, (Gráfico 74) se observó cómo el apuntamiento que venía situándose en el entorno de 1 hasta 2020, a partir de 2021, donde se registró un promedio anual de 0,96) el apuntamiento empezó a reducirse muy significativamente en 2022, alcanzando valores históricamente bajos en los primeros meses de 2023, con un valor de 0,63 en el mes de abril de 2023. En consecuencia, el apuntamiento de la fotovoltaica en 2023 ha vuelto a descender hasta un valor de 0,83 (0,91 en 2022). Esta situación se debe al fuerte incremento de instalaciones y la disminución del precio en las horas diurnas donde genera la tecnología solar. Para el caso de la eólica, si bien su perfil mensual sufre grandes variaciones, ha mantenido un perfil constante a lo largo de los años con valores de apuntamiento en el entorno de los 0,95; no obstante, en 2023 ha registrado un valor algo inferior de 0,91, con un valor mensual históricamente bajo en el mes de octubre (0,78).

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



Fuente: CNMC

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

Años	Mercado diario	Intradiarios	Mercados de balance	Restricciones técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Mecanismo de ajuste	Total (precios nomin.)	Total (precios reales)
2007	41,08	0,00	0,94	1,34	3,90	0,00	0,00	47,26	61,76
2008	65,91	0,00	0,94	1,66	1,07	0,00	0,00	69,57	87,33
2009	38,17	-0,02	0,85	1,85	2,49	0,00	0,00	43,33	54,55
2010	38,46	-0,02	1,21	2,55	3,49	0,00	0,00	45,68	56,51
2011	50,97	-0,06	1,12	2,09	6,10	0,00	0,00	60,22	72,17
2012	48,84	-0,04	2,04	2,58	6,09	0,00	0,00	59,52	69,62
2013	46,23	-0,06	2,30	3,29	6,04	0,00	0,00	57,80	66,66
2014	43,46	-0,04	1,93	3,76	5,93	0,00	0,00	55,05	63,58
2015	51,67	0,00	1,29	2,98	5,02	1,89	0,00	62,85	72,95
2016	40,63	0,00	0,91	2,19	2,76	1,93	0,00	48,42	56,32
2017	53,41	0,00	0,82	1,54	2,72	2,06	0,00	60,55	69,07
2018	58,12	-0,03	0,80	1,53	2,70	1,23	0,00	64,35	72,18
2019	48,58	-0,02	0,45	1,00	2,64	0,74	0,00	53,41	59,49
2020	35,21	-0,02	0,42	2,12	2,65	0,02	0,00	40,40	45,15
2021	113,08	-0,02	1,26	3,00	1,31	0,00	0,00	118,62	128,58
2022	170,31	-0,20	2,67	4,70	0,32	0,00	26,55	204,36	221,07
2023	89,16	-0,10	3,03	8,24	0,24	0,00	0,20	100,78	100,78

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 al año 2023 para facilitar la comparación, se obtienen aplicando la inflación sobre los precios totales nominales, que resultaron en el momento de la negociación. Al igual que en 2022, se ha incluido el mecanismo de ajuste del RD-Ley 10/2022 al estar en vigor durante todo el año 2023.

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

Años	Mercado diario	Intradiarios	Mercados de balance	Restricción es técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Mecanismo de ajuste	Total
2007	10.527	0,64	240	344	999	0	0	12.111
2008	17.428	0,02	250	439	282	0	0	18.399
2009	9.568	-4,68	212	465	624	0	0	10.864
2010	9.989	-5,84	314	662	906	0	0	11.865
2011	12.898	-14,96	284	529	1.543	0	0	15.239
2012	12.149	-10,57	508	642	1.516	0	0	14.804
2013	11.125	-13,98	553	791	1.454	0	0	13.909
2014	10.387	-8,56	462	898	1.417	0	0	13.155
2015	12.776	-0,47	320	736	1.241	468	0	15.541
2016	10.146	-1,00	228	547	688	483	0	12.090
2017	13.487	0,00	208	390	686	520	0	15.290
2018	14.738	-7,00	203	388	684	311	0	16.317
2019	12.110	-5,00	113	250	659	185	0	13.312
2020	8.337	-4,00	100	503	626	4	0	9.566
2021	27.411	-5,00	306	726	316	0	0	28.754
2022	40.102	-47,00	630	1.106	76	0	6.251	48.117
2023	20.465	-23,00	696	1.892	55	0	47	23.131

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. Al igual que en 2022, se ha incluido el mecanismo de ajuste del RD-Ley 10/2022 al estar en vigor durante todo el año 2023. Si bien este coste se calcula para toda la demanda peninsular, las cantidades correspondientes a dicho ajuste fueron financiadas únicamente por aquellos consumidores que se beneficiaron del impacto en el precio del referido mecanismo,

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	88,68		8,78		0,00			1,85		99,31
2022	72,30		8,78		0,00			1,85		82,93
2023	47,60		8,78		0,00			1,85		58,23

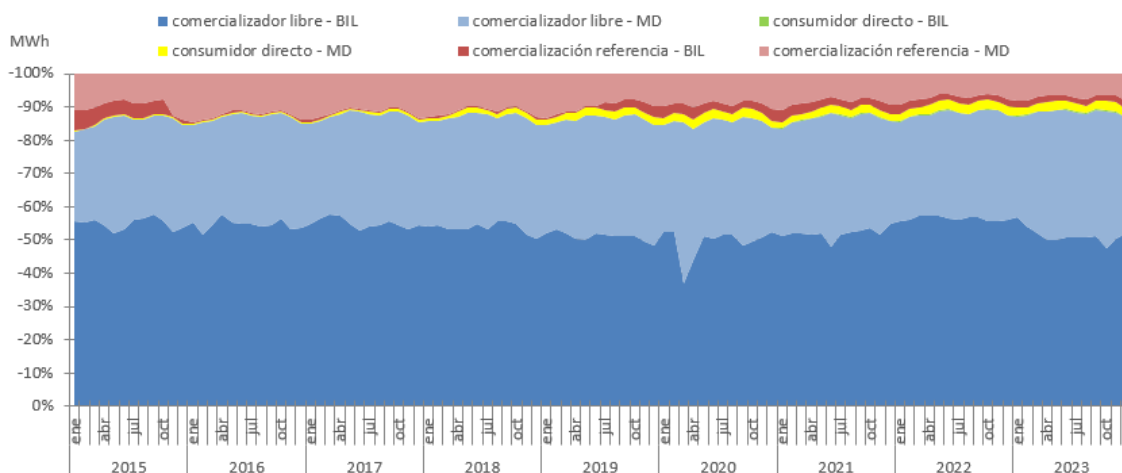
Fuente: CNMC

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. Mercado diario y contratación bilateral

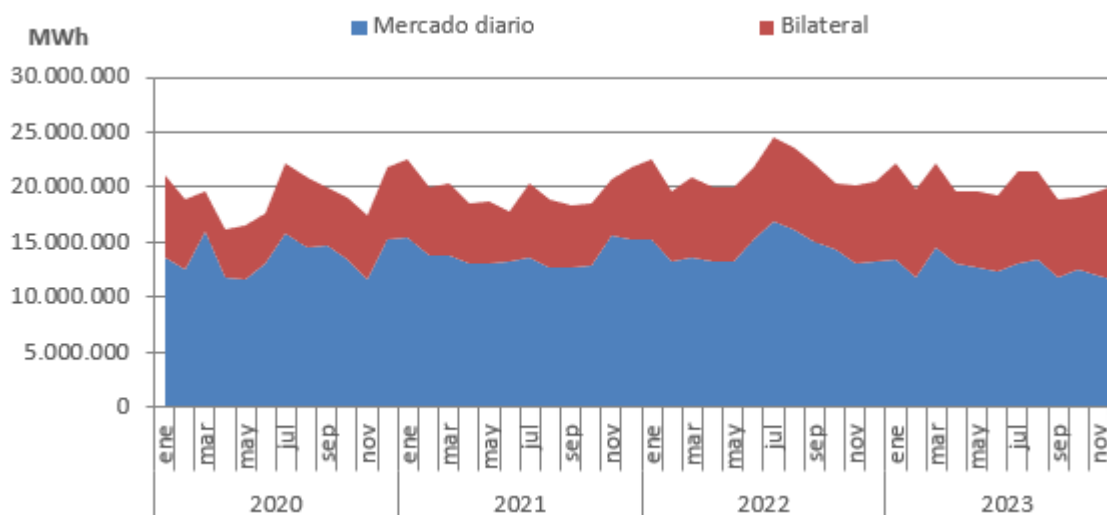
2.5.1. Evolución del PDBF

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

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



Fuente: CNMC

2.5.2. Mix de generación despachado en PDBF

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%
Total 2020		24%	14%	2%	27%	3%	9%	10%	1%	49%	0%	0%	10%	100%
Total 2021		23%	14%	1%	28%	2%	11%	11%	1%	53%	1%	0%	8%	100%
2022	ene	23%	12%	1%	25%	2%	8%	7%	1%	43%	3%	0%	18%	100%
	feb	24%	13%	1%	25%	2%	10%	5%	1%	42%	3%	0%	16%	100%
	mar	23%	13%	1%	32%	2%	8%	6%	1%	49%	3%	0%	10%	100%
	abr	23%	12%	1%	30%	3%	15%	7%	1%	55%	3%	0%	6%	100%
	may	20%	12%	1%	26%	2%	20%	7%	1%	57%	1%	0%	8%	100%
	jun	21%	9%	1%	18%	2%	19%	4%	0%	42%	3%	0%	23%	100%
	jul	21%	7%	1%	19%	1%	18%	3%	0%	41%	4%	0%	27%	100%
	ago	22%	6%	1%	17%	1%	17%	3%	1%	40%	4%	0%	29%	100%
	sep	22%	6%	1%	20%	1%	14%	5%	1%	41%	3%	0%	28%	100%
	oct	20%	8%	1%	26%	1%	12%	3%	1%	43%	2%	0%	26%	100%
	nov	21%	10%	1%	35%	2%	9%	5%	1%	51%	1%	0%	16%	100%
	dic	25%	8%	1%	30%	3%	6%	12%	2%	52%	3%	0%	10%	100%
Total 2022		22%	10%	1%	25%	2%	13%	5%	1%	46%	3%	0%	18%	100%
2023	ene	23%	8%	1%	36%	3%	9%	16%	2%	66%	0%	0%	2%	100%
	feb	23%	11%	1%	26%	2%	13%	12%	1%	54%	1%	0%	10%	100%
	mar	23%	10%	1%	33%	2%	16%	8%	2%	61%	0%	0%	5%	100%
	abr	23%	10%	1%	29%	2%	23%	7%	2%	62%	0%	0%	3%	100%
	may	19%	10%	1%	31%	2%	23%	6%	2%	64%	0%	0%	5%	100%
	jun	21%	11%	1%	19%	2%	25%	8%	1%	54%	0%	0%	12%	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.					
	jul	24%	9%	1%	20%	1%	27%	5%	1%	54%	0%	0%	12%	100%
	ago	24%	8%	1%	23%	1%	25%	4%	1%	55%	0%	0%	12%	100%
	sep	25%	10%	1%	21%	1%	22%	5%	2%	51%	0%	0%	13%	100%
	oct	21%	9%	1%	34%	2%	17%	6%	2%	61%	0%	0%	7%	100%
	nov	20%	7%	1%	38%	3%	13%	16%	2%	71%	0%	0%	1%	100%
	dic	25%	8%	1%	31%	3%	12%	17%	2%	65%	0%	0%	2%	100%
Total 2023		23%	9%	1%	28%	2%	19%	9%	2%	60%	0%	0%	7%	100%

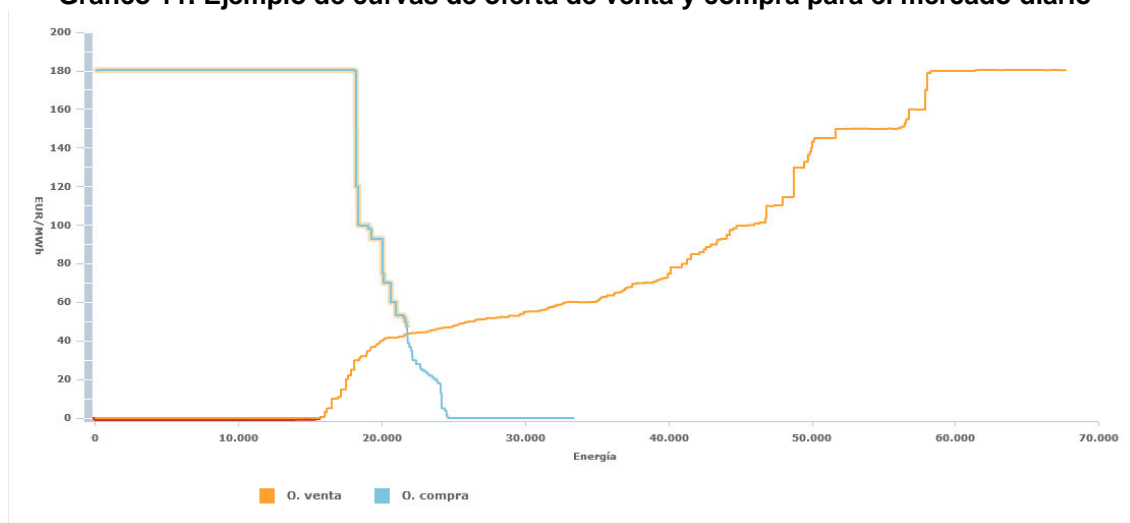
Fuente: CNMC

2.5.3. Precio del Mercado diario

Dado el elevado peso que tiene el precio del mercado diario en el precio final de la electricidad, se exponen en este apartado los fundamentales de dicho mercado y se lleva a cabo un análisis específico de la evolución del segmento y la formación del precio asociado.

El mercado diario, al igual que otros segmentos de mercado, es de tipo marginalista, es decir, el precio único al que se retribuye la energía programada en una hora lo determina la última oferta que ha tenido que ser asignada. El orden de mérito de las ofertas de venta de generación es ascendente, es decir, las ofertas van siendo asignadas en orden de precio de venta creciente hasta alcanzar la curva de la demanda. La demanda, por el contrario, presenta un orden de mérito descendente, es decir, se satisface primero la demanda que está dispuesta a pagar más por la energía y se sigue asignando compra en orden de precio de descendente, hasta que la curva se cruza con la de la generación.

Gráfico 11. Ejemplo de curvas de oferta de venta y compra para el mercado diario



Fuente: OMIE

Aunque la demanda del mercado diario presenta cierta flexibilidad, ya que siempre queda un volumen de demanda sin cubrir que no está dispuesta a pagar el precio de casación, el precio suele ser determinado por la generación, cuyo grado de flexibilidad frente al precio es mucho más elevado. La curva ascendente de la oferta de generación se compone en la base de las tecnologías precio-aceptantes, es decir, aquellas que están dispuestas a producir casi a cualquier precio, bien por ser fluyentes, esto es, que de no aprovechar el recurso de energía primera ésta se perdería (eólica, solar, hidráulica), bien por tener dificultades técnicas para variar la carga de producción (nuclear, la mayor parte de la cogeneración). A continuación, se encuentran las distintas tecnologías térmicas, en rampa ascendente en función del coste variable de producción de cada instalación. Dicho coste variable se compone, a grandes rasgos, por: el coste de adquisición y transporte del combustible, el rendimiento de la instalación, el coste variable de mantenimiento y el de los derechos de emisión de CO₂. Adicionalmente, en función de la situación inicial de la instalación, se tendrá que considerar también el coste de arranque. Por último, las tecnologías que ofertan sobre la base de un coste de oportunidad o de la tecnología a la que sustituyen (hidráulica de embalse, bombeo u otro tipo de almacenamiento).

Por tanto, los factores más relevantes para la formación del precio del mercado diario son en un momento dado: la demanda, el volumen de oferta precio-aceptante y el coste variable de la tecnología marginal (la última unidad de generación que es necesario casar para cubrir la demanda es la que determina

el precio). Estos factores se ven a su vez determinados por el contexto socioeconómico del momento, la climatología y la disponibilidad y coste de los combustibles primarios.

En términos socioeconómicos, el año 2023 se caracterizó por una importante moderación de los precios energéticos tras el clima inflacionista iniciado en el verano de 2021 a consecuencia del repunte de la actividad económica tras la crisis del COVID-19, el cual se acentuó por la invasión de Rusia a Ucrania en febrero de 2022 y la consecuente disminución de disponibilidad de gas ruso. No obstante, y aun habiendo descendido los precios en gran medida a lo largo de 2023, los valores registrados siguen siendo elevados en comparación con los precios que existían de manera previa al inicio de la crisis. Estos precios elevados se reflejan en los datos de inflación anotados durante 2023, que aun siendo inferiores a los del año 2022, siguen manifestando la existencia de un contexto macroeconómico complicado. De hecho, España cerró 2023 con una inflación media del 3,1 %, sustancialmente inferior al dato del año precedente (8,4% en 2022), pero situándose aún por encima de datos históricos. Por su parte, el crecimiento del PIB español de 2023 anotó una cifra inferior (2,5%).

En cuanto a la disponibilidad de generación precio-aceptante, en 2023 se registró una cuota del 54,71% de producción con tecnologías renovables, considerablemente superior a la del año anterior, del 45%, y marcando el registro histórico más alto de participación renovable en el mix de generación. Consecuentemente, la producción real renovable se incrementó en su conjunto en un 15,4%, principalmente por el crecimiento del parque fotovoltaico, cuya generación creció ampliamente con respecto al año 2022, un 34,17%. El despacho de la generación renovable se produce en distintos segmentos de mercado. Su crecimiento afecta en mayor medida al mercado diario, ya que se trata de tecnologías precio-aceptantes y de gestionabilidad moderada. En efecto, destaca el incremento de su programación en el PDBF (mercado diario más contratación bilateral), donde la cuota de renovables creció hasta el 59,9% frente al 46% registrado en 2022.

Uno de los factores determinantes para la producción renovable y, en particular, para la hidroeléctrica, son las condiciones climatológicas. 2023 tuvo un valor de precipitación media sobre la España peninsular de 536,6 mm (año hidráulico octubre-septiembre), valor que representa el 84 % del valor normal en el periodo de referencia 1991-2020 siendo 2023 seco en las estaciones de invierno y primavera. Sin embargo, 2023 anotó un verano y un otoño ligeramente húmedos con respecto a la serie histórica, destacando el mes de junio, el cual se trató del cuarto mes de junio más húmedo desde el comienzo de la serie. Todo ello derivó

en un ascenso de la producción hidráulica en un 40,81% con respecto al año 2022, con la cuota de la generación hidroeléctrica situándose en el 12,04% del total (un 3,4% más que en 2022 pero aun inferior en un 1% con respecto a 2021).

Adicionalmente, y en lo que respecta a otra generación renovable, incrementaron fuertemente su producción la tecnología solar fotovoltaica (14,4% del total, un 34,17% más que en 2022) y la eólica (24,2% de cuota, subida del 2,45% con respecto a 2022), situándose esta última como la principal tecnología generadora del mix nacional en 2023. Por todo ello, el hueco térmico se redujo notablemente hasta representar el 13,5% de la energía anual (26% en 2022), motivado por la reducción de 7 puntos porcentuales de la cuota de producción de los ciclos combinados en 2023, pasando de ser la primera tecnología productora en 2022 a solo la tercera en 2023 (tras la eólica y la nuclear).

En ese contexto, el precio del mercado diario eléctrico ha registrado en 2023 un valor promedio anual de 87,10 €/MWh, esto es, un 48% inferior al de 2022 (167,5 €/MWh) y también un 22% inferior al de 2021 (111,93 €/MWh). Entre las causas del descenso del precio en 2023 en el mercado diario, hay que citar principalmente el aumento de la producción renovable y el descenso de la programación de ciclos combinados, así como el descenso tanto de la demanda como de la generación eléctrica²⁰. Así mismo, el descenso de precio ha sido favorecido por la moderación de precios en otros mercados energéticos en los que se negocian combustibles utilizados para la producción eléctrica: gas natural, carbón y/o fuel-gas. Estos mercados iniciaron una escalada meteórica desde el último trimestre de 2021, alcanzando cotas nunca vistas antes del comienzo de la guerra de Ucrania en febrero-marzo de 2022, con récords de precios del mercado MIBEL en el primer trimestre de 2022 (8 de marzo de 2022 en 551,51 €/MWh).

Desde entonces, y sobre todo desde el inicio del año 2023, los precios del mercado diario, aun manteniéndose en registros elevados, se han reducido progresivamente desde las anotaciones históricas de 2022. Así, a lo largo de 2023 el mayor promedio mensual de precio en MIBEL se registró en el mes de febrero con 133,47 €/MWh, precio inferior al promedio anual del año anterior. Por su parte, el menor promedio mensual se produjo en el mes de noviembre (63,45

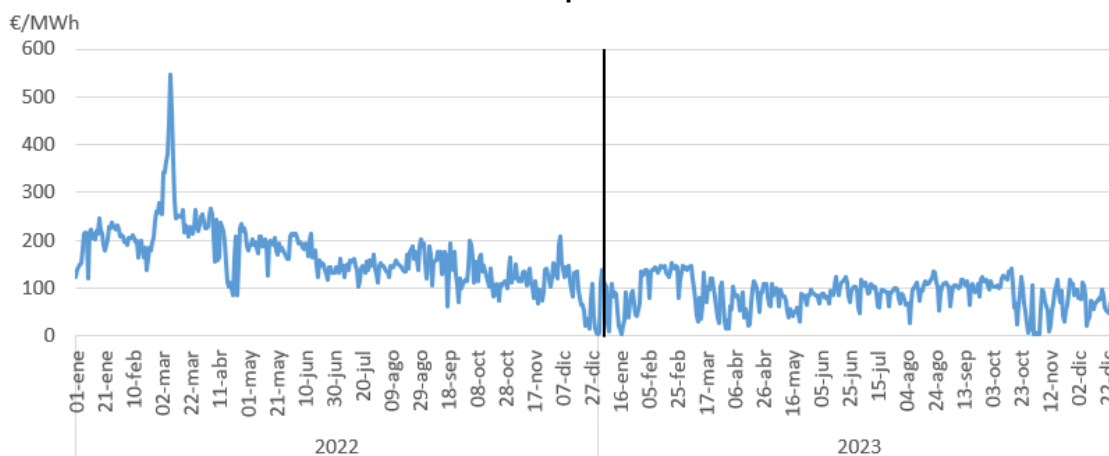
²⁰ Téngase en cuenta que ambas variables no están totalmente relacionadas, ya que el volumen de generación se ve influenciado por los flujos transfronterizos y, por tanto, podría incrementarse, arrastrando el precio al alza, aunque descienda la demanda.

€/MWh), mes donde se anotaron los precios mínimos diarios del año (1,5 €/MWh el sábado 4 de noviembre). En general, y con la excepción de febrero, los mayores precios del año 2023 se produjeron durante la época estival (junio-septiembre) y fueron menores en los últimos meses del año, principalmente noviembre y diciembre. El bajo precio de dichos meses estuvo caracterizado por cuotas de generación renovable elevadas (61,8% en noviembre y 55,7% en diciembre), en comparación con una mayor relevancia de la tecnología de los ciclos combinados, y, por ende, del combustible gas natural, en los meses de verano, donde se convierten en la tecnología marginal en un porcentaje elevado de las horas (21,7% cuota ciclos, 43,3% cuota renovable en septiembre). En estos meses, el precio del gas se traslada más directamente al precio del mercado eléctrico, y, si bien el precio del gas natural era ya bastante inferior a los picos de 2022, aún se mantenía en valores elevados (37,04 €/MWh e septiembre en MIBGAS).

Por tanto, se puede considerar que la evolución del mercado diario español siguió la estela del mercado gasista solo en los meses estivales, y de manera parcial, mientras que el aumento de la participación renovables provocó el desacoplamiento de dichos precios el resto de los meses, descendiendo consecuentemente el precio del mercado mayorista en esos periodos.

Finalmente, cabe destacar que el mecanismo de ajuste aprobado en 2022 y en aplicación desde junio de 2022, fue prorrogado durante 2023, pero su aplicabilidad se redujo a la mínima expresión desde los primeros meses del año debido al descenso del precio del gas natural por debajo de los límites aplicados en el correspondiente Real decreto-ley 10/2022. Con todo ello, y ya sin aplicación del mecanismo de ajuste, el precio del mercado spot en MIBEL ha anotado valores generalmente inferiores a los del resto de países europeos, y fundamentalmente de los centroeuropeos (Gráfico 88).

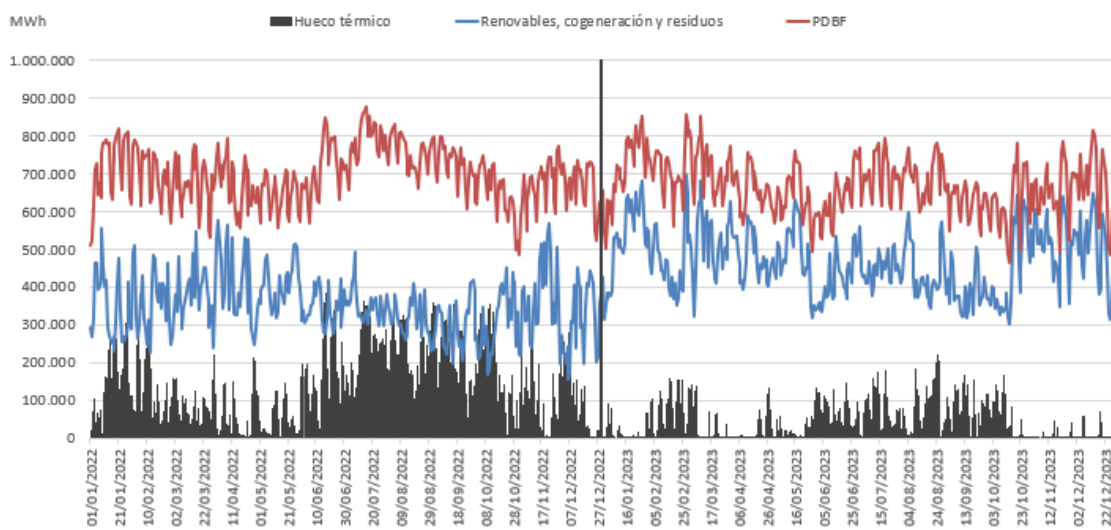
Gráfico 12. Evolución del precio del mercado diario



Fuente: CNMC

Nota: El mecanismo de ajuste entró en vigor el 16 de junio de 2022 y tuvo un fuerte impacto en el precio del mercado diario

Gráfico 13. 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)



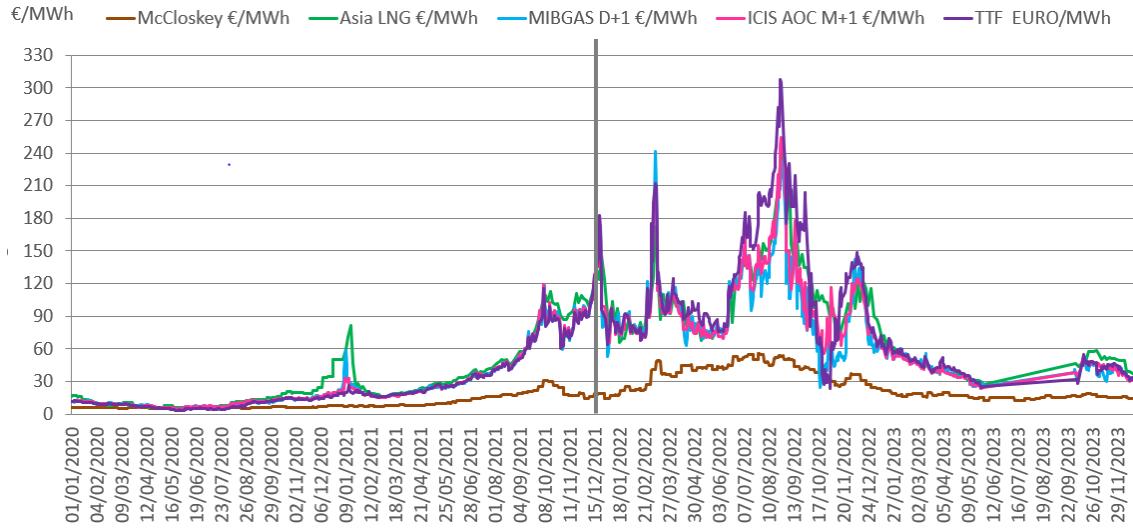
Fuente: CNMC

En los mercados de gas, tanto en Europa como en España, a lo largo de 2023, los precios retrocedieron en gran medida desde finales de 2022, sufriendo un descenso paulatino durante el primer semestre del año 2023 para estabilizarse en el rango de precio entre los 35-45 €/MWh el resto del año.

En el caso del mercado spot de Europa, hubo bastante paridad de precios. El precio promedio anual del producto diario TTF se situó en 2023, con un precio medio de 44,64 €/MWh, aún muy por encima de los bajos precios de la época COVID (9,34 €/MWh año 2020), pero al mismo tiempo muy inferior al precio promedio del año 2022 (122,74 €/MWh). El valor máximo observado fue de 72,45 €/MWh, registrado el 10 de enero de 2023. En cuanto a MIBGASse produjo un retroceso de precios, hasta registrar un precio medio de 42,39 €/MWh inferior a TTF y un máximo, también alcanzado a principios de año, de 67,31 €/MWh (23 de enero de 2023). Como se observa en la gráfica 15, el comportamiento de casi todos los hubs europeos fue prácticamente análogo, mientras que la referencia del precio del gas licuado asiático se separa hacia precios ligeramente superiores en el segundo semestre del año.

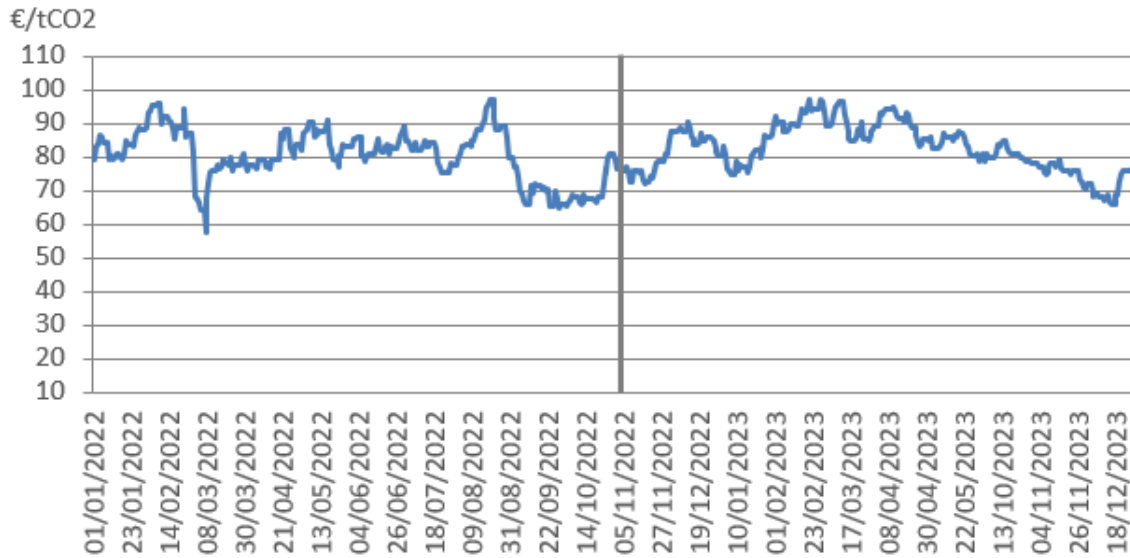
Una tendencia similar ha podido observarse en los índices de precio del carbón, que durante 2023 ha registrado valores inferiores a los de 2022, aunque aún permanece en cifras superiores a los anotados antes del inicio de la crisis de precios. Así, el descenso de precios se produjo fundamentalmente en el primer mes del año 2023, para mantenerse en términos similares el resto del año, hasta registrar un promedio de precio de 16,64 €/MWh (McCloskey), claramente inferior al promedio de 2022 (38,53 €/MWh), con el máximo de cotización diaria en 2023 alcanzándose el día 3 de enero de 2023 (24,65 €/MWh). En cuanto a su participación en el mix de generación, durante 2023 el carbón anotó una cuota del 1,51%, reduciéndose su participación a la mitad con respecto a su contribución en 2022 (3%). El motivo de este descenso fue la reducción del hueco térmico, así como al proceso continuado durante los últimos años de cierre de instalaciones con motivo de la transición energética, que ha mermado la disponibilidad de esta tecnología en todo el continente europeo.

Gráfico 14. Evolución del precio del gas natural y del carbón según referencias internacionales (€/MWh PCS)



En cuanto a las emisiones de CO₂, que representan un coste adicional para las centrales térmicas, en 2023 el precio de estas, en media anual, se incrementó levemente hasta los 82,82 €/t, un 2,9% más que en 2022 (80,44 €/t) y un 242,8% mayor que el de 2020 (24,16 €/t). El precio estuvo marcado por los altos precios, en el entorno de los 100 €/t en los primeros meses del año. Se produce un descenso del precio, principalmente a partir del segundo trimestre, hasta acabar el año en precios en el entorno de los 70 €/t. El incremento de precio, en general, se produce como consecuencia de la disminución de los derechos de emisión gratuitos disponibles en el mercado año a año.

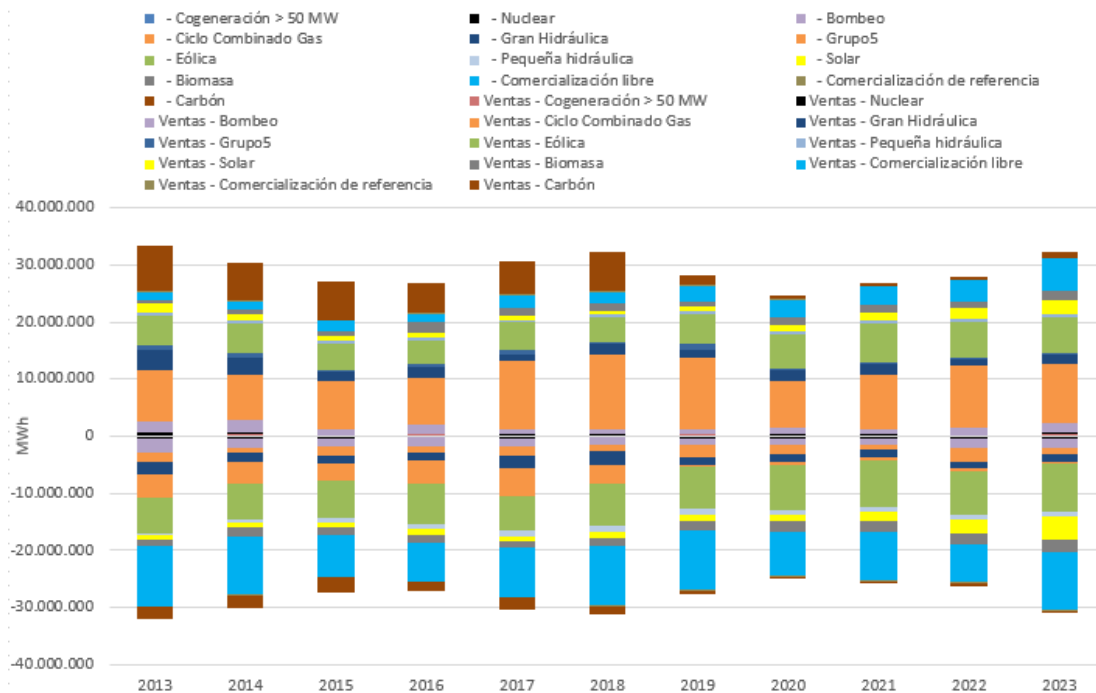
Gráfico 15. Evolución del precio de las emisiones de CO2



Fuente: CNMC

2.6. Mercados intradiarios

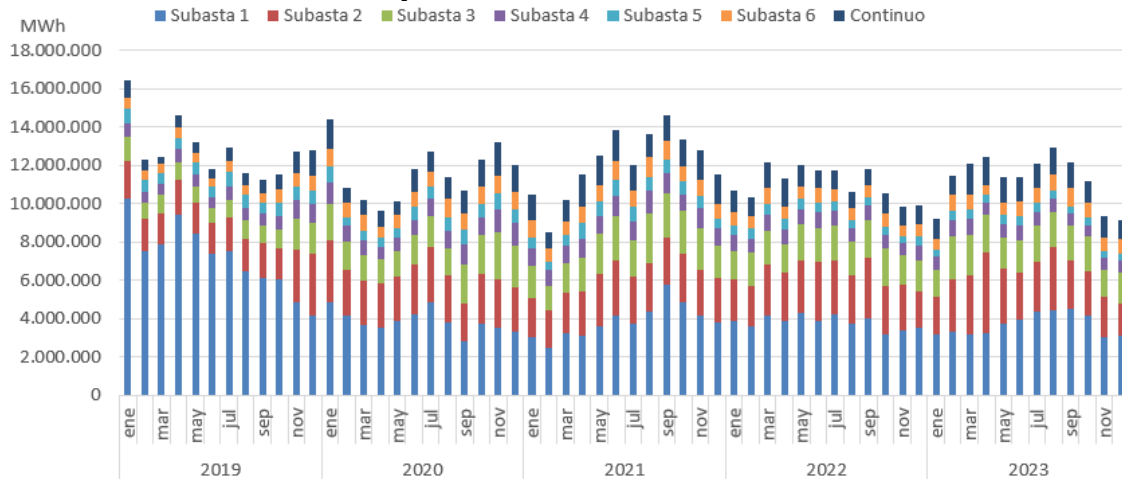
Gráfico 16. Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo)



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.

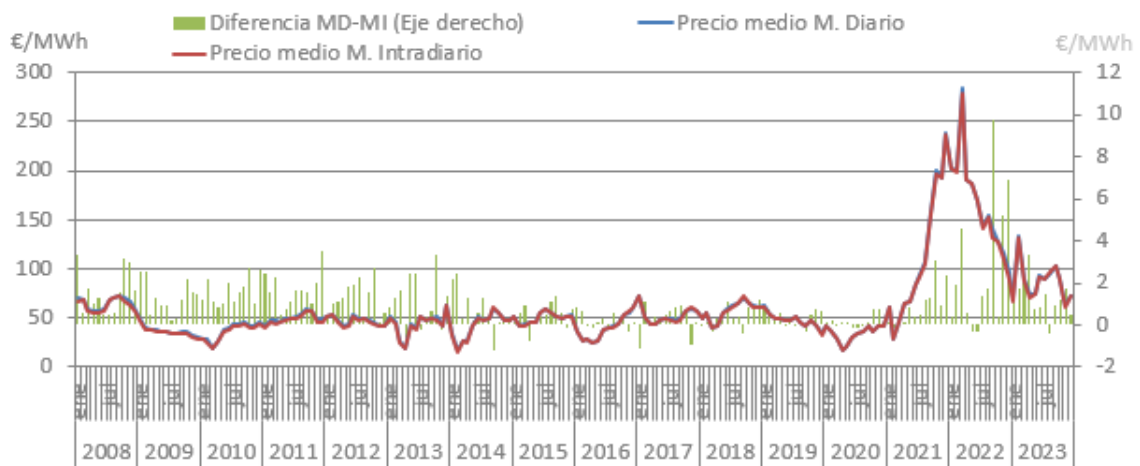
Gráfico 17. Volumen mensual de ventas de energía en las subastas del mercado intradiario y en el mercado intradiario continuo



Fuente: CNMC

2.6.1. Mercado intradiario de subastas

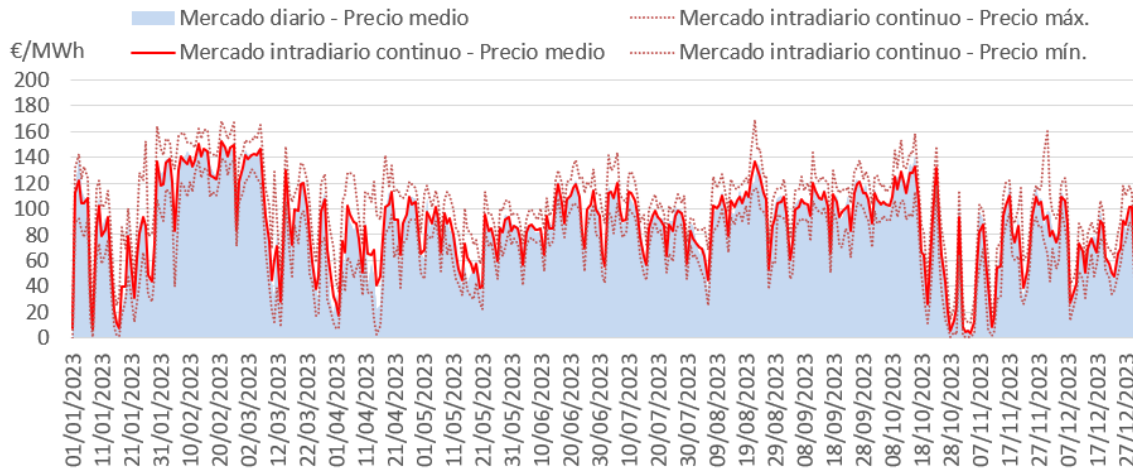
Gráfico 18. Evolución anual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario de subastas



Fuente: CNMC

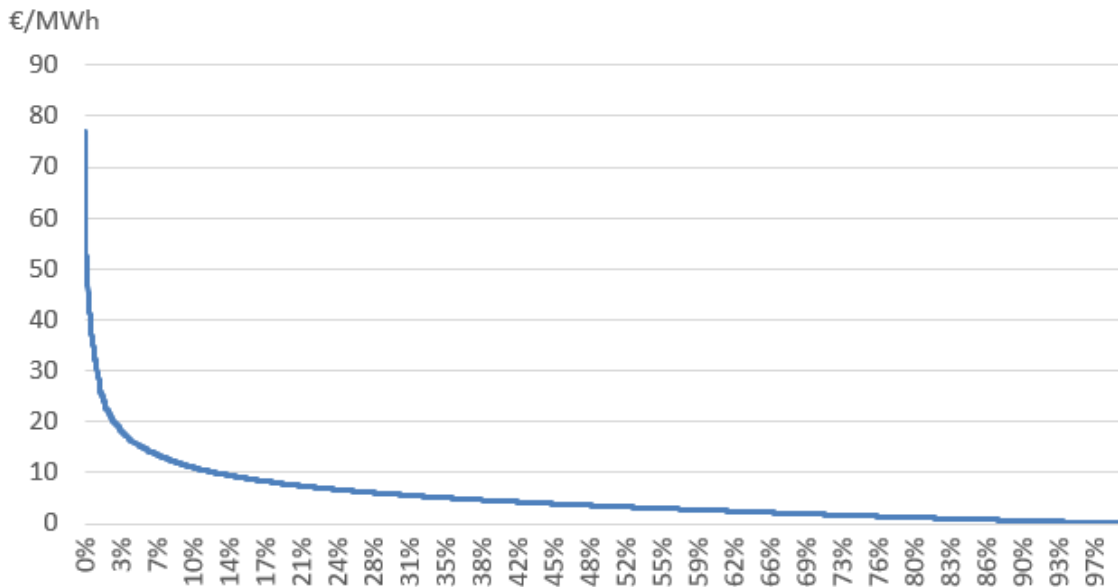
2.6.2. Mercado intradiario continuo

Gráfico 19. Evolución del precio máximo, mínimo y medio diario del mercado intradiario continuo en 2023 frente al del mercado diario



Fuente: CNMC

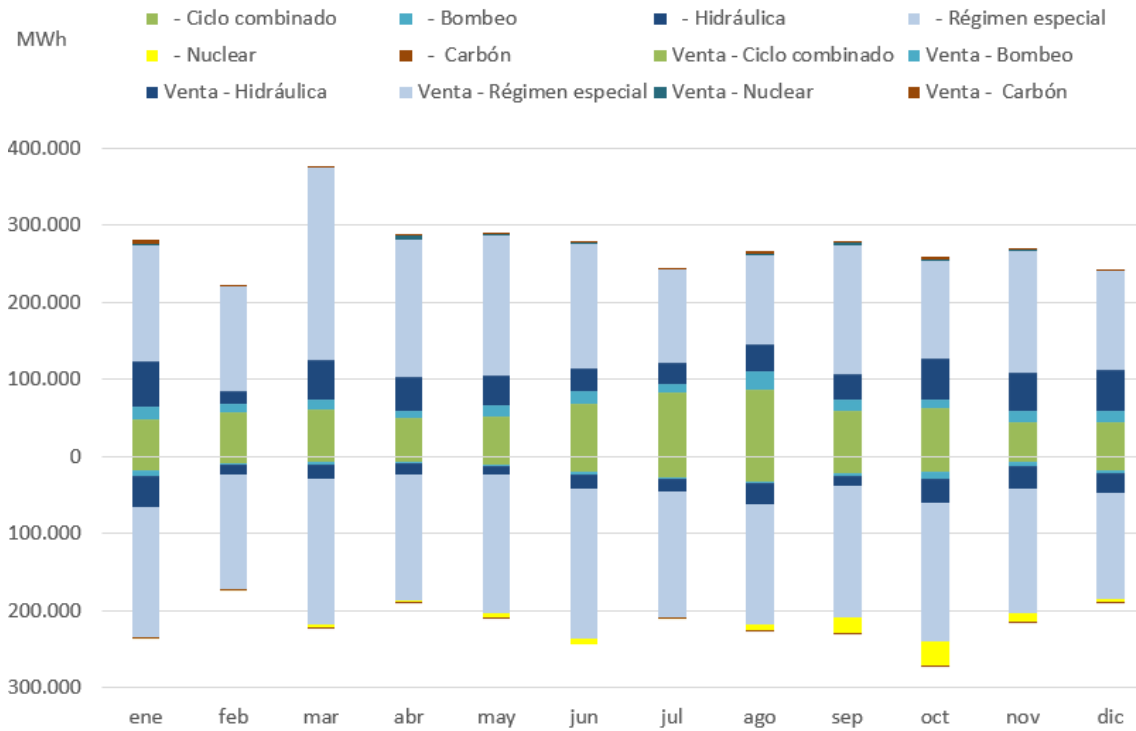
Gráfico 20. Distribución acumulada de las diferencias entre el precio del mercado intradiario de subastas y el precio medio horario del mercado intradiario continuo. Año 2023



Fuente: CNMC

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

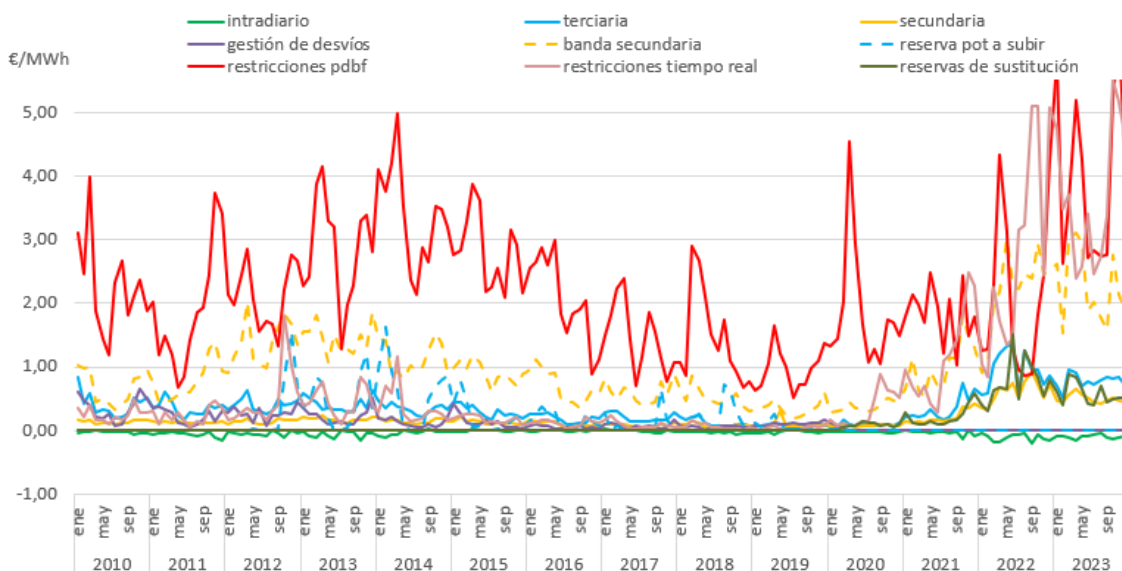
Gráfico 21. Compras y ventas de energía (ventas con signo positivo) en el mercado intradiario continuo por tecnología de generación en 2023



Fuente: CNMC

2.7. Servicios de ajuste del sistema

Gráfico 22. Sobrecoste que representa cada servicio de ajuste sobre la energía consumida en barras de central



Fuente: CNMC

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

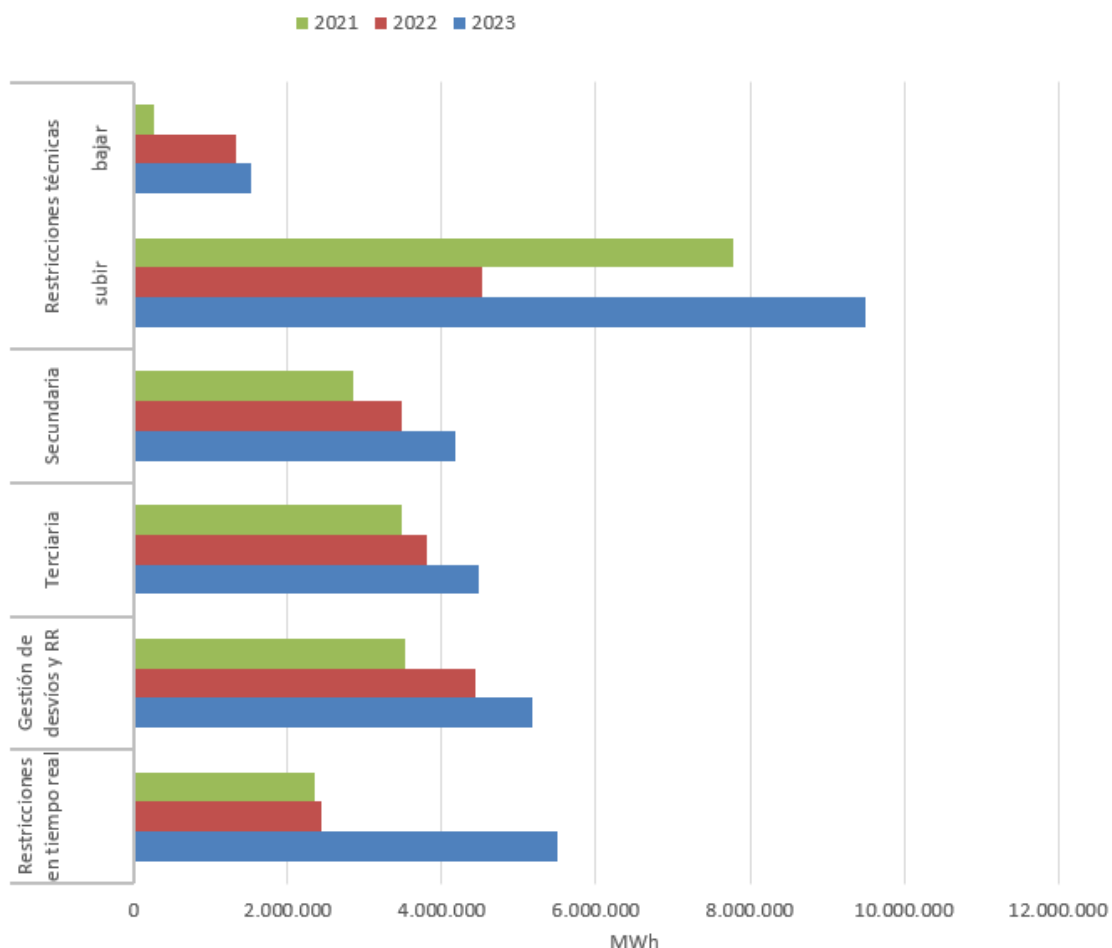
Cuadro 6. Evolución del importe de los sobrecostos de servicios de ajuste con respecto al precio del mercado diario 2010-2023 (en millones de euros)

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
2022	472	506	0	143	220	0	622
2023	907	514	0	113	176	0	837

Fuente: CNMC

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

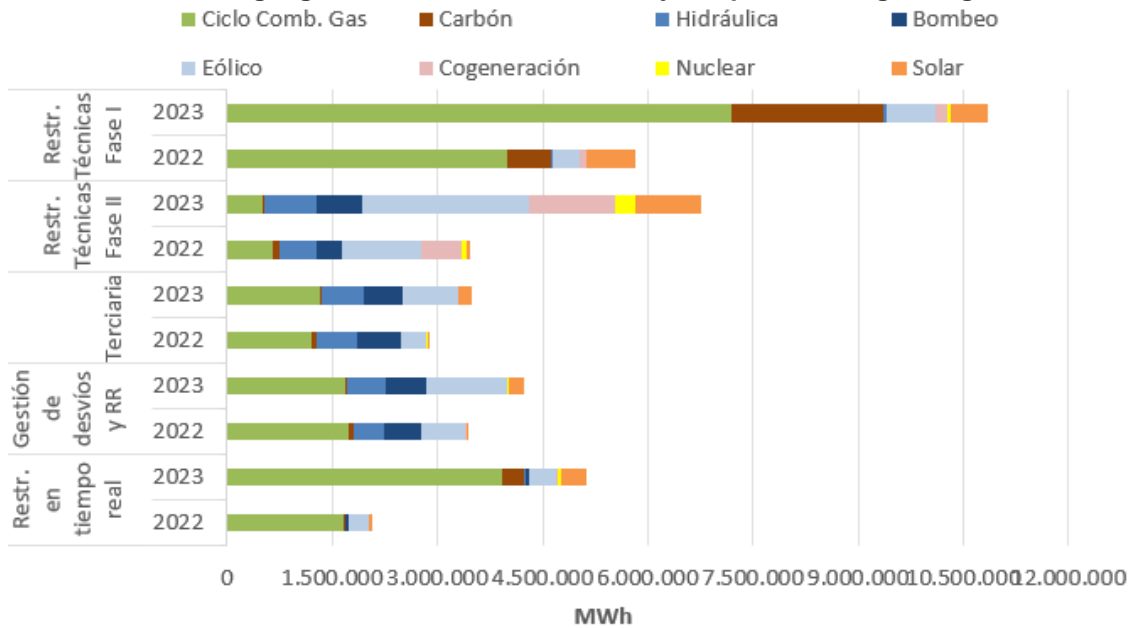
Gráfico 23. Volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema



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 24. Energía gestionada en servicios de ajuste por tecnología de generación

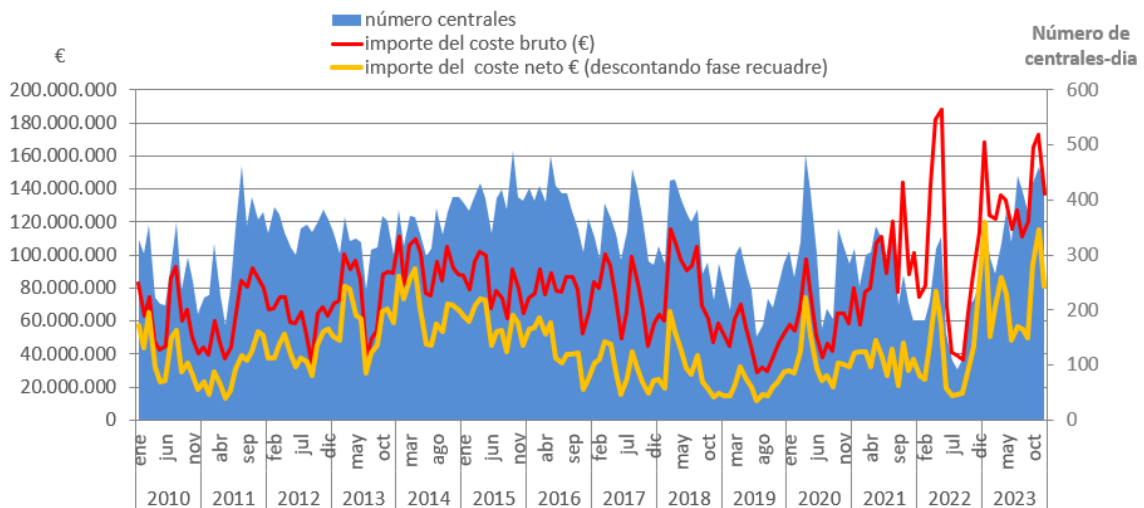


Fuente: CNMC

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

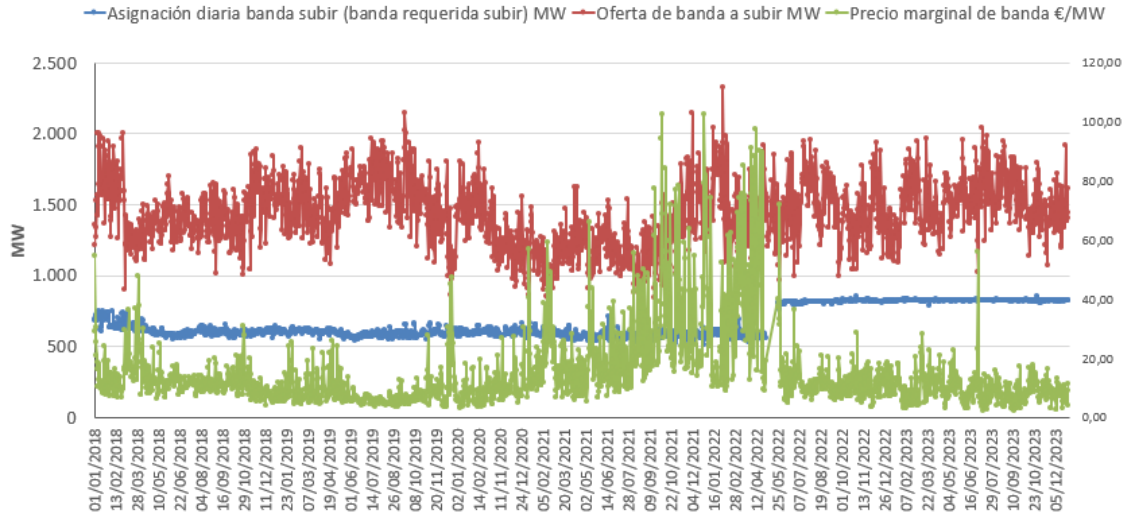


Fuente: CNMC

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

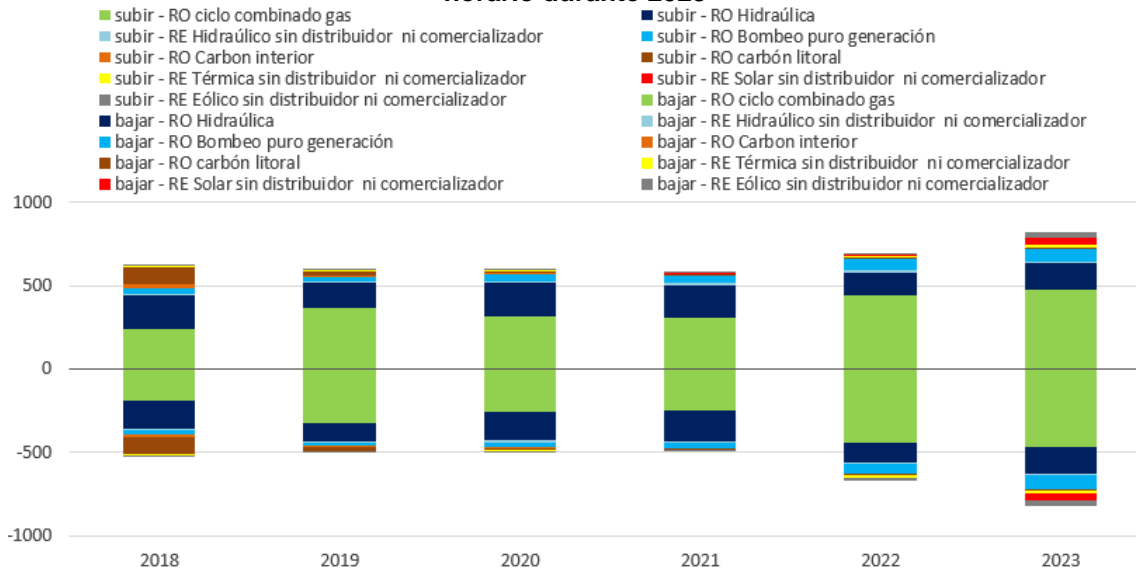
2.7.2. Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria

Gráfico 26. Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria a subir



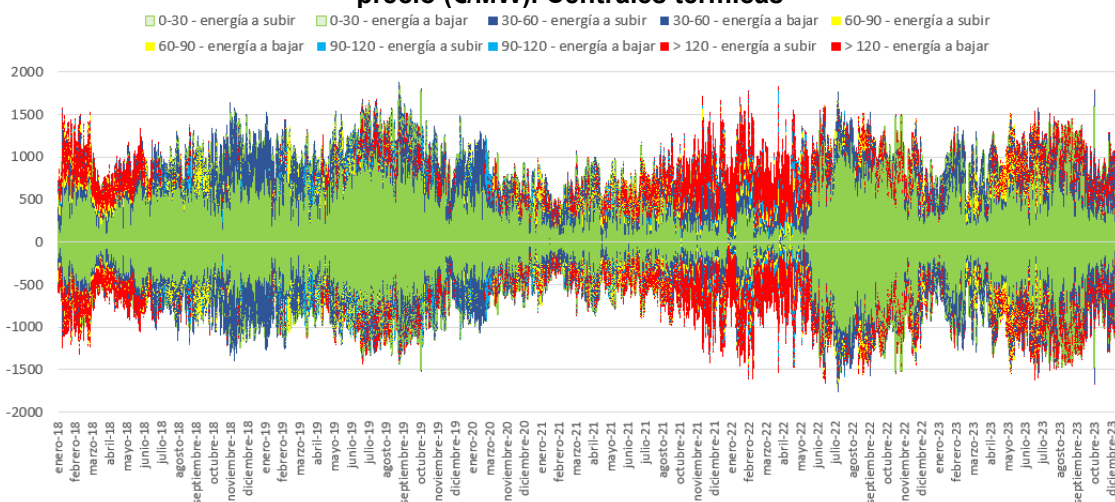
Fuente: CNMC

Gráfico 27. Banda secundaria asignada a subir y bajar por tecnología (MW), en promedio horario durante 2023



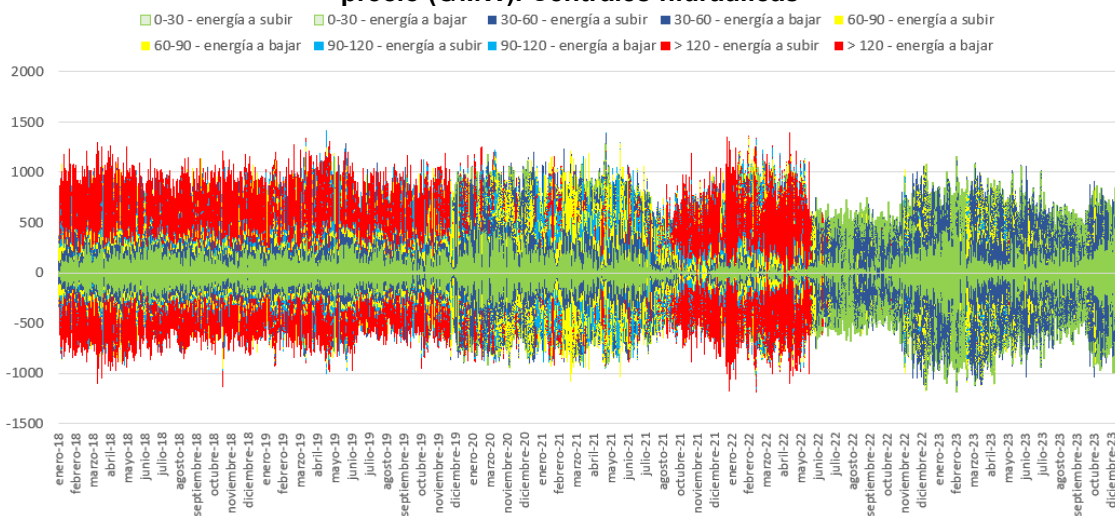
Fuente: CNMC

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



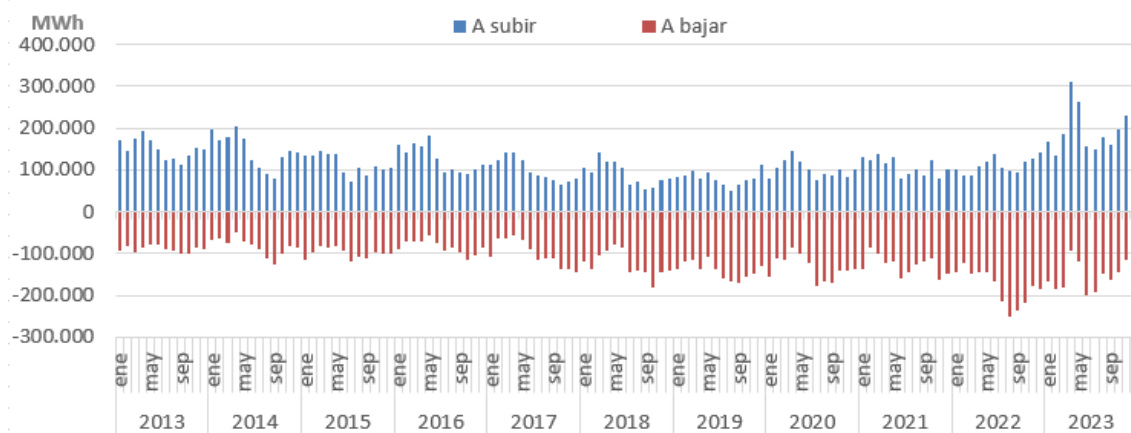
Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

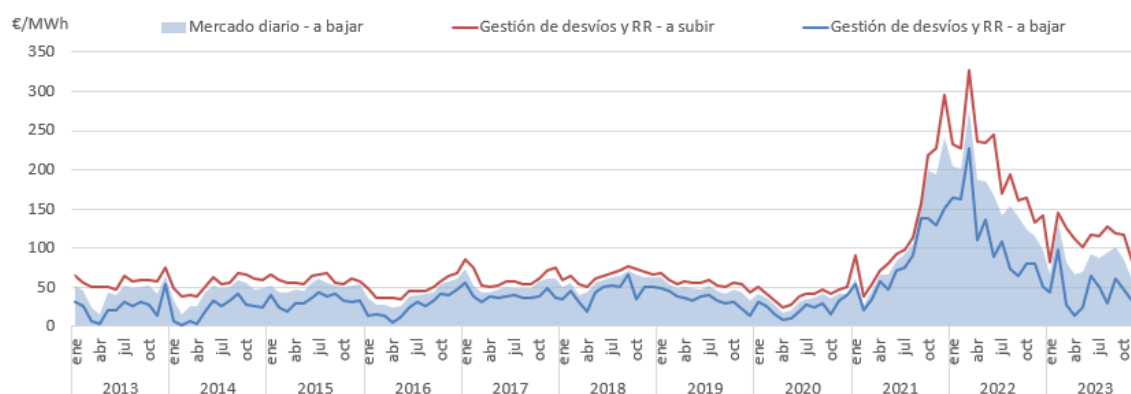
Gráfico 30. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación secundaria a subir y bajar



Fuente: CNMC

2.7.3. Reservas de sustitución

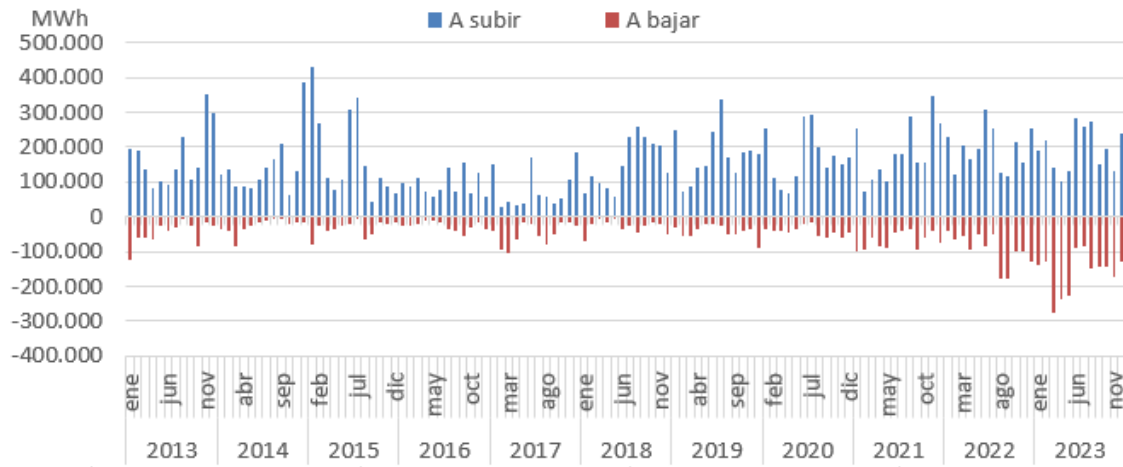
Gráfico 31. Evolución mensual del precio del servicio de reserva de sustitución



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 (RR) que lo sustituyó.

Gráfico 32. Evolución mensual del volumen programado del servicio de reservas de sustitución²¹

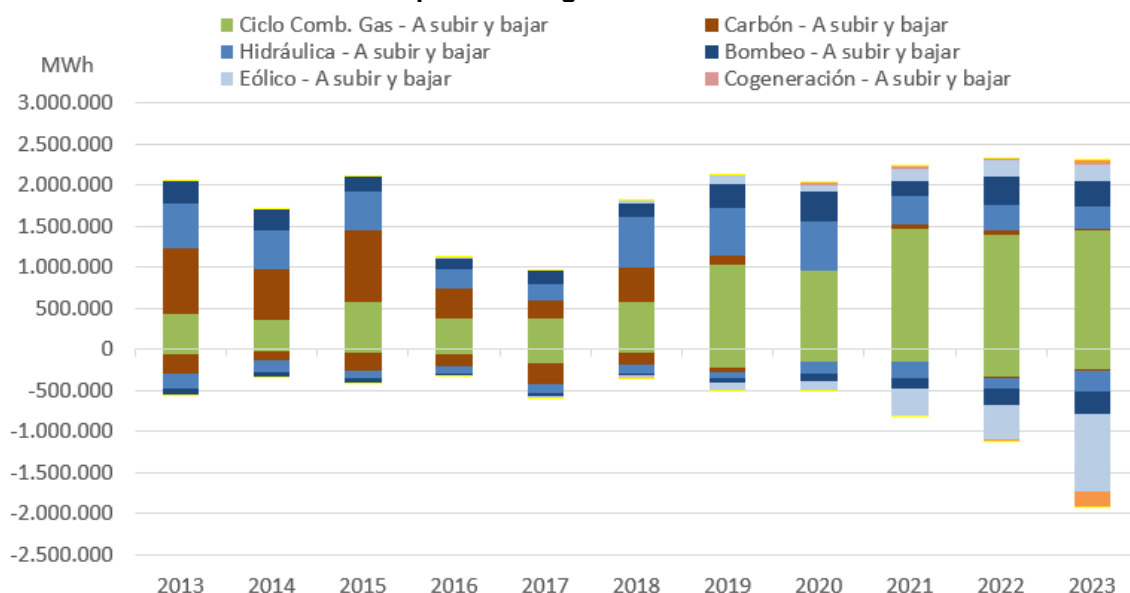


Fuente: CNMC

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

²¹ A partir del inicio del mercado intradiario continuo (XBID), la energía de gestión de desvíos es asignada horariamente. Para ello, las ofertas son presentadas 55 minutos antes de la hora de suministro y los resultados son comunicados a los agentes antes o durante el minuto 30 de la hora de suministro.

Gráfico 33. Evolución de la energía de reservas de sustitución a subir y a bajar asignada por tecnología 2013-2023



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 que lo sustituyó.

2.7.4. SRAD y energía de regulación terciaria

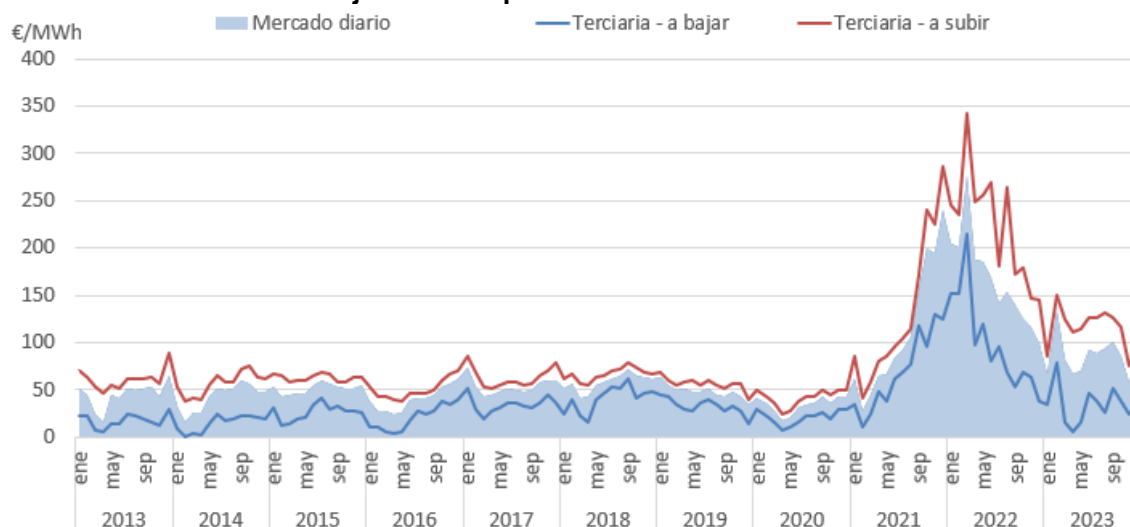
El servicio de regulación terciaria no dispone de un proceso de provisión previa de reserva como la banda de regulación secundaria. La provisión se basa en la obligatoriedad para todos los proveedores habilitados de ofertar la energía terciaria disponible en sus instalaciones. No obstante, en 2022 se creó el Servicio de Respuesta Activa de la Demanda, como producto específico de capacidad de reserva terciaria, con el objeto de incentivar la participación de la demanda en este servicio mediante una contratación previa de la disponibilidad de su reserva.

Cuadro 7. Resultado de las subastas SRAD

Año subasta (periodo entrega)	Volumen adjudicado (MW)	Precio marginal subasta (€/MWh)	Coste (MM€)
2022 (nov22-oct23)	497	69,97	94
2023 (2024)	609	40,82	142

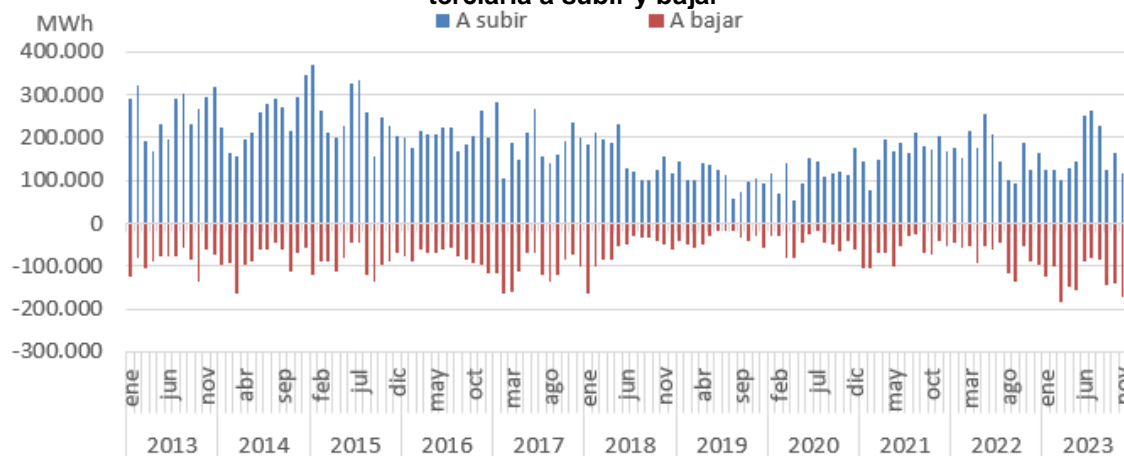
Fuente: REE

Gráfico 34. Precios medios ponderados mensuales de la energía de terciaria a subir y bajar frente al precio del mercado diario



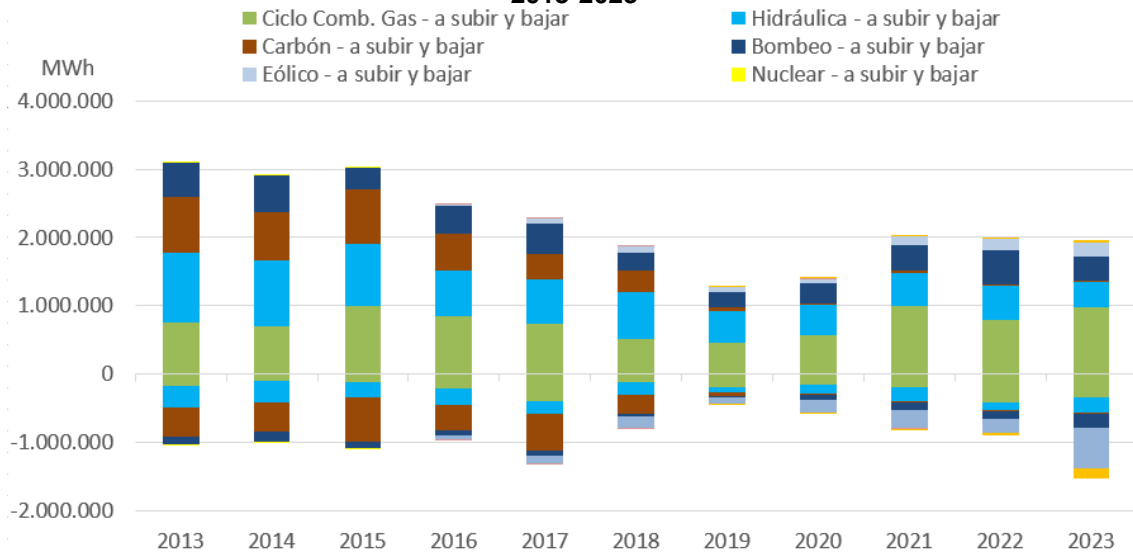
Fuente: CNMC

Gráfico 35. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación terciaria a subir y bajar



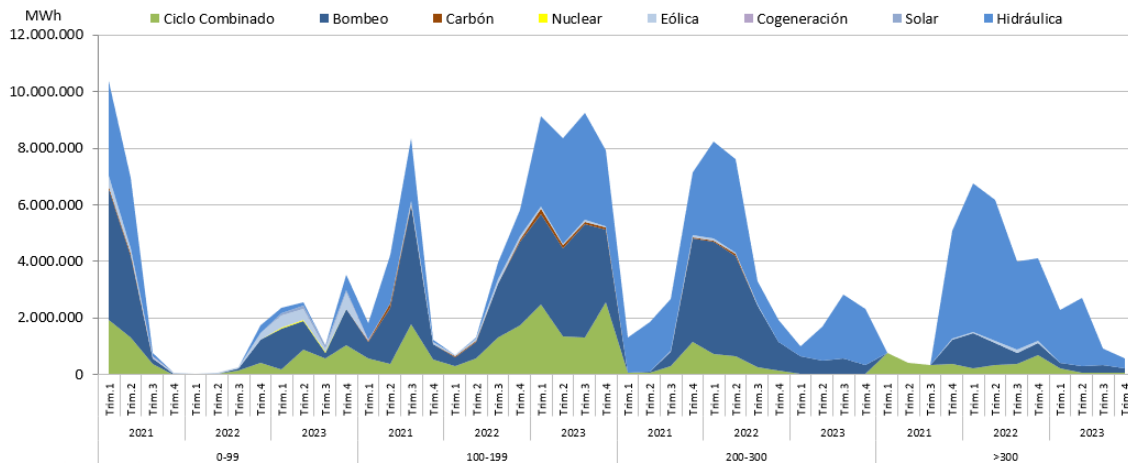
Fuente: CNMC

Gráfico 36. Evolución de la energía terciaria a subir y a bajar asignada por tecnología 2013-2023



Fuente: CNMC

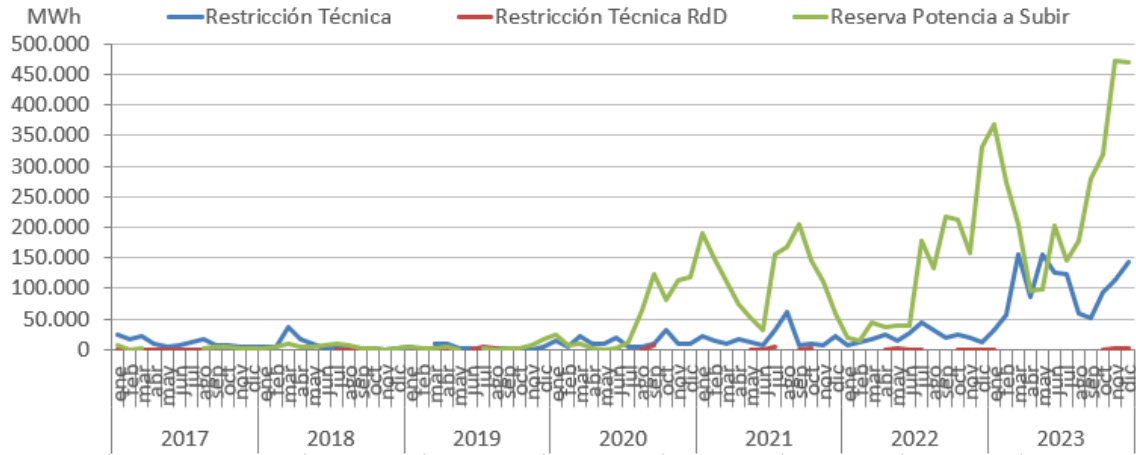
Gráfico 37. Evolución de la energía ofertada trimestral de terciaria a subir 2021-2023 (Diferenciando bandas de precio 0-99, 100-199, 200-300 y >300 €/MWh)



Fuente: CNMC

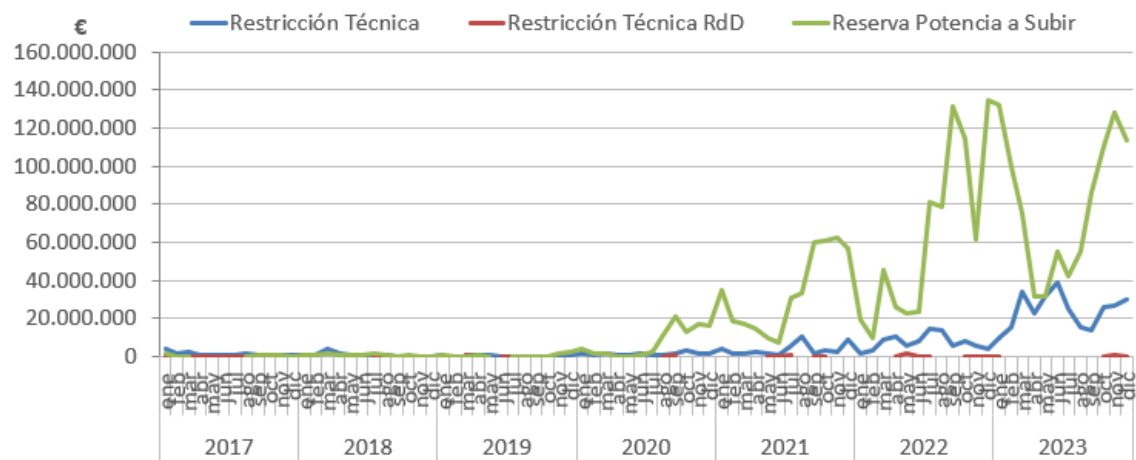
2.7.5. Restricciones técnicas en tiempo real

Gráfico 38. Energía programada en restricciones en tiempo real



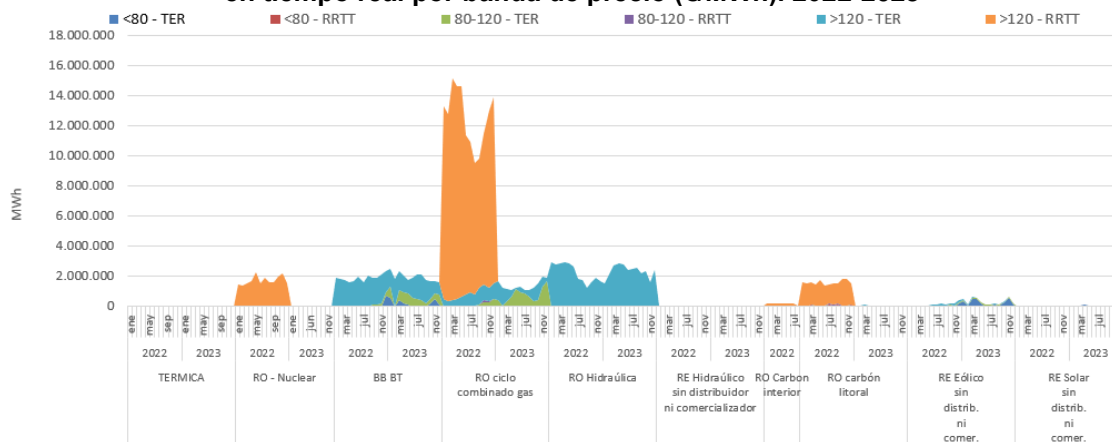
Fuente: CNMC

Gráfico 39. Importe resultante de la programación en restricciones en tiempo real



Fuente: CNMC

Gráfico 40. Volumen de energía disponible de terciaria y restricciones para redepachos en tiempo real por banda de precio (€/MWh). 2022-2023



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.

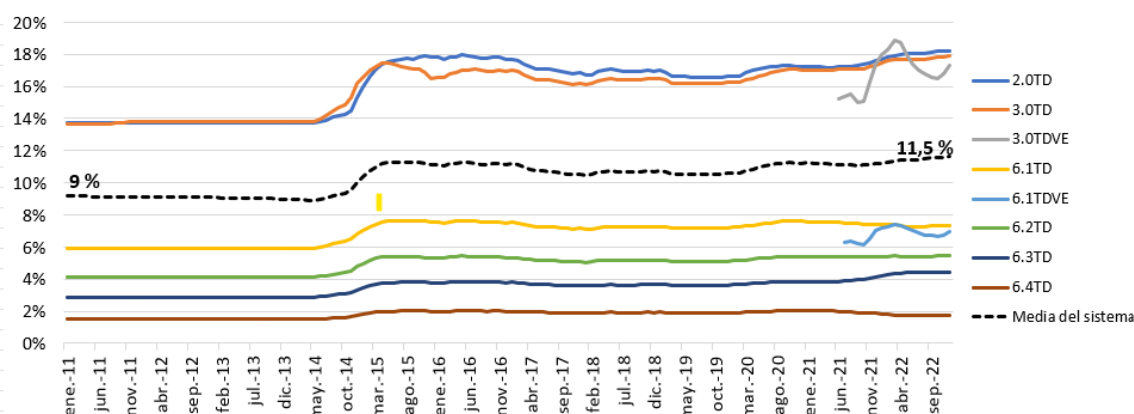
2.8. Pérdidas y coeficientes de ajuste horarios

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 cierre²². A partir de abril de 2015, el segmento

²² Antes del 1 de julio de 2009, la energía demandada en el mercado de producción coincidía con la energía producida, ya que la demanda asignada a los distribuidores se calculaba como diferencia entre la producción y la demanda de la comercialización libre. Así mientras que las medidas de los clientes en comercializadoras se calculaba elevando a barras de central las medidas de contador de sus clientes utilizando los coeficientes de pérdidas estándares y perfiles de consumo correspondientes, la demanda de los distribuidores se determinaba como la medida de contador en fronteras de transporte/distribución, incrementada en las pérdidas de transporte que le correspondan a cada distribuidor, y detrayendo la medida de los clientes liberalizados dentro de su área de distribución. Este ajuste horario que realizaban los distribuidores permitía que en cada hora el consumo en barras de central coincidiera con la generación. Desde el 1 de julio de 2009, la función de suministro que venían haciendo los distribuidores, es reemplazada por los comercializadores de último recurso, (posteriormente denominados de referencia), que al igual que el resto de comercializadoras, compran en el mercado de acuerdo a la energía que van a consumir sus clientes, elevada a barras de central mediante las pérdidas estándares y teniendo en cuenta unos perfiles de consumo estándares, que reparten la energía diaria/mensual de forma horaria. En este modelo aparece una diferencia entre la medida del consumo elevada a barras de central y la energía generada que se denomina “cierre” de energía. Este segmento desaparece en abril de 2015.

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



Fuente: CNMC

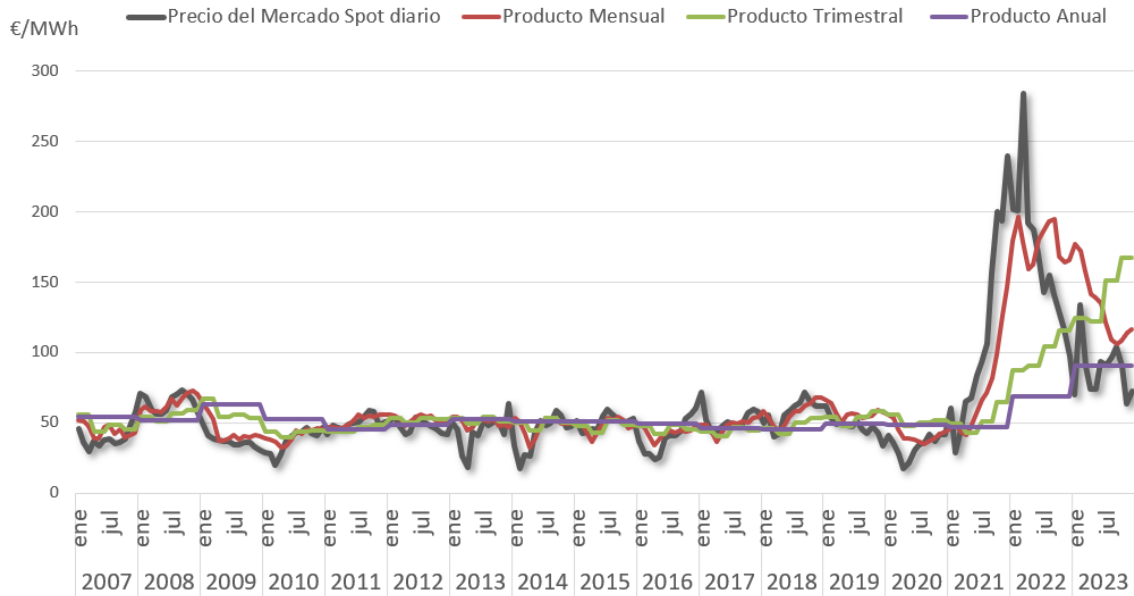
Nota: A los efectos del cálculo de las pérdidas medias, las curvas de carga de cada grupo tarifario se han confeccionado distribuyendo la demanda en consumo de cada periodo tarifario, entre las horas que componen dicho periodo tarifario, con la excepción de los consumidores de baja tensión, para los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

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.

Nota: A fecha de cierre del presente informe, no se disponía aún del valor de pérdidas cerrado para el año 2023.

2.9. Mercados a plazo²³

Gráfico 42. 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

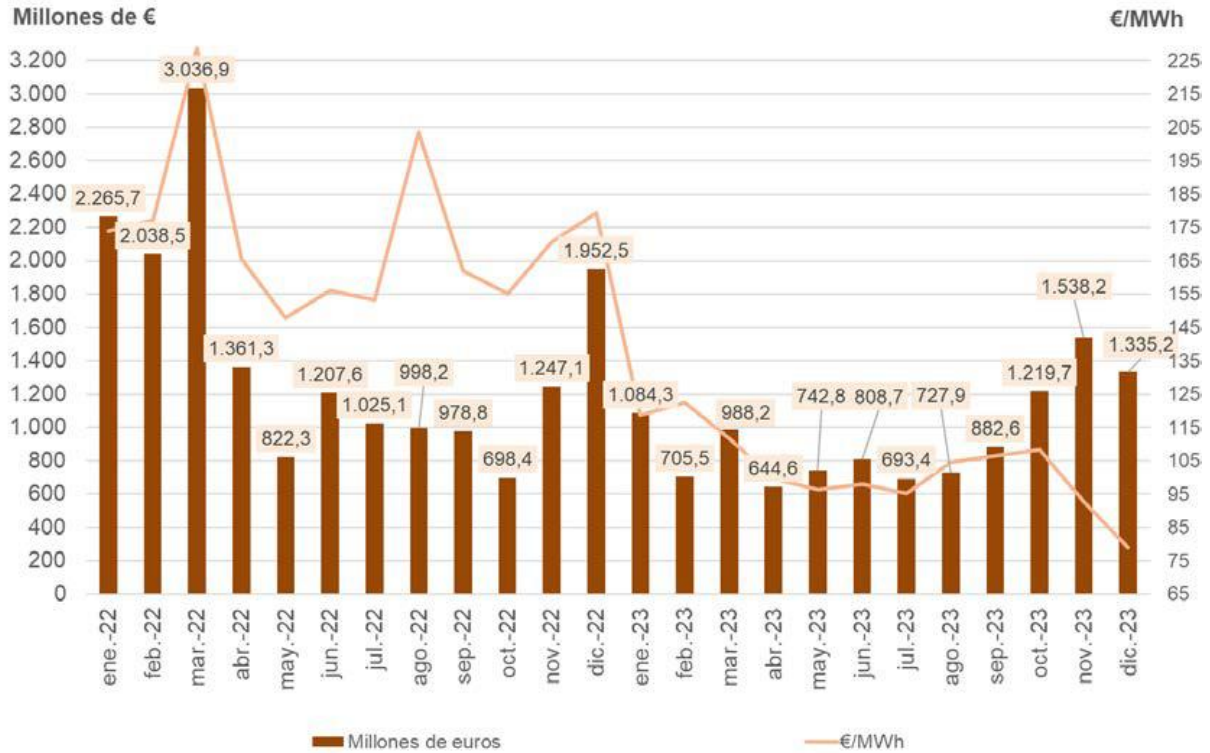


Fuente: OMIP y CNMC

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

²³ Informes mensuales de Seguimiento de los Mercados a Plazo de energía eléctrica en España de 2021: <https://www.cnmc.es/expedientes/isde00321>

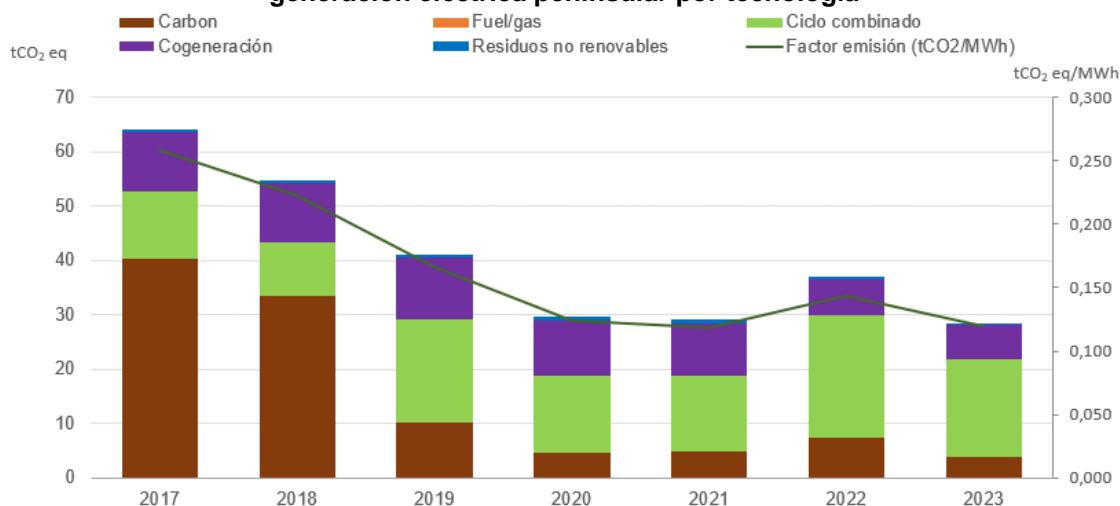
Gráfico 43. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh). Periodo: 2022-2023



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

2.10. Emisiones de CO2

Gráfico 44. Evolución de las emisiones de CO2 y del factor de emisión de CO2 en generación eléctrica peninsular por tecnología



Fuente: REE

Cuadro 8. Variación de las emisiones de CO2

	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Carbón	-69%	-55%	4%	54%	-49%
Fuel + Gas	0%	33%	-50%	-100%	0%
Ciclo combinado	94%	-25%	-2%	61%	-20%
Cogeneración	2%	-11%	-4%	-31%	-5%
Residuos no renovables	-10%	37%	10%	-28%	-41%
tCO ₂ eq./MWh	-25%	-28%	-1%	27%	-23%

Fuente: REE

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

En este capítulo se valora el estado de la competencia en el mercado mayorista, considerando para ello un amplio conjunto de factores que revelan la estructura de dicho mercado. Se presentan gráficamente las variables representativas de la evolución de la competencia del mercado eléctrico mayorista, desagregado en sus distintos segmentos, tanto su evolución respecto a años anteriores como su

comportamiento durante el año 2023, con objeto de que puedan ser analizadas por todos los lectores.

Las variables analizadas son las siguientes:

- Número de agentes en el mercado (apartado 3.1).
- Análisis de la concentración del mercado (apartado 3.2), global y desagregado en los distintos segmentos del mercado: PDBF en zona MIBEL, restricciones técnicas, banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria, regulación terciaria, reservas de sustitución y adicionalmente el programa horario operativo (P48) en zona española.
- Integración vertical de la generación y la comercialización (apartado 3.3).
- Liquidez del mercado diario e intradiario (apartado 3.4).
- Evolución de la potencia indisponible (apartado 3.5).
- Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado (apartado 3.6).
- Acoplamiento con los mercados eléctricos vecinos (apartado 3.7).

Los hechos relevantes y conclusiones que se desprenden de las siguientes figuras se han expuesto en el capítulo 1 de este informe.

3.1. Número de agentes en el mercado

Cuadro 9. Número de agentes de generación y de comercialización en el mercado eléctrico

Año	Generadores	Comercializadores
2008	113	60
2009	114	102
2010	81	133
2011	78	142
2012	80	175
2013	81	207
2014	84	246
2015	89	278
2016	91	310
2017	89	330
2018	94	355
2019	103	370
2020	110	390
2021	116	408
2022	113	418
2023	116	398

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, comercializadores²⁴ 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, comercializadores 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 el ámbito de 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 es más reducida, ya que requieren capacidad técnica para el cumplimiento de los servicios. Con carácter general, la oferta puede proceder en gran medida de instalaciones gestionables (tecnologías de carbón, ciclo combinado de gas, hidráulica modulable y determinadas centrales del RECORE)²⁵ además de la demanda, por lo que se realiza un análisis independiente de estos mercados.

Finalmente, en el caso particular de la resolución de restricciones técnicas zonales parece apropiado definir un mercado de producto separado, debido a que se trata de restricciones en el sistema de transporte que pueden determinar situaciones en las cuales, dependiendo del nivel de la demanda de la zona y de las características de las instalaciones de generación, son resueltas solamente

²⁴ Incluyendo unidades de exportación e importación

²⁵ 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.

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 europeos, lo que tiene un impacto limitativo directo sobre los grandes mercados diario y bilateral. Se considera así igualmente en los mercados intradiarios y de ajuste, no obstante, podría tener que valorarse un cambio de criterio en años posteriores, a medida que se avance en la integración de las subastas intradiarias europeas y el sistema eléctrico español se conecte a las plataformas para el intercambio de energías de balance.

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 y reserva de sustitución, así como el Programa horario operativo (P48) en el ámbito del sistema eléctrico español peninsular²⁶ ; y el mercado de restricciones técnicas en el ámbito zonal.

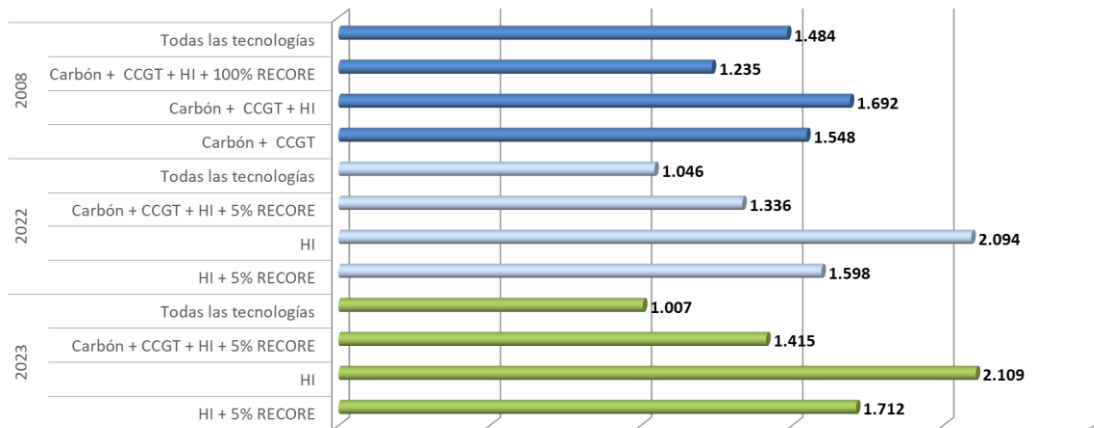
El peso relativo de una empresa en el mercado eléctrico puede medirse en términos de potencia disponible (MW) o de energía producida (GWh). La primera medida tiene la ventaja de ser una variable estructural que no está afectada por el comportamiento estratégico de las empresas, pero puede ignorar determinadas restricciones a la utilización de la potencia (en particular la hidráulica y la eólica) y acabar sobreestimando el nivel de concentración existente. La segunda no presenta este problema, puesto que mide la participación realmente observada de las empresas en el mercado, aún cuando tiene el inconveniente de incorporar su conducta estratégica. A efectos de

²⁶ 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.

analizar la evolución histórica reciente de la concentración en el mercado, se ha considerado en general más adecuado emplear los indicadores basados en la generación realizada.

3.2.1. Programa Diario Base de Funcionamiento²⁷

Gráfico 45. Índices HHI de generación según distintas tecnologías en el PDBF en el ámbito del MIBEL



Fuente: CNMC

²⁷ 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 10. 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
2022	17%	18%	15%	8%	0%	8%	5%	4%	2%	2%	3%	2%	18%	1.142
2023	16%	20%	13%	6%	0%	7%	4%	4%	2%	2%	4%	2%	21%	1.007

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 11. 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	IBERDR OLA	NATUR GY	VIESGO	REPSO L	AXPO	ACCIO NA	CEPSA	ENERG YA VM	WIND TO MARKE T	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%	8%	0%	4%	2%	2%	2%	0,4%	0,6%	14%	1.694
2022	18%	23%	13%	14%	0%	7%	4%	2%	2%	0,3%	0,4%	18%	1.336
2023	15%	21%	21%	9%	0%	8%	2%	3%	1%	0,4%	0,5%	20%	1.415

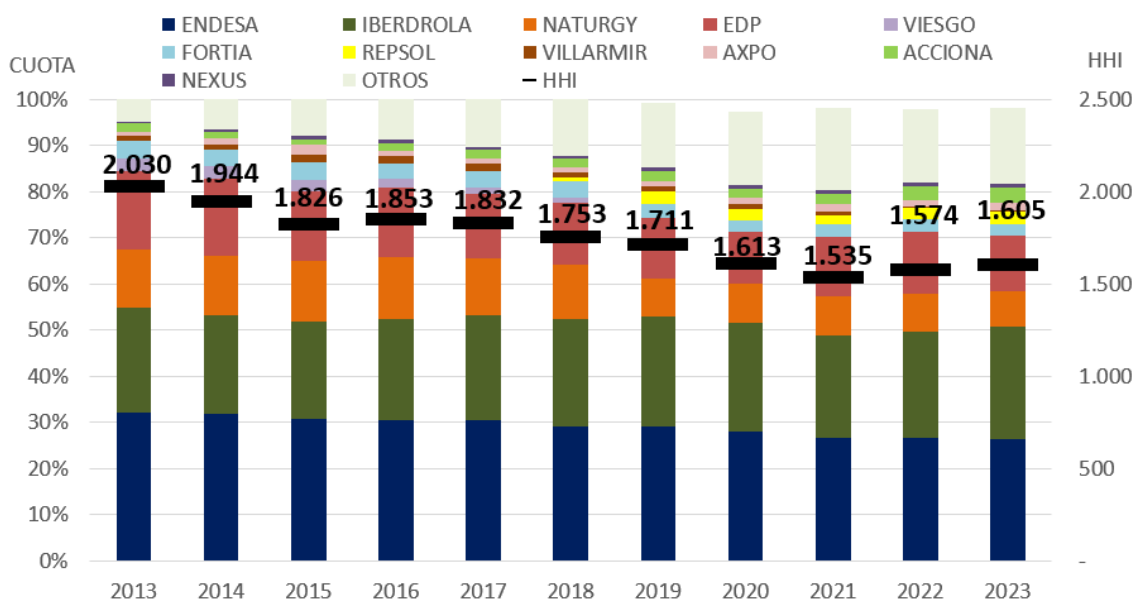
Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido 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 46. 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 12. Cuotas de compras de los principales comercializadores e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL

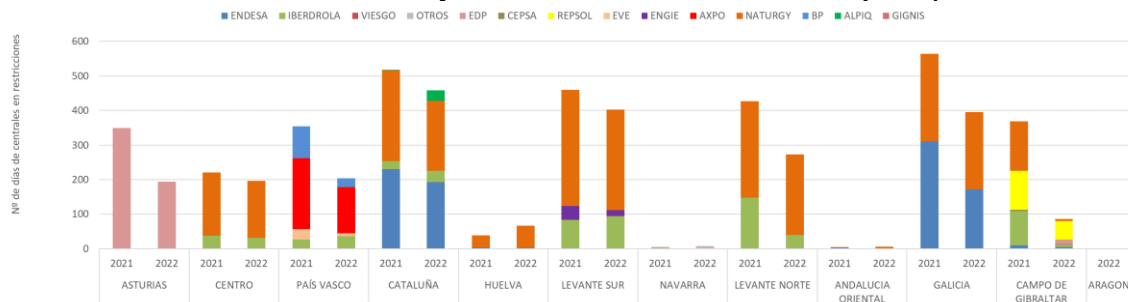
AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	FORTIA	REPSOL	ENERGY VM	AXPO	ACCIONA	NEXUS	OTROS	HHI
2008	33%	26%	16%	20%	1%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2.369
2009	34%	25%	14%	18%	2%	4%	0%	1%	0%	0%	0%	2%	2.219
2010	34%	25%	14%	15%	2%	4%	0%	1%	0%	0%	0%	5%	2.268
2011	35%	26%	14%	14%	2%	4%	0%	1%	0%	0%	1%	3%	2.333
2012	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%	13%	0%	3%	2%	1%	2%	2%	1%	18%	1.535
2022	27%	23%	8%	13%	0%	3%	2%	0%	1%	3%	1%	16%	1.575
2023	26%	24%	7%	12%	0%	3%	3%	0%	1%	3%	1%	16%	1.605

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.

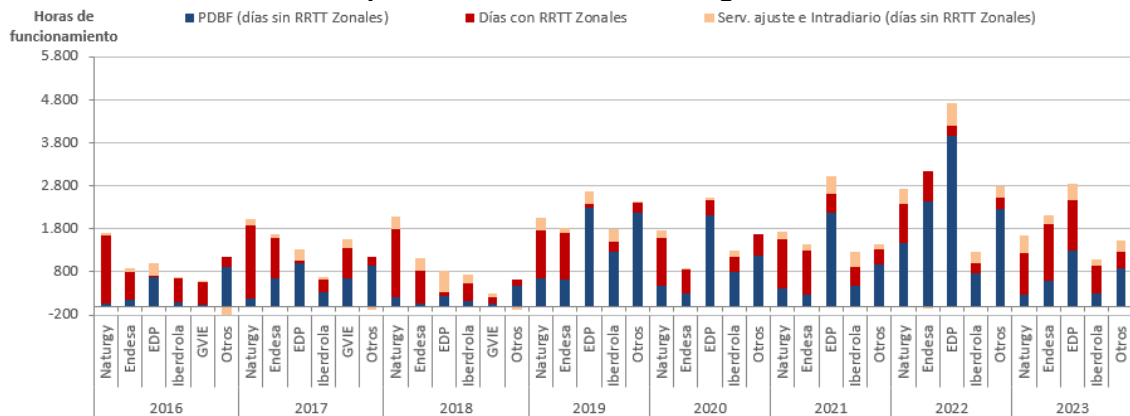
3.2.2. Resolución de restricciones técnicas

Gráfico 47. 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)



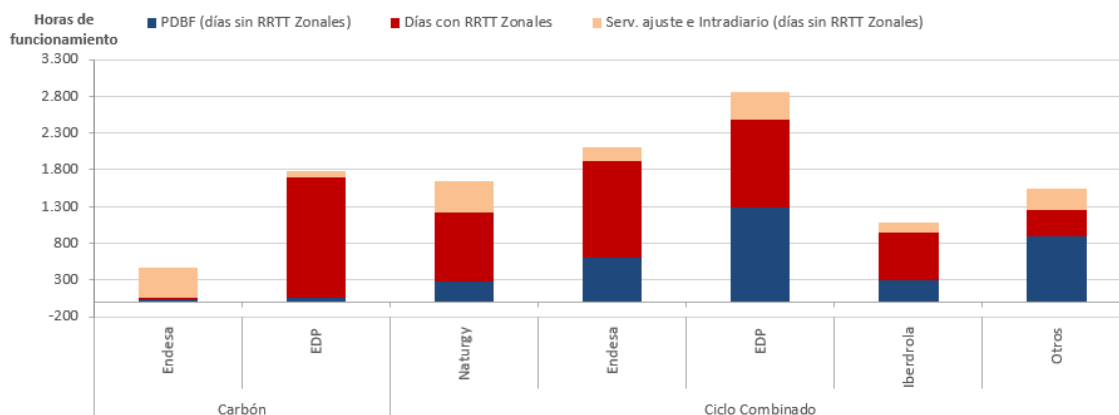
Fuente: CNMC

Gráfico 48. 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

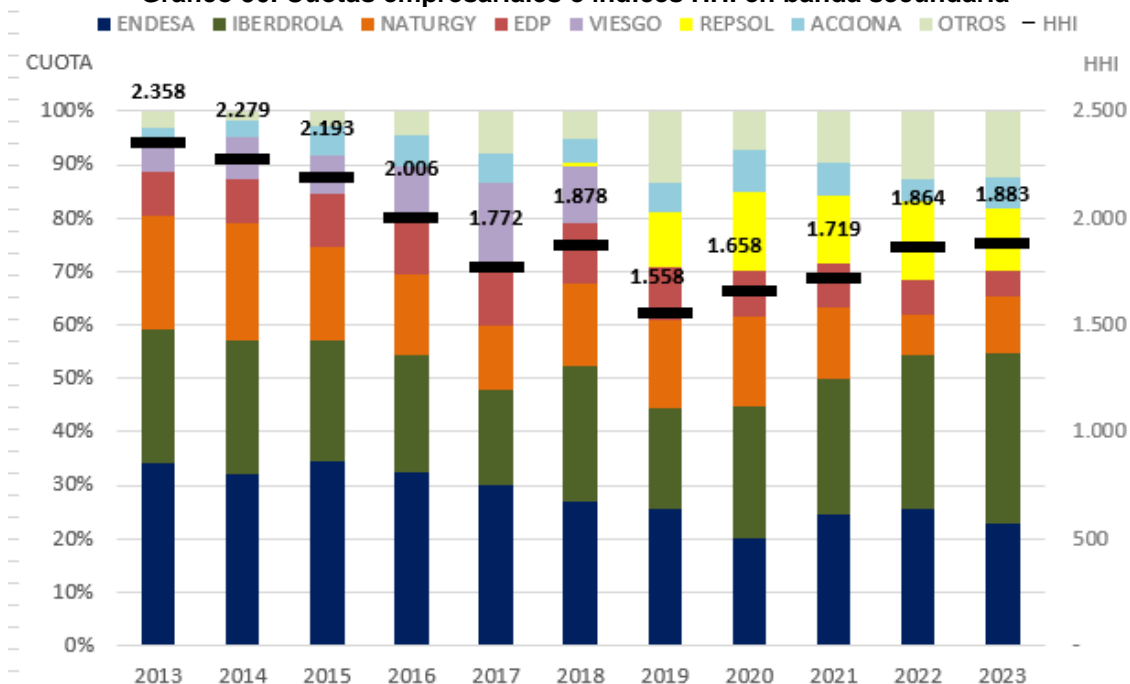
Gráfico 49. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de las centrales de carbón y de ciclos combinados de cada empresa en 2023 distinguiendo el despacho realizado en días donde ha participado la central en el proceso de restricciones técnicas, despacho realizado en el PDBF, y despacho realizado en otros segmentos



Fuente: CNMC

3.2.3. Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria

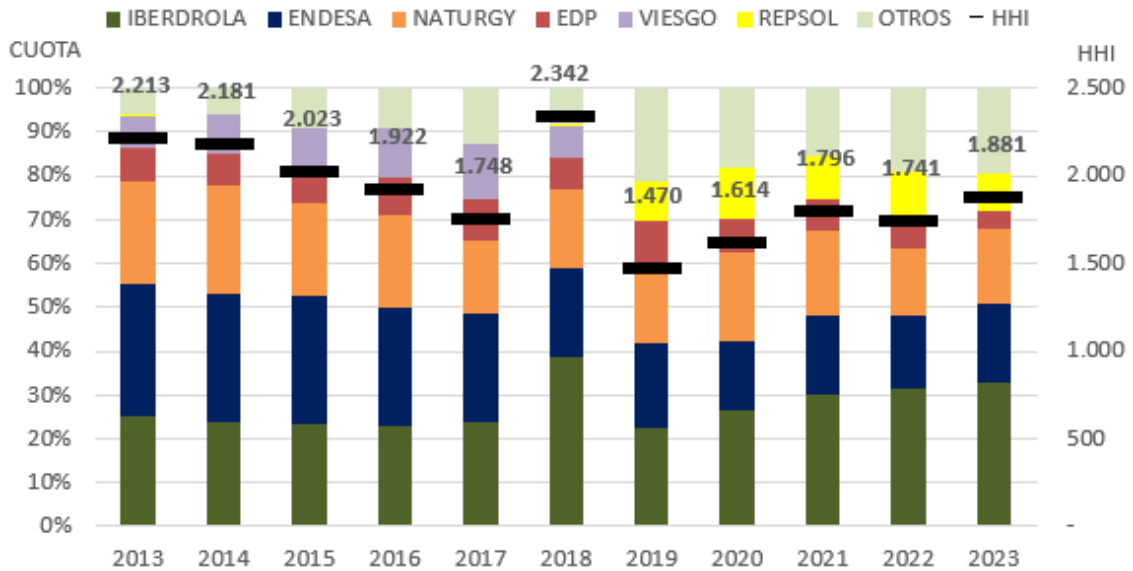
Gráfico 50. Cuotas empresariales e índices HHI en banda secundaria



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.

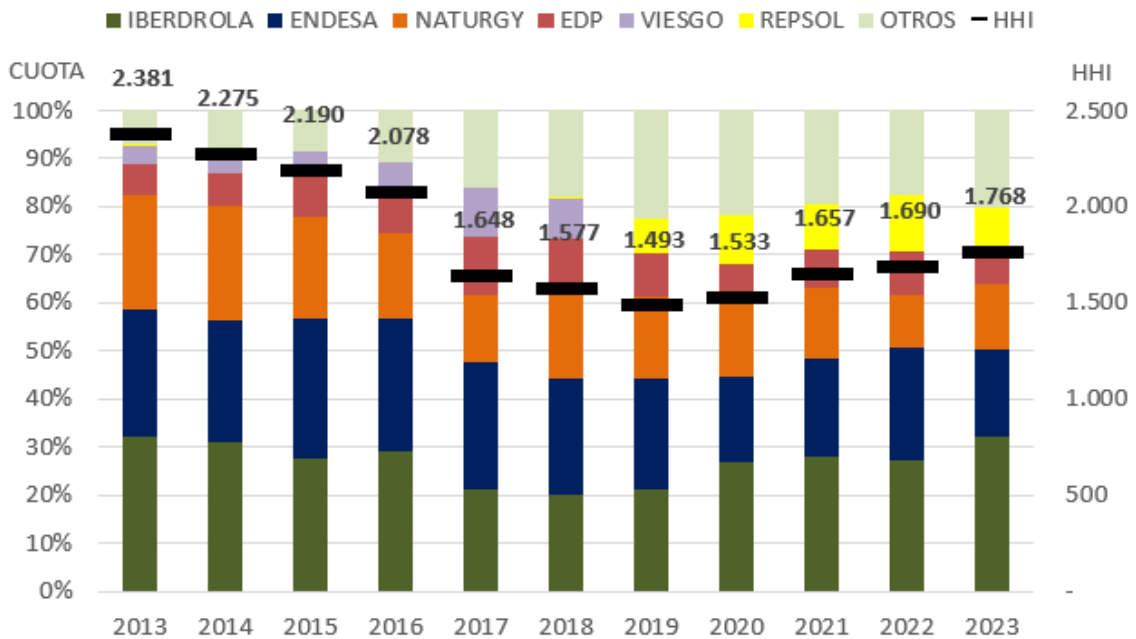
Gráfico 51. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a subir



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

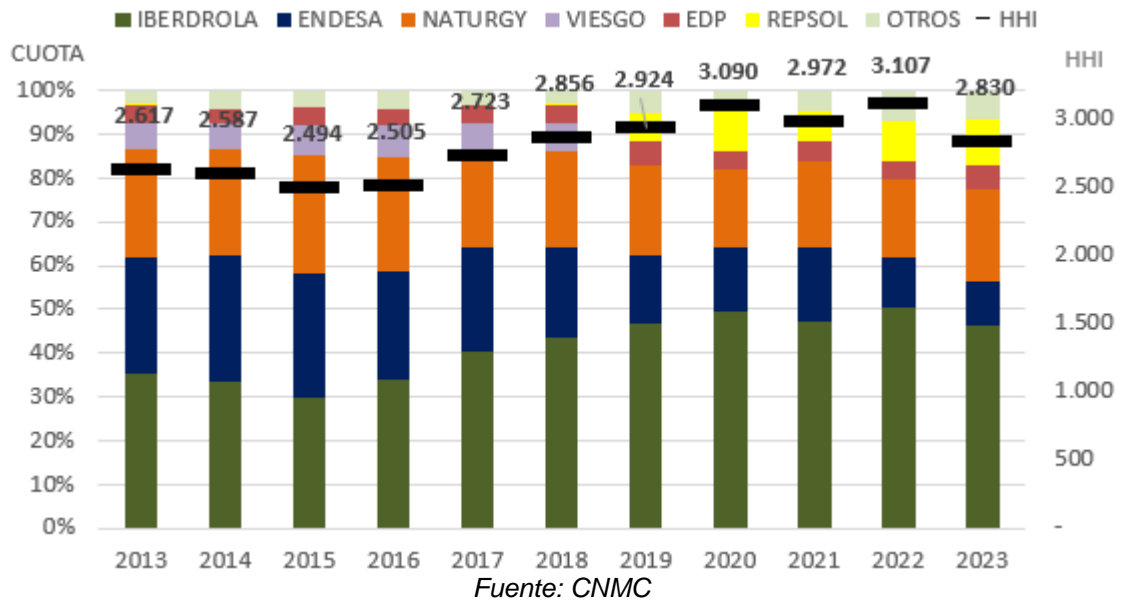


Fuente: CNMC

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.

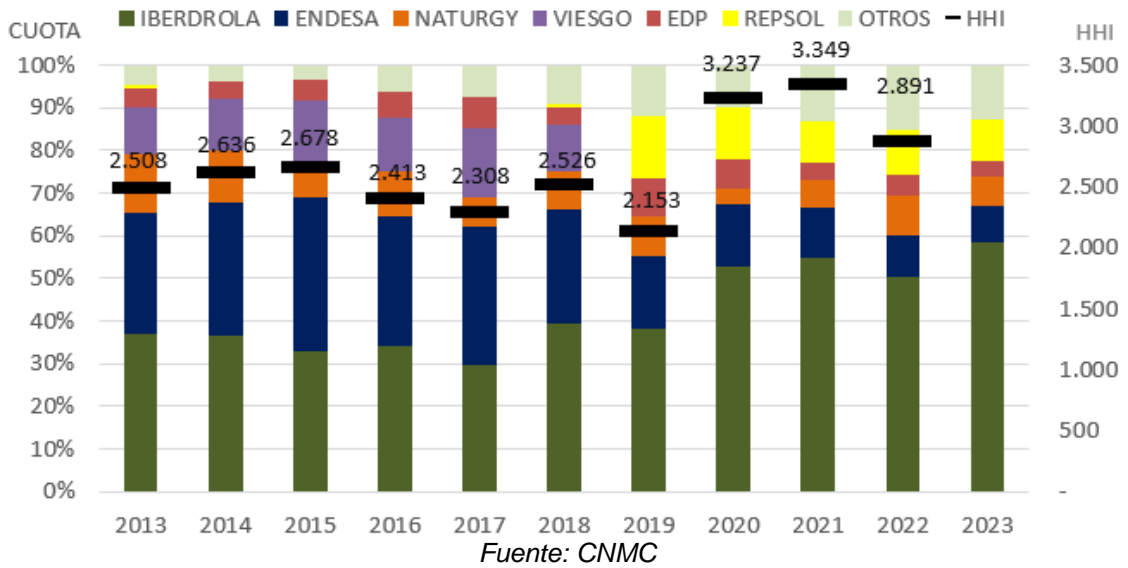
3.2.4. Regulación Terciaria

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



Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

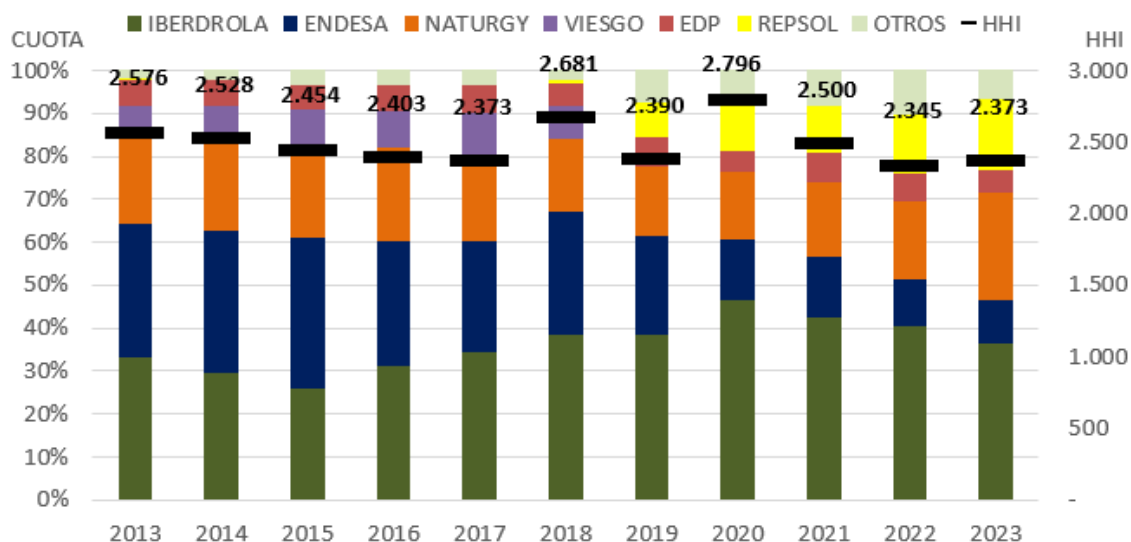
Gráfico 54. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a bajar



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. Reserva de sustitución

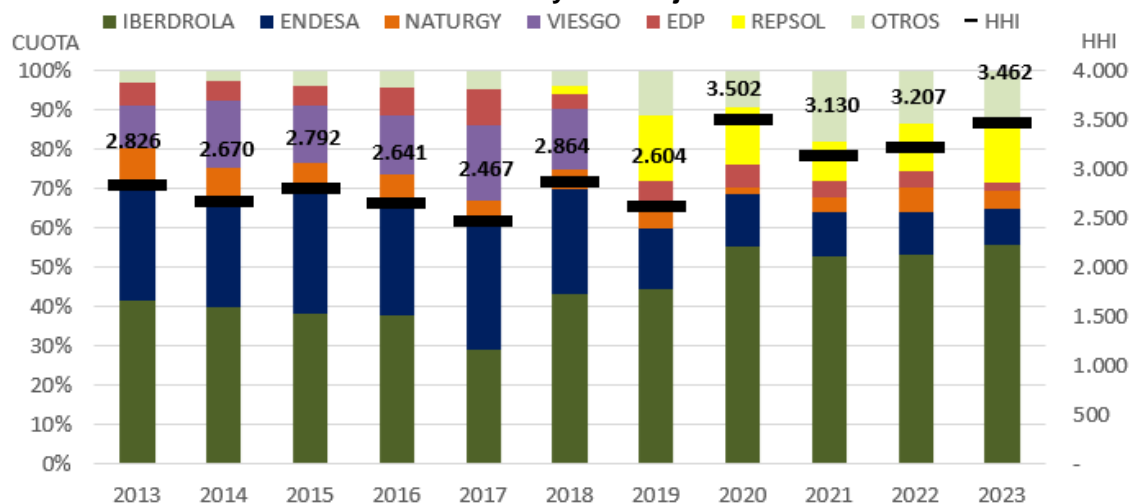
Gráfico 55. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos y RR a subir



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

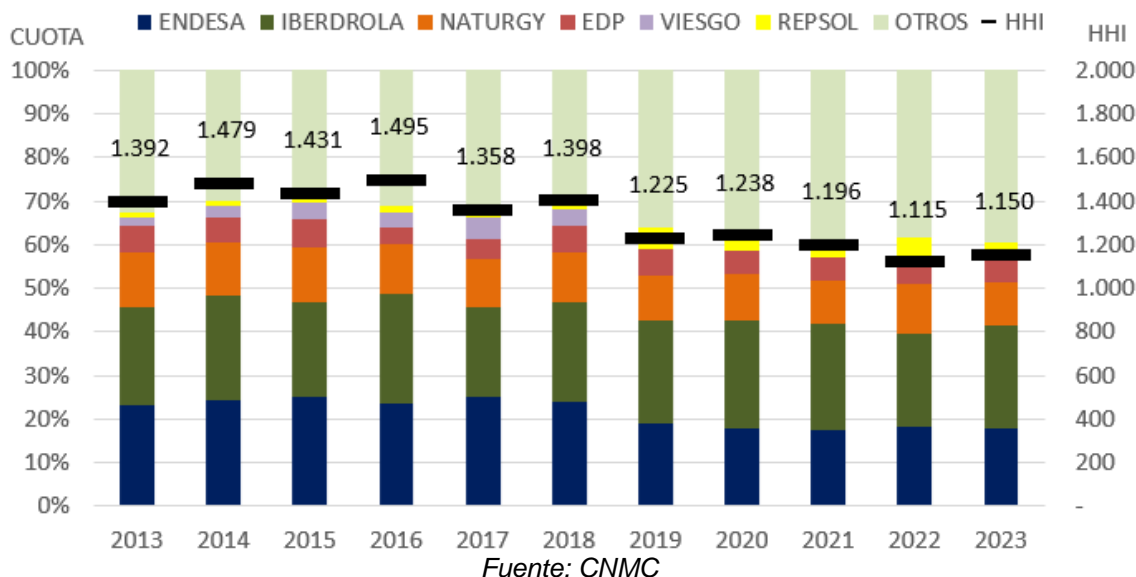


Fuente: CNMC

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



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

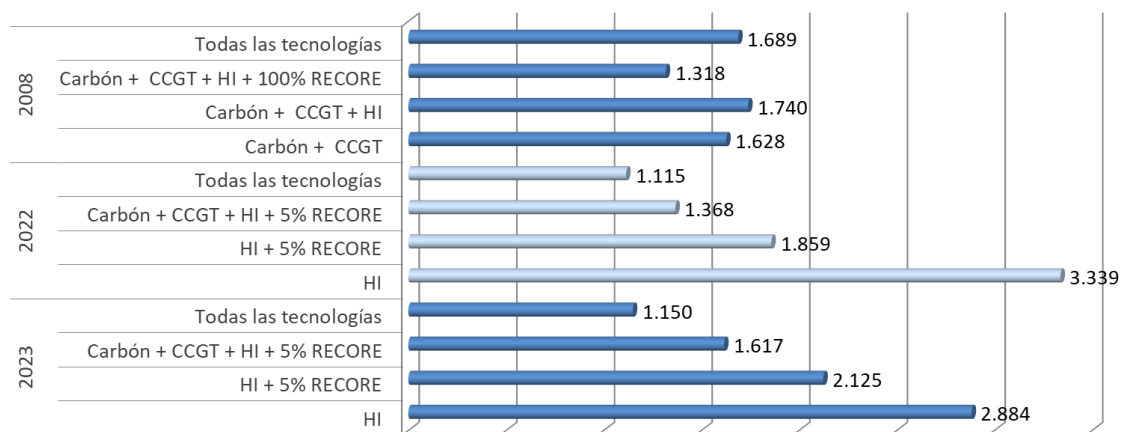
AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	AXPO	ACCIONA	REPSOL	ENERGY VM	WIND TO MARKET	NEXUS	OTROS	HHI
2013	23%	22%	13%	6%	2%	9%	6%	1%	3%	3%	2%	10%	1.392
2014	24%	24%	12%	6%	3%	8%	6%	1%	2%	3%	2%	9%	1.479
2015	25%	22%	12%	7%	4%	8%	6%	1%	2%	3%	2%	8%	1.431
2016	23%	25%	11%	4%	4%	9%	6%	1%	3%	3%	2%	9%	1.495
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	17%	24%	10%	5%	0%	9%	6%	4%	2%	3%	4%	16%	1.196
2022	18%	21%	12%	6%	0%	8%	5%	4%	2%	2%	3%	19%	1.119
2023	18%	23%	10%	5%	0%	8%	5%	4%	2%	2%	4%	19%	1.150

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.

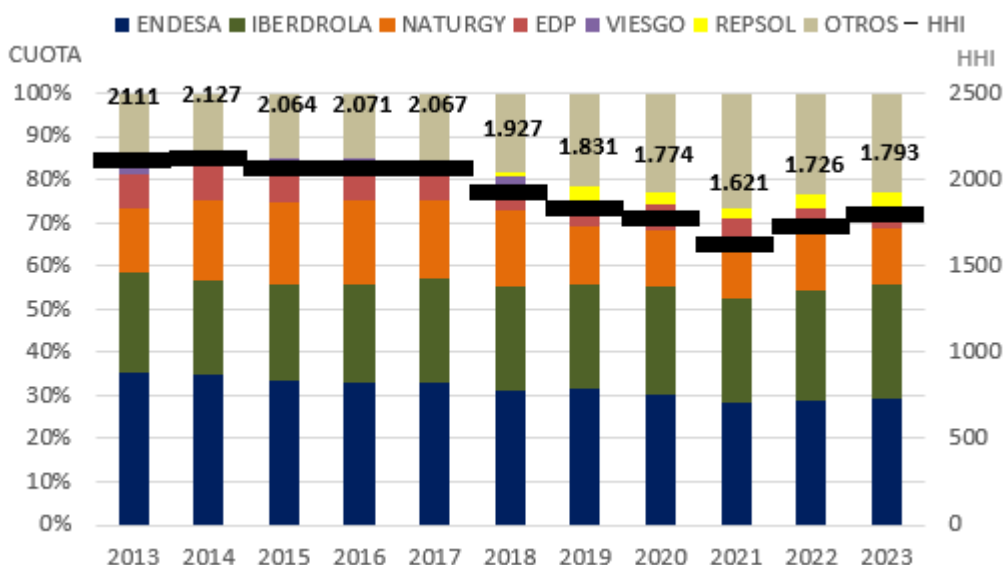
La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Gráfico 58. Índices HHI de generación según distintas tecnologías en zona española en P48



Fuente: CNMC

Gráfico 59. 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.

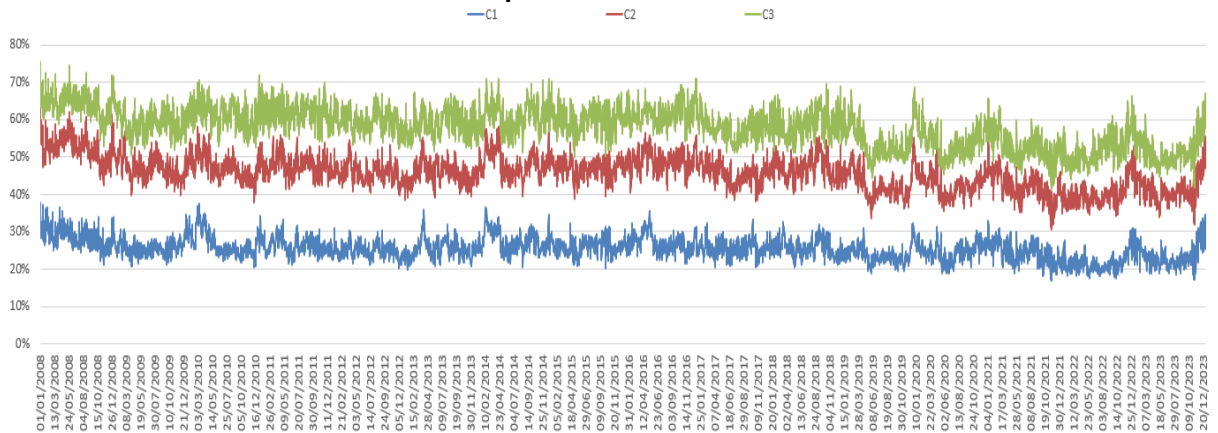
Cuadro 14. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	REPSOL	FOR TIA	ENERGY VM	ACCION A	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	29%	24%	13%	5%	0%	2%	0%	1%	3%	2%	1%	1%	18%	1.645
2022	29%	26%	13%	6%	0%	3%	0%	1%	3%	1%	1%	1%	16%	1.731
2023	29%	27%	13%	5%	0%	4%	0%	1%	4%	2%	1%	1%	15%	1.793

Fuente: CNMC

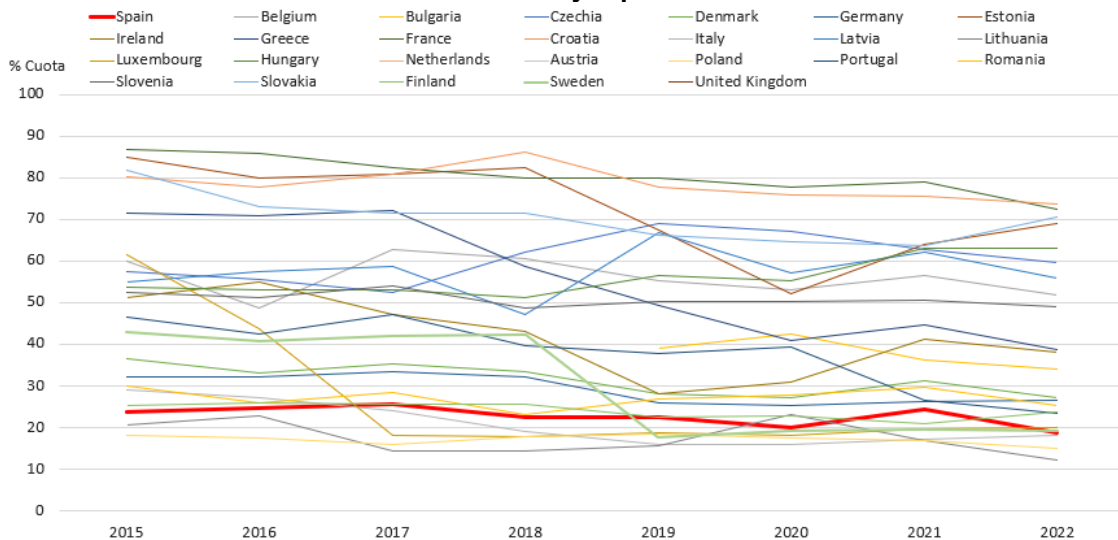
Nota: En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI. La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Gráfico 60. Evolución de los índices de concentración diarios de la generación en zona española. P48



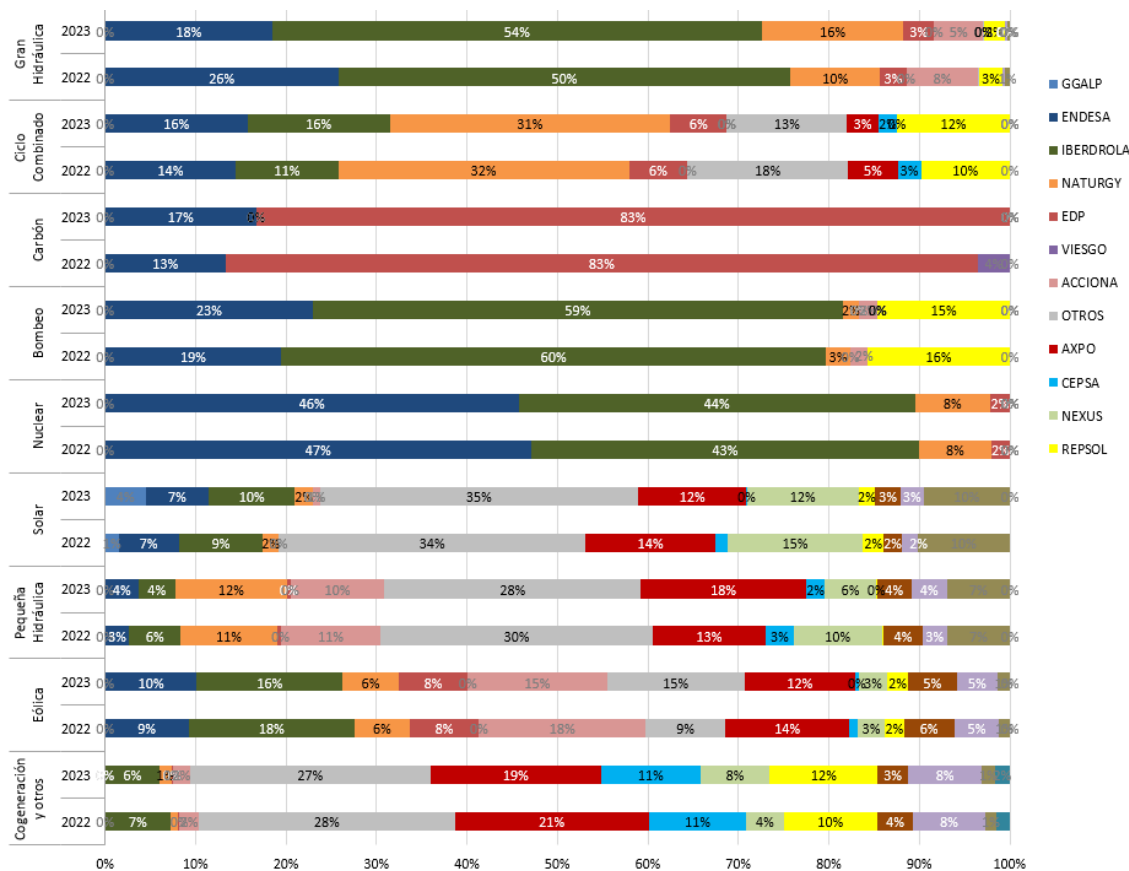
Fuente: CNMC

Gráfico 61. Comparativa europea del índice de concentración C1, calculado como la cuota anual del mayor productor. P48



Fuente: Eurostat

Gráfico 62. Cuotas de producción en P48 zona peninsular por tecnología en 2022 y 2023

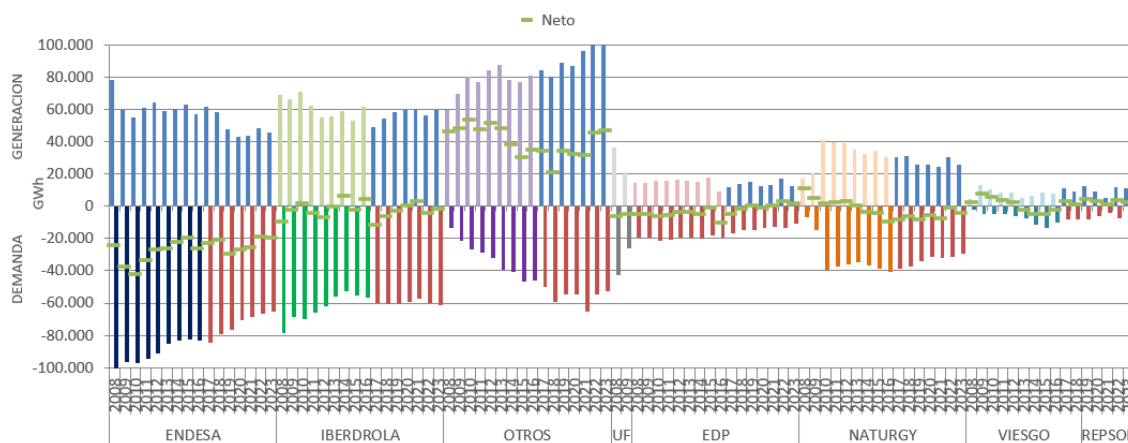


Fuente: CNMC

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 vertical²⁸ (generación y comercialización)

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

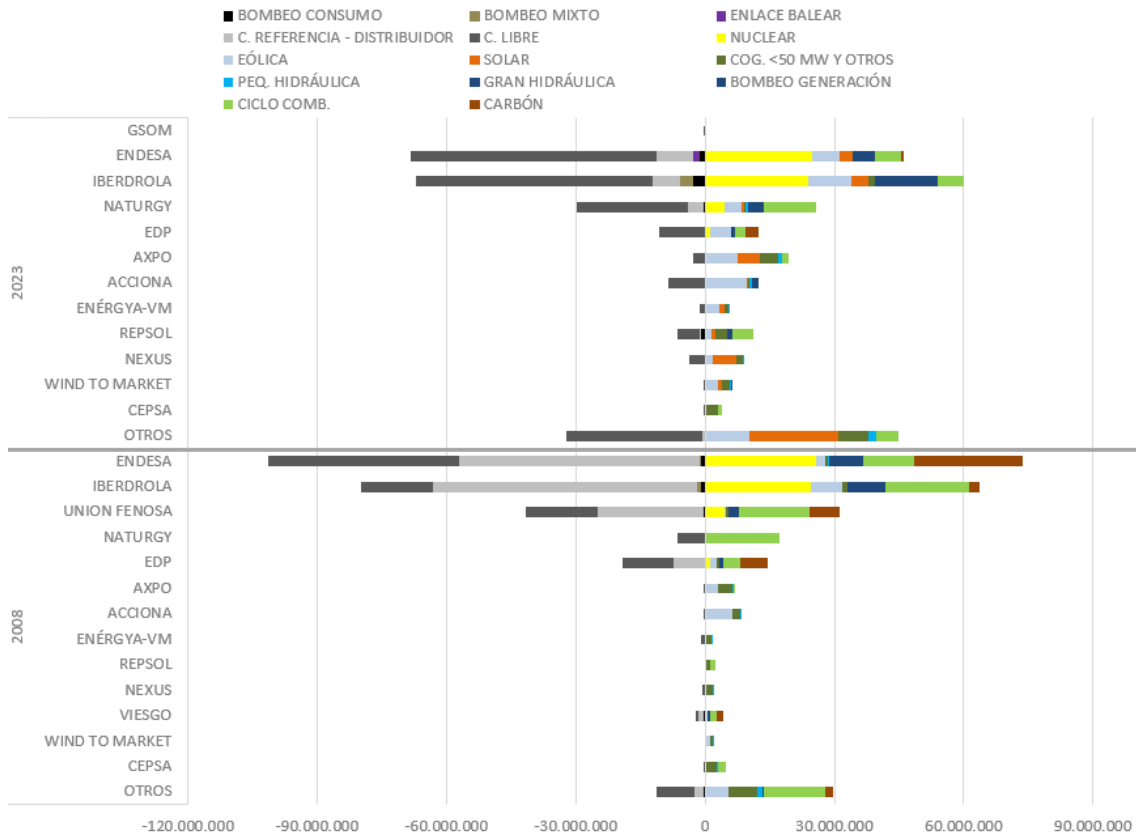


Fuente: CNMC

(*) 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.

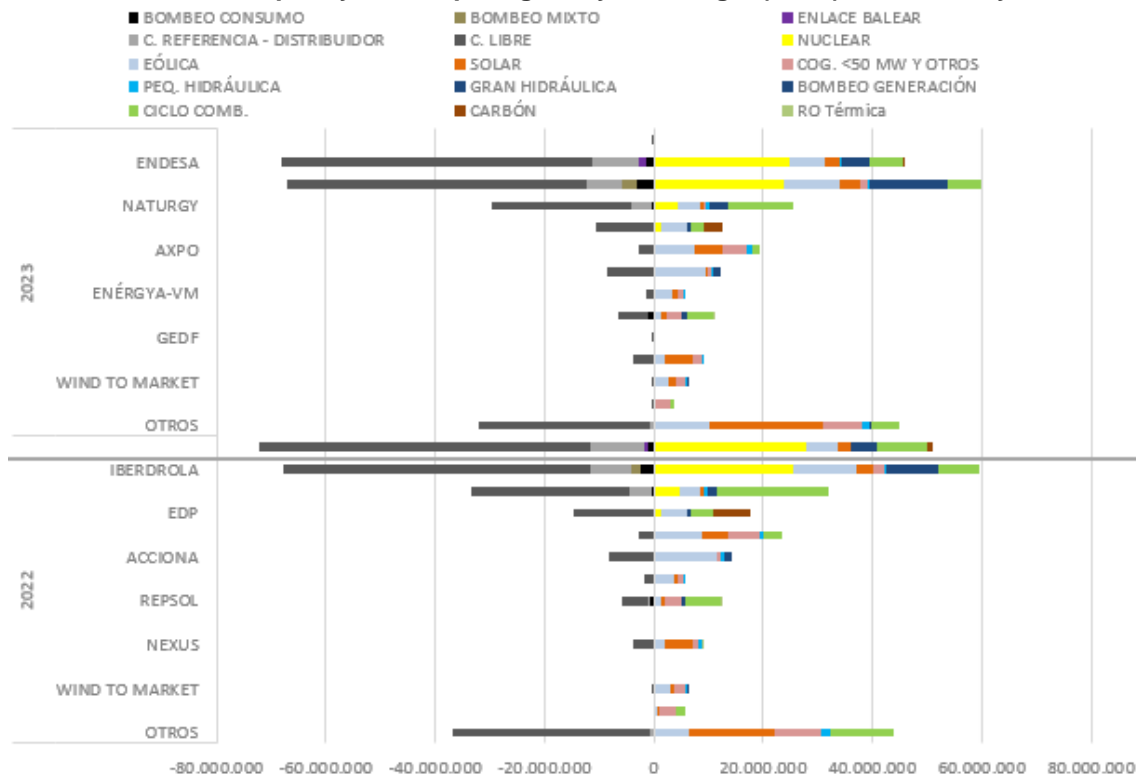
²⁸ Los grupos verticalmente integrados disponen de una cobertura natural (lo que pierde una filial del grupo vía precio lo gana la otra, como contraparte del mismo mercado). El resto de generadores no verticalmente integrados generalmente venden su energía a través de los distintos segmentos del mercado 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 2023



Fuente: CNMC

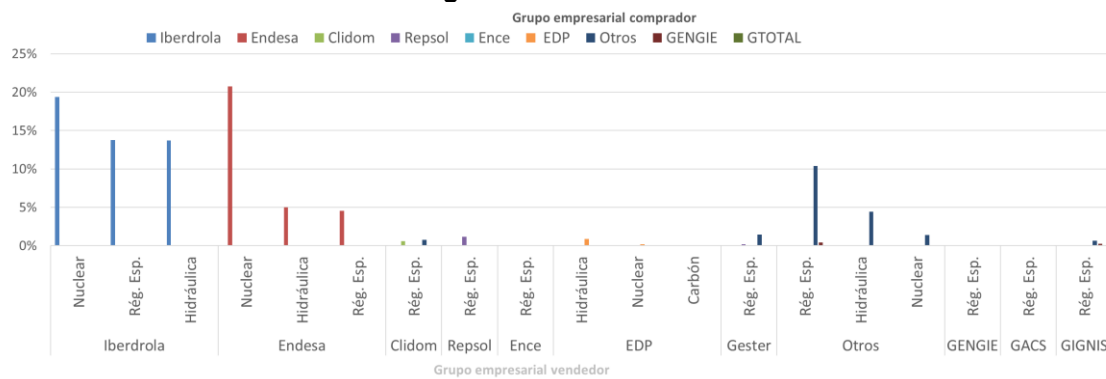
Gráfico 65. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2022 y 2023



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 2023

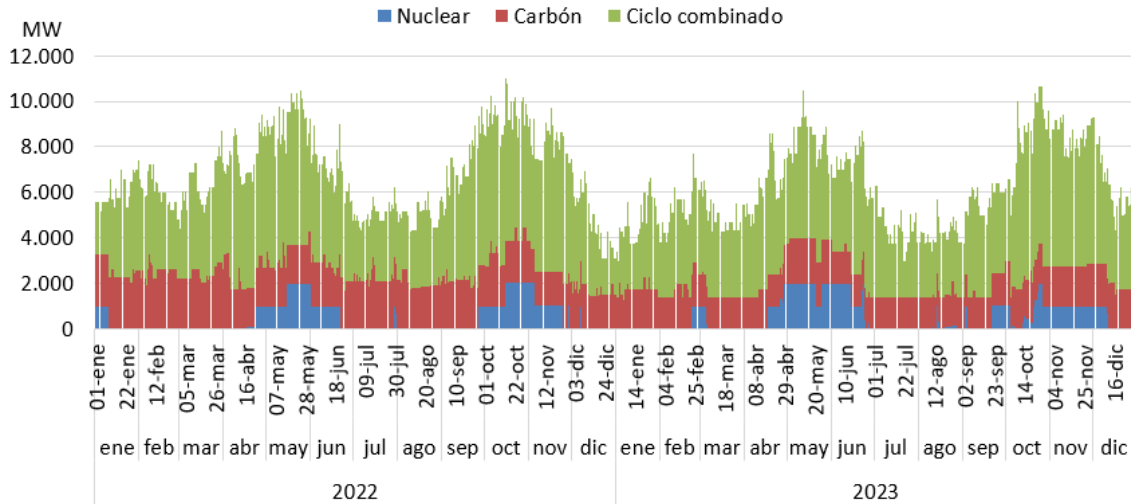


Fuente: CNMC

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

3.5. Evolución de la potencia indisponible

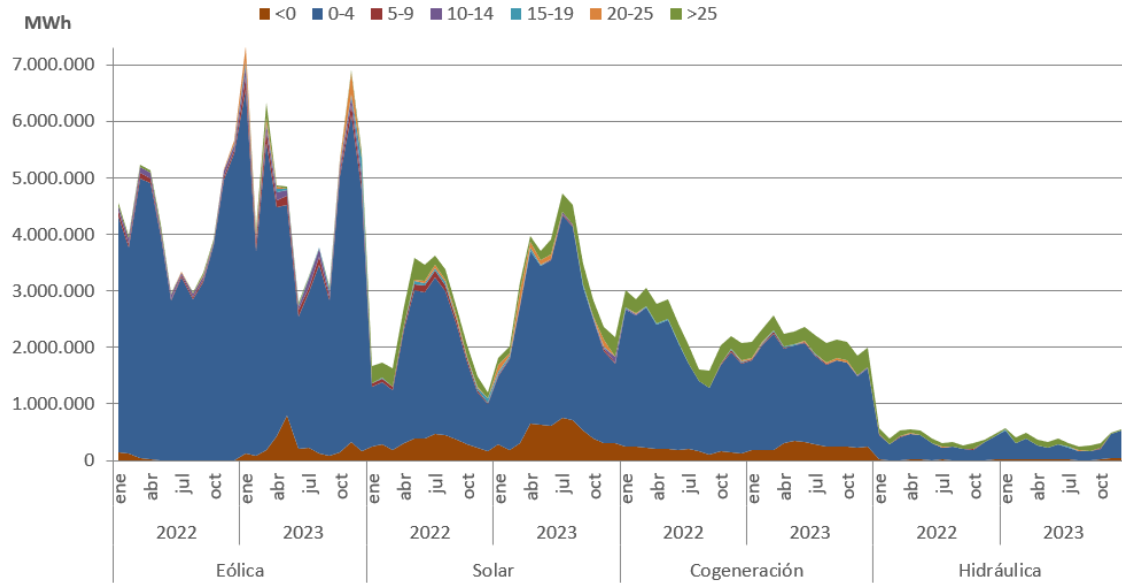
Gráfico 67. Potencia de generación indisponible programada y sobrevenida



Fuente: CNMC

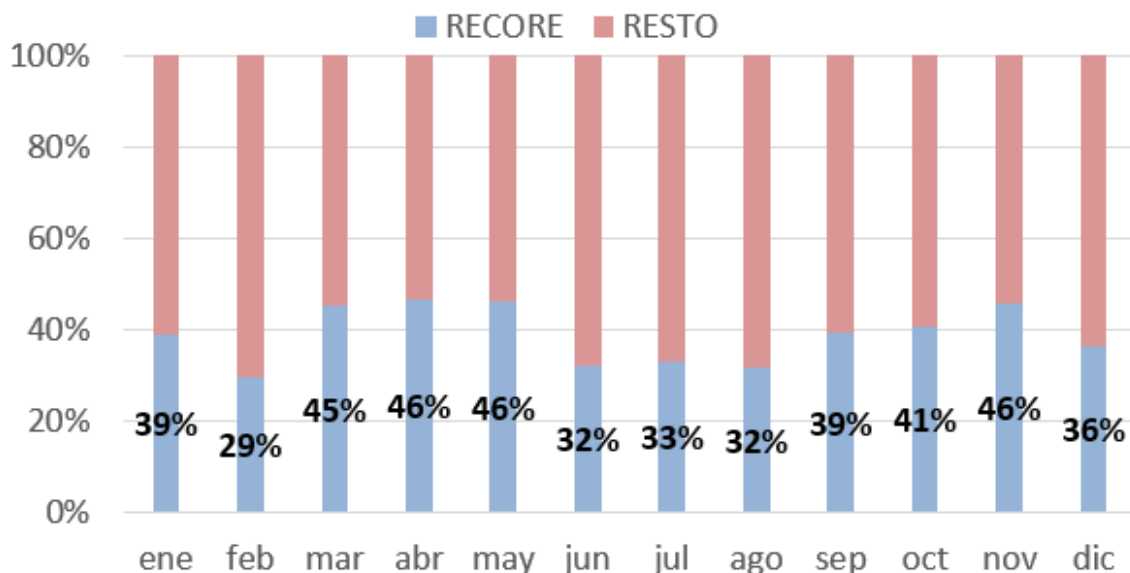
3.6. Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado

Gráfico 68. 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 2022-2023



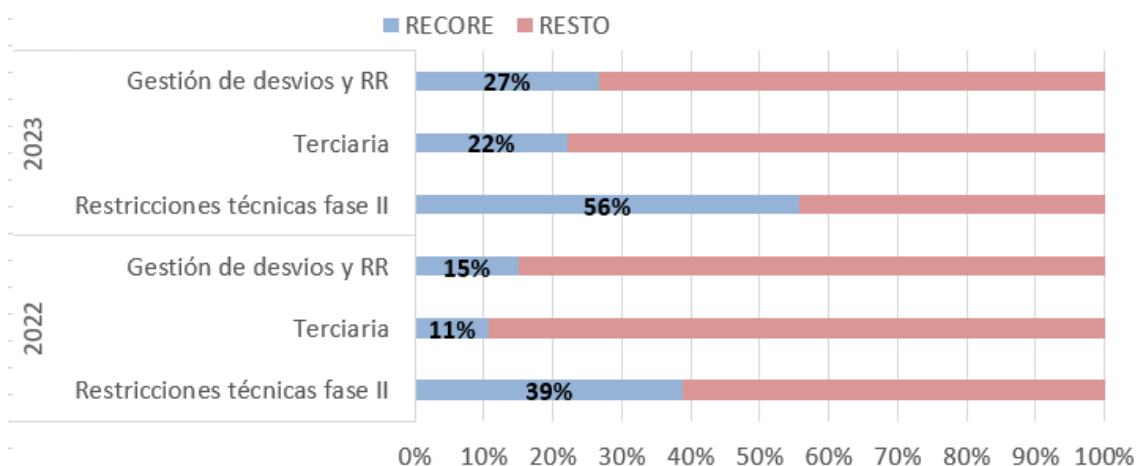
Fuente: CNMC

Gráfico 69. 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 2023



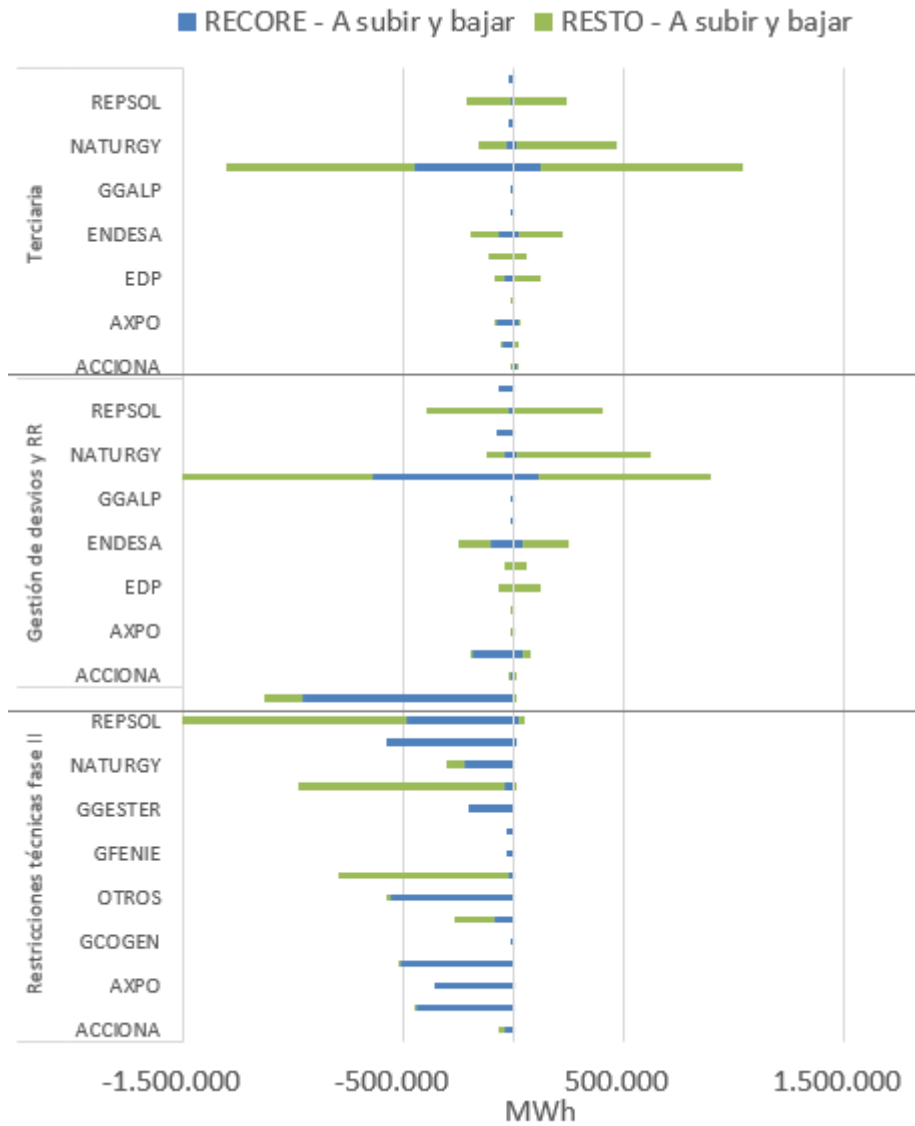
Fuente: CNMC

Gráfico 70. Cuota asignada a las tecnologías renovables, cogeneración y residuos por segmento de servicios de ajuste del sistema respecto al total del servicio asignado



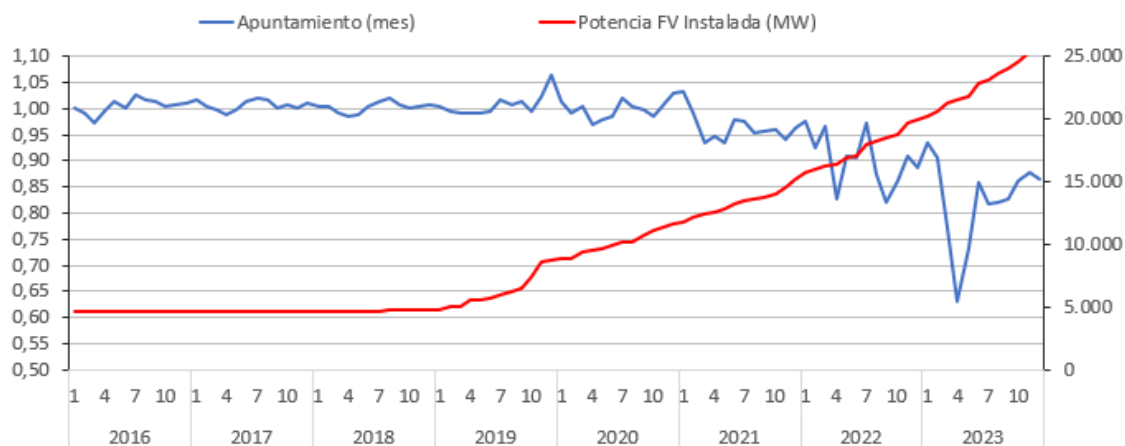
Fuente: CNMC

Gráfico 71. Tecnologías RECORE asignada en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos y RR por grupo de empresa. Año 2023



Fuente: CNMC

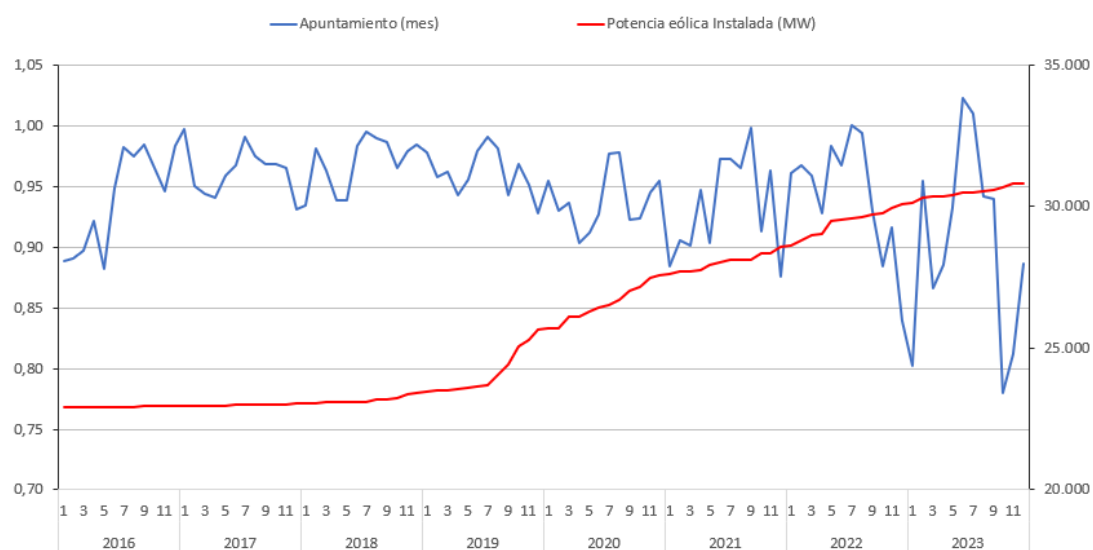
Gráfico 72. Evolución del apuntamiento de la tecnología solar fotovoltaica en mercado diario y evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada



Fuente: CNMC

Nota: El apuntamiento se ha calculado como los ingresos medios de la tecnología solar fotovoltaica en mercado diario dividido del precio medio aritmético en dicho mercado.

Gráfico 73. Evolución del apuntamiento de la tecnología eólica en mercado diario y evolución de la potencia eólica instalada



Fuente: CNMC

Nota: El apuntamiento se ha calculado como los ingresos medios de la tecnología eólica en mercado diario dividido del precio medio aritmético en dicho mercado

3.7. Acoplamiento con otros 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 a lo largo del año 2023.

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 splitting²⁹), gestionado por OMIE desde el 1 de julio de 2007 hasta mayo de 2014.

Desde mayo de 2014³⁰, 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

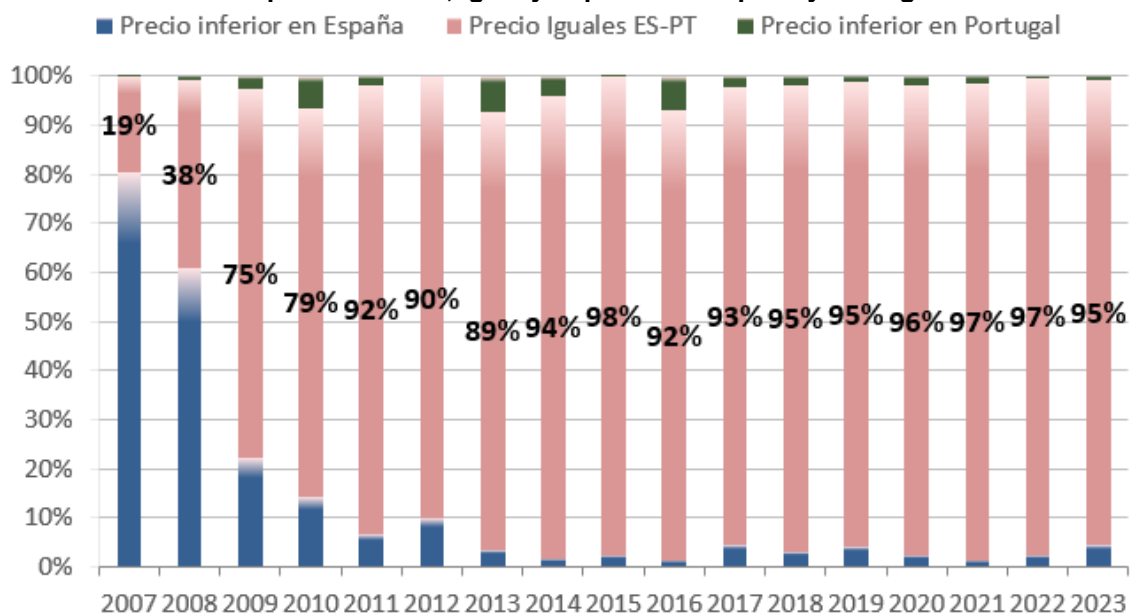
²⁹ El mecanismo utilizado para la formación del precio de la electricidad en el mercado diario de España y Portugal se conocía como “market splitting”. Los agentes compradores y vendedores acuden al mercado con independencia de que estén en España o en Portugal. Sus ofertas de compra y venta son aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico, hasta que la interconexión entre España y Portugal se ocupa totalmente. Si en una cierta hora del día la capacidad de la interconexión es suficiente para permitir el flujo de electricidad negociado por los agentes, el precio de la electricidad en esa hora será el mismo para España y Portugal. Si, por el contrario, en esa hora la interconexión se ocupa totalmente, en ese momento el algoritmo para la fijación del precio se ejecuta de manera separada de tal forma que aparece una diferencia de precios entre ambos países.

³⁰ 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.

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.

Gráfico 74. Acoplamiento del mercado diario: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal



Fuente: CNMC

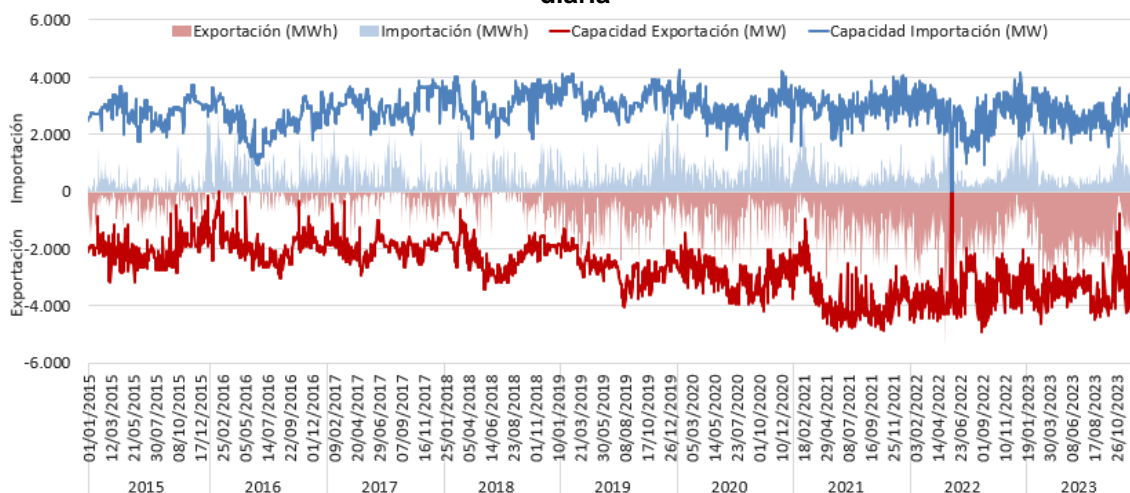
Cuadro 15. Diferencia de precios del mercado diario en zona española y portuguesa. €/MWh

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

Años	Precio medio aritmético Mercado diario España	Precio Medio aritmético Mercado diario Portugal	Media aritmética de la diferencia
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
2022	167,5	167,9	0,37
2023	87,10	88,27	1,17

Fuente: CNMC

Gráfico 75. Capacidad de la interconexión entre España y Portugal y utilización media diaria



Fuente: CNMC

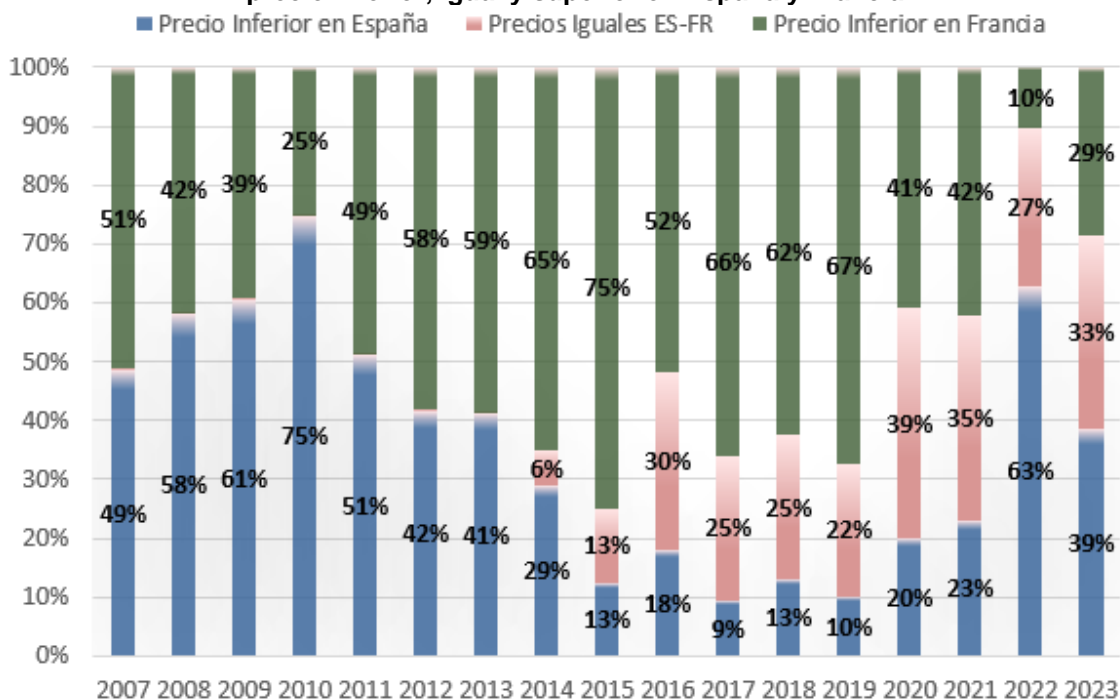
Nota: Puesta en servicio en enero de 2015 de la Línea de 400 kV Puebla de Guzmán-Tavira.

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

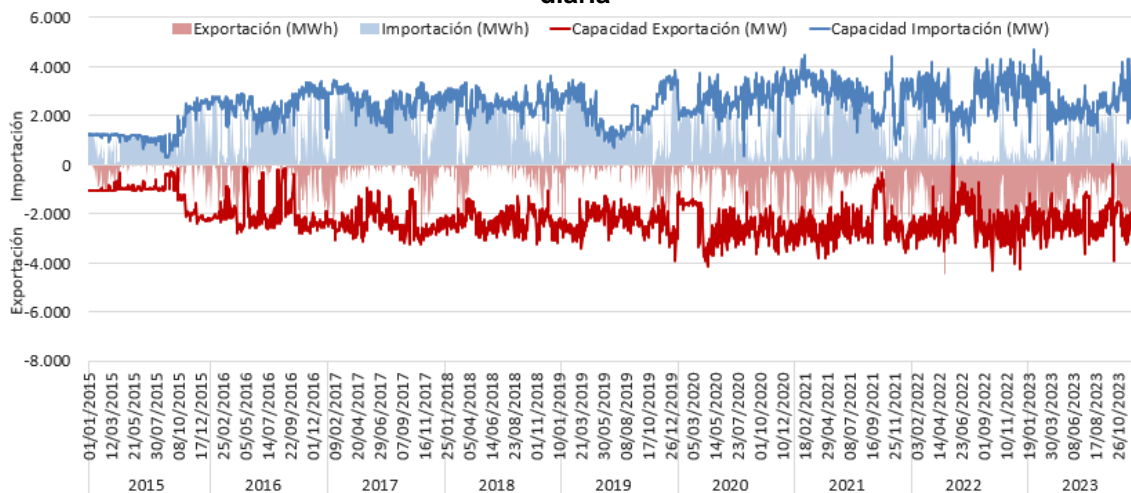
interconexión se realiza en el ámbito del largo plazo, a través de subastas explícitas de capacidad y, en el ámbito diario, a través del mecanismo de acoplamiento de los mercados diarios (Multi Regional Coupling -MRC-). Las subastas explícitas de capacidad son gestionadas por una plataforma suprarregional 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 los operadores europeos incluidos en el proyecto MRC.

Gráfico 76. Acoplamiento de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Francia



Fuente: CNMC

Gráfico 77. Capacidad de la interconexión entre España y Francia y utilización media diaria



Fuente: CNMC

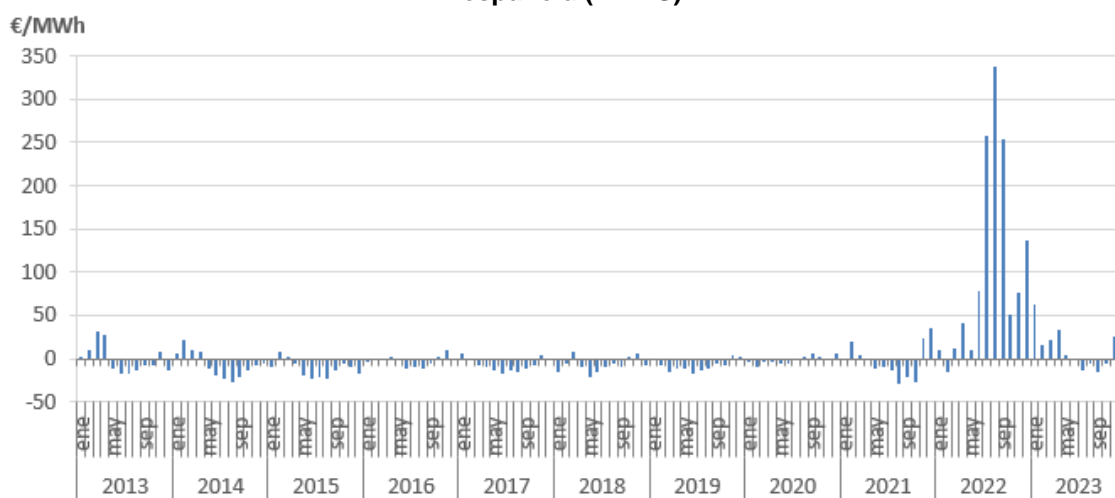
Nota: Entrada en octubre de 2015 de la nueva línea de 400 kilovoltios (kV) en corriente continua que une Santa Llogaia y Baixas. En junio de 2017 se ha puesto en servicio el desfaseador de Arkale en la línea de interconexión de 220 kilovoltios (kV) entre la subestación de Arkale (Oyarzun, Guipúzcoa)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

Respecto a los precios resultantes de las subastas de la capacidad de intercambio, el precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2023 en el sentido España > Francia fue igual a 132,45 €/MW, con un crecimiento del 293% superior al precio de la capacidad en la subasta anual para el año 2022 (33,07 €/MW), motivado en que la fecha de la subasta fue diciembre de 2022, cuando los precios de la energía eran elevados, y por la alta demanda de necesidad de capacidad de intercambio en sentido España > Francia, al existir una fuerte exportación de energía desde España motivada en el funcionamiento del mecanismo de ajuste, que provocó precios inferiores en España frente a los franceses.

Por el contrario, la poca demanda de intercambio en el sentido Francia > España, provocó que el precio marginal resultante sea muy inferior, anotando la subasta 3,95 €/MW, lo que representa un descenso de un 36,4% respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2022 (6,21 €/MW). Por otra parte, el precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales en el sentido España > Francia alcanzó su máximo en el mes de enero con un valor de 118 €/MW, sufriendo una bajada abrupta en los precios de las siguientes subastas mensuales, alcanzando un mínimo en el mes de agosto (2,34 €/MWh), en la medida del cese de la aplicación efectiva del mecanismo de ajuste. En el

sentido Francia > España el precio máximo se alcanzó en agosto con 12,78 €/MW, llegando a ser prácticamente nulo en los primeros meses del año (0,73 €/MWh en enero), precisamente por la razón esgrimida para el alto precio en el sentido contrario en el mismo mes.

Gráfico 78. Diferencia de precio del mercado diario entre zonas de precio francesa y española (FR-ES)

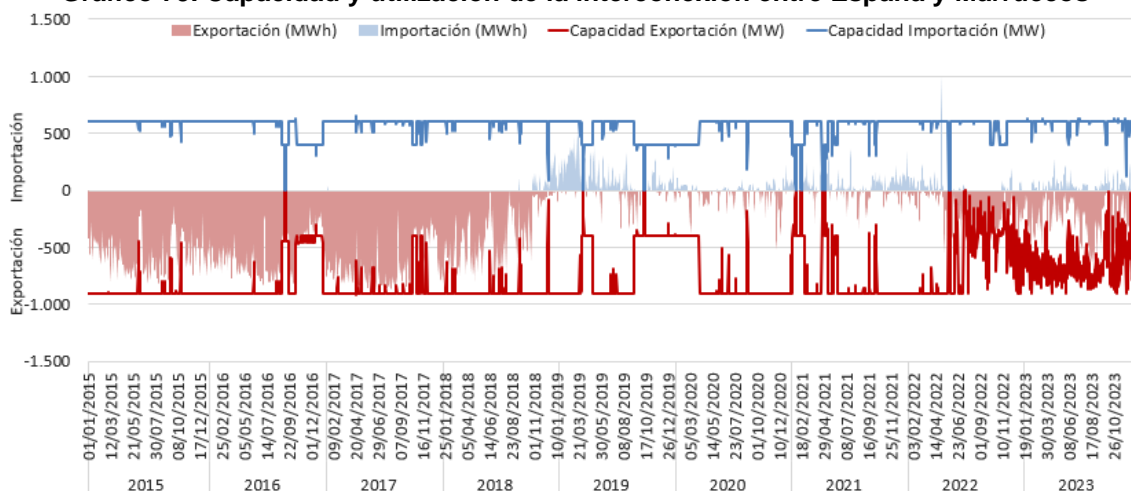


Fuente: REE, CNMC

Nota: Se muestra la media mensual de las diferencias horarias. Desde el 14 de junio de 2022 entró en vigor el mecanismo de ajuste.

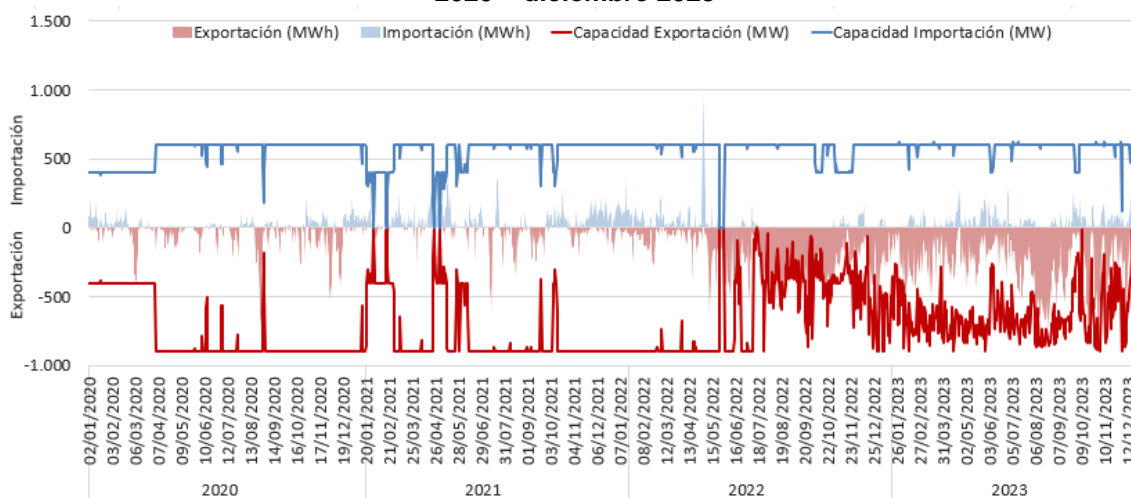
Interconexión con Marruecos

Gráfico 79. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos



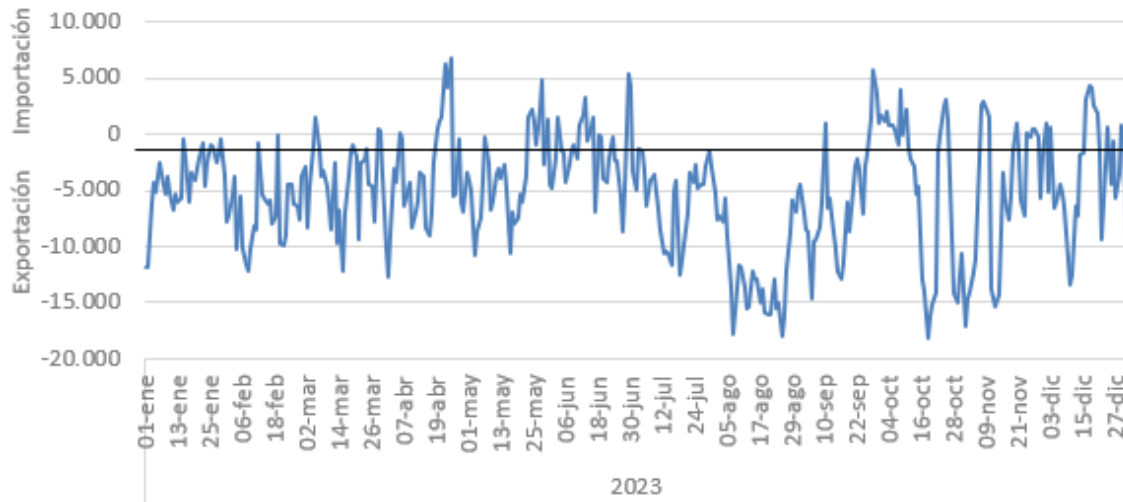
Fuente: CNMC

Gráfico 80. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos. Enero 2020 – diciembre 2023



Fuente: CNMC

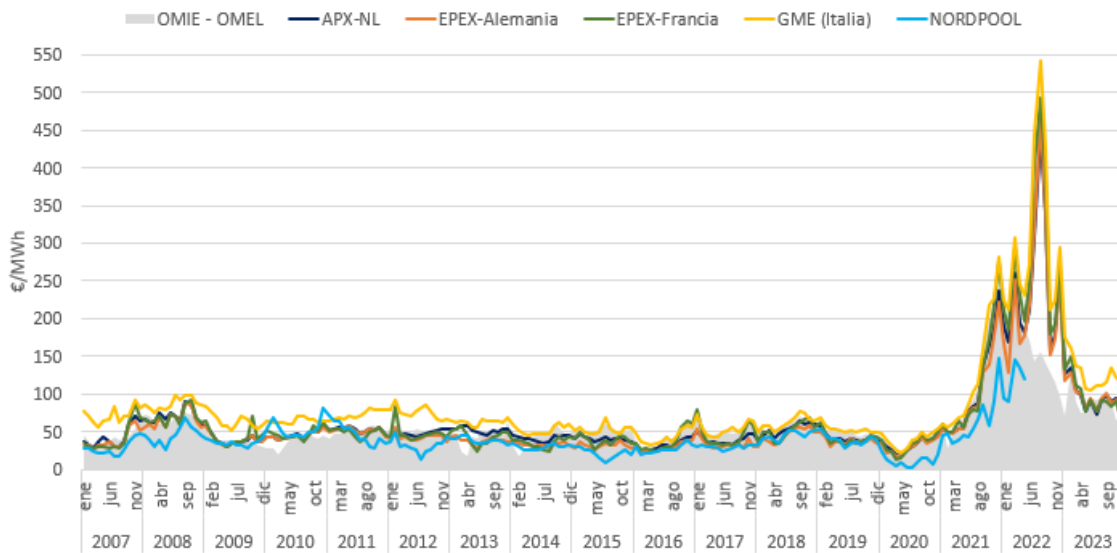
Gráfico 81. Saldo medio diario del flujo de la interconexión entre España y Marruecos durante 2023



Fuente: CNMC

MIBEL y otras referencias europeas

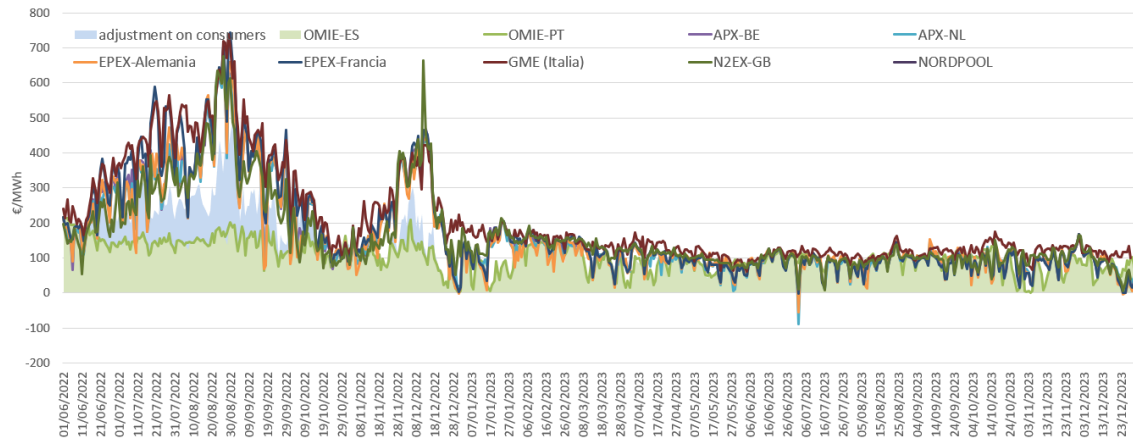
Gráfico 82. Evolución de los precios del MIBEL y del resto de mercados europeos



Fuente: Mercados europeos y CNMC

Nota: Nordpool dejó de publicar su índice en junio de 2022.

Gráfico 83. Evolución del precio del mercado diario mayorista de electricidad en los diferentes mercados europeos junto con el coste de la financiación del mecanismo de ajuste del RDI 10/2022 que soportan los consumidores no exentos de su financiación en España (precios en barras de central)



Fuente: Mercados europeos y CNMC

Nota: Nordpool dejó de publicar su índice en junio de 2022.

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 nacional³¹.

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).

Contratación a través de mercados organizados, subastas organizadas o bilateralmente entre los agentes (el conocido como mercado “over the counter”

³¹ 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>

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 energía³² de su unidad de generación. En las ofertas complejas los generadores pueden incluir condiciones adicionales, como por ejemplo un ingreso mínimo a lo largo

³² 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.

del día que la central debe de 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 Sistema³³

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 Sistema que tienen por finalidad adaptar los programas de las unidades de producción, resultantes de la participación de los sujetos en las distintas

³³ Ver la web de REE para una descripción más detallada del funcionamiento de los servicios de ajuste (<https://www.esios.ree.es/es/documentacion/>)

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 revisión³⁴. Cualquier mecanismo de este tipo requiere autorización de la Comisión Europea, por ser considerados ayudas de Estado.

³⁴ 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 Europea³⁵.

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

³⁵ 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”³⁶ 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.

³⁶ <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**), se ha mantenido la actualización de la Guía de ACER, la sexta edición, de fecha 22 de julio 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, en respuesta a las dificultades y a las perturbaciones del mercado mundial de energía causadas por la invasión rusa de Ucrania, adoptó el Plan RePower EU³⁷ el 18 de mayo de 2022. Su objetivo es poner fin a la dependencia de la UE con respecto a los combustibles fósiles rusos y hacer frente a la crisis climática. Las medidas del Plan se enfocan a:

- El ahorro de energía:
 - Mejorando las medidas de eficiencia energética, incluido el aumento del 9% al 13% del objetivo vinculante de eficiencia energética adoptado en el Pacto Verde Europeo para 2030 (Fit-for-55).
 - Lanzó una comunicación sobre ahorro de energía de la UE donde animó a los EEMM a lanzar campañas de concienciación a los hogares e industrias europeas para reducir el consumo, fomentar las ayudas fiscales para el ahorro, entre otras.
- La diversificación del suministro de energía:
 - Trabajando con socios internacionales para diversificar los suministros y garantizando unos niveles sin precedentes de importaciones de GNL e incrementos de gas por gasoductos no rusos.
- Despliegue acelerado de las energías renovables para sustituir a los combustibles fósiles en los hogares, la industria y la producción de electricidad:
 - Adopción de la Estrategia de energía solar de la UE, para duplicar la capacidad solar fotovoltaica de aquí a 2025 e instalar 600 GW de aquí a 2030.

37

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

- Una iniciativa de energía solar en los tejados con la obligación legal de instalar paneles solares en nuevos edificios público, comerciales y residenciales.
- Duplicación de la tasa de despliegue de bombas de calor y medidas para integrar la energía geotérmica y solar térmica en los sistemas de calefacción urbana y comunitaria.
- Recomendación para acelerar el permiso de los grandes proyectos de energía renovable.
- Establecer unos objetivos de 10 millones de toneladas de producción de hidrógeno renovable y de 10 millones de importaciones para 2030, a fin de sustituir el carbón, el gas natural y el petróleo en la industria.
- Plan de acción de biometano con mayores incentivos financieros, entre otras medidas, para aumentar la producción a 35 millones de metros cúbicos de aquí a 2030.

Por otra parte, desde el inicio de la situación de crisis energética y precios elevados, se dio comienzo a un intenso proceso de evaluación de la necesidad de revisar el diseño del mercado eléctrico. Dicho proceso de evaluación, en el que han estado inmersos tanto Reguladores Nacionales como Estados miembros y distintos grupos de interés, desembocó en una propuesta de la Comisión Europea el 14 de marzo de 2023 sobre la reforma de la configuración del mercado de la electricidad de la UE. Esta propuesta pretendía modificar la legislación pertinente relativa al mercado de la electricidad y mejorar la protección de la Unión contra la manipulación del mercado gracias a un mejor control y una mayor transparencia (Reglamento sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía, REMIT).

Tras meses de intenso debate, el 16 de noviembre de 2023 el Consejo y el Parlamento alcanzaron un acuerdo provisional sobre la modificación del Reglamento sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía, promoviendo la mejora de la protección de la Unión contra la manipulación del mercado gracias a un mejor control y una mayor transparencia, mientras que el 14 de diciembre de 2023, el Consejo y el Parlamento también alcanzaron un acuerdo provisional para reformar la configuración del mercado de la electricidad de la UE. El foco de la reforma acordada estaba en conseguir reducir la dependencia de los precios de la electricidad de los precios de los combustibles fósiles y de su volatilidad, acelerar la implantación de las energías renovables y mejorar la protección de los consumidores, en particular, su protección frente a las subidas bruscas de precios. De esta manera, este acuerdo pretende provocar una importante reducción de la dependencia de la UE del gas

ruso, al mismo tiempo que impulsa las energías no fósiles para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, estabilizando los mercados a largo plazo, ofreciendo electricidad más asequible a los ciudadanos de la UE y, por tanto, mejorando la competitividad industrial del continente.

Este acuerdo se materializó con la adopción el 11 de abril de 2024 del Reglamento (UE) 2024/1106³⁸, del Parlamento Europeo y del Consejo, cuyo objetivo es promover la mejora de la protección de la Unión contra la manipulación del mercado mayorista de la energía gracias a un mejor control y una mayor transparencia; así como la adopción el 13 de junio de 2024 de la Directiva (UE) 2024/1711³⁹ del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se modifican las Directivas (UE) 2018/2001⁴⁰ y (UE) 2019/944⁴¹, en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión y el Reglamento (UE) 2024/1747⁴² del Parlamento Europeo y del Consejo, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/943⁴³ y, de nuevo, (UE) 2019/942 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión.

A nivel **nacional y por parte de la CNMC**, en 2023 se han aprobado diversas metodologías regionales, así como numerosas normas técnicas del mercado eléctrico y la operación del sistema (reglas, condiciones y 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 energética⁴⁴.

Se relacionan en la tabla siguiente las principales decisiones tomadas por la CNMC en este ámbito durante 2023:

³⁸ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2024-80525>

³⁹ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2024-80973>

⁴⁰ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2018-82107>

⁴¹ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2019-81031>

⁴² <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2024-80974>

⁴³ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2019-81030>

⁴⁴ <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/regulacion-de-mercado-y-procedimientos-de-operacion>

DCOOR/DE/006/22	REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DIARIO E INTRADIARIO DE ENERGÍA ELECTRICA PARA LA INCORPORACIÓN DEL NUEVO RÉGIMEN DE RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA (REER), LA APERTURA DEL COMITÉ DE AGENTES DEL MERCADO (CAM) Y LA MEJORA DEL TRATAMIENTO DE LAS OFERTAS DEL MERCADO CONTINUO, LAS GARANTÍAS Y EL REPARTO DE INTERESES	23 Feb 2023
DCOOR/DE/008/22	ADAPTACIÓN DE PROCEDIMIENTOS PARA CONTEMPLAR LA LIQUIDACIÓN DE MEDIDAS EXCEPCIONALES DE APOYO AL SISTEMA ELÉCTRICO FRANCÉS DURANTE EL INVIERNO 2022-2023	23 Feb 2023
DCOOR/DE/012/21	MODIFICACIÓN DE LOS PPOO 9.2 Y 3.8 PARA ESTABLECER, ENTRE OTROS, LOS CRITERIOS DE CALIDAD DE LAS TELEMEDIDAS	26 Mar 2023
DCOOR/DE/003/23	NUEVO PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN 7.5 Y ADAPTACIÓN DEL 14.4 PARA LA REGULACIÓN DEL SERVICIO DE RESPUESTA ACTIVA DE LA DEMANDA	19 Oct 2023
DCOOR/DE/002/18	RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBA LA SEGUNDA MODIFICACIÓN DEL MARCO DE APLICACIÓN PARA LA PLATAFORMA EUROPEA DE INTERCAMBIO DE ENERGÍA DE BALANCE PROCEDENTE DE RESERVAS DE SUSTITUCIÓN - RR	23 Mar 2023
DCOOR/DE/001/23	PROPUESTA DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CAPACIDAD EN HORIZONTE DE BALANCE EN LA REGIÓN SWE	29 Jun 2023

DCOOR/DE/004/23	LANZAMIENTO DE UN PROYECTO DEMOSTRATIVO REGULATORIO DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN EL CONTROL DE TENSIÓN	02 Nov 2023
---------------------------------	---	-------------