

La regulación del mercado eléctrico mayorista ante el nuevo entorno europeo

Abril 2024



La regulación del mercado eléctrico mayorista ante el nuevo entorno europeo

Abril 2024

Contenido

1. Introducción y objetivo del informe	06
2. Contexto regulatorio actual y perspectivas	08
2.1. La Reforma del mercado eléctrico europeo	08
2.2. La Ley del Sector Eléctrico español y el funcionamiento del mercado mayorista de generación eléctrica	13
2.3. ¿Cuál ha sido la evolución del sistema eléctrico y cómo avanza en su proceso de descarbonización?	17
3. ¿Qué implicaciones regulatorias podría acarrear la reforma en el mercado mayorista eléctrico español? La opinión de los expertos	20
3.1. Flexibilización en la obligatoriedad de nominación en el mercado u otras reglas para promover la contratación a largo plazo	22
3.2. Desarrollo de los CFDs, en convivencia de los PPAs.....	26
3.3. Fomento de la contratación a plazo a través de PPAs.....	32
3.4. Planificación y reserva de capacidad del almacenamiento ante el nuevo escenario renovable	36
3.5. Coste de oportunidad e integración de nuevas tecnologías en el mercado.....	40
4. ¿Qué retos y oportunidades se presentan?	46
4.1. ¿Es necesario modificar la Ley del Sector Eléctrico español?	48
4.2. Consideraciones finales: La oportunidad de España ante el nuevo escenario	49
5. Anexos	52
5.1. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, principales artículos.....	53
5.2. Resolución de 23 de febrero de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban 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	57
5.3. Procedimiento de Operación 3.1.	58
5.4. Circular 3/2019 de la CNMC, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema	60
5.5. Real Decreto 2019/1997, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica	61

1. Introducción y objetivo del informe



En los últimos años, la Unión Europea ha puesto en marcha un ambicioso plan de descarbonización, con horizonte 2030, 2040 y 2050, y se encuentra inmersa en pleno proceso de transición energética, lo que implica muchos retos físicos, tecnológicos, financieros y regulatorios.

En este contexto, la dinámica de los mercados globales de la energía se vio significativamente afectada desde el segundo semestre de 2021, debido a un desajuste entre la oferta y la demanda de hidrocarburos, y en especial del gas natural, generando una elevada volatilidad y un crecimiento sin precedentes de los precios energéticos, afectando negativamente sobre la competitividad industrial y el bienestar de los consumidores, especialmente aquellos que no tenían suscritos contratos a precio fijo.

Esta crisis supuso la adopción de diversas medidas paliativas por parte de los diferentes Estados miembros y la Unión Europea en su conjunto. En particular, la Comisión Europea presentaba su Propuesta de Reforma del Mercado Eléctrico Europeo¹ en marzo de 2023, que fue negociada durante varios meses, hasta alcanzarse un acuerdo provisional sobre el texto entre el Consejo y el Parlamento Europeo el pasado 14 de diciembre de 2023.

A falta de su inminente aprobación formal, este nuevo marco regulatorio comunitario impactará sobre el desarrollo del sector eléctrico europeo y el de sus respectivos Estados miembros.

Por ello, ante la significativa transformación que ya se está produciendo en el sector eléctrico europeo y español, cabe plantearse si la Reforma puede ser una oportunidad para afrontar una revisión regulatoria en España y, en particular, en lo relativo al mercado mayorista de electricidad.

El objetivo del presente informe es profundizar en el análisis regulatorio sobre cómo el nuevo diseño europeo podría transformar el mercado mayorista del Sector Eléctrico español, regulado bajo la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico (en adelante LSE), así como abrir el debate sobre las mejores soluciones para su desarrollo efectivo.

Para la realización del informe, hemos contado con la valiosa colaboración de diversos economistas de reconocido prestigio, cuya trayectoria profesional ha estado vinculada al sector energético a alto nivel: **Luis Atienza**, ministro de Agricultura, Pesca y Alimentación entre 1994 y 1996, y presidente de Red Eléctrica entre 2004 y 2012; **María Teresa Costa-Campi**, presidenta de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) entre 2005 y 2011; **María Fernández**, vicepresidenta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) entre 2013 y 2020; **Pedro Mejía**, presidente de OMEL desde 2009 hasta 2017 y secretario de Estado de Turismo y Comercio entre 2004 y 2008; **Álvaro Nadal**, ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital del Gobierno de España entre 2016 y 2018; **Diego Rodríguez**, consejero de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) entre 2013 y 2017 y **Miguel Sebastián**, ministro de Industria, Turismo y Comercio del Gobierno de España entre 2008 y 2011.

Gracias a la amable colaboración y el esfuerzo dedicado por el grupo de expertos, ha sido posible la realización de este trabajo. A través de su gran conocimiento y opiniones, se han recopilado los diferentes puntos de vista tratando de abrir el debate sobre los próximos retos regulatorios del sector y sobre la necesidad o no de modificar la vigente Ley del Sector Eléctrico en España.

⁽¹⁾ Comisión Europea - Nota de prensa 14 de marzo 2023 - Propuesta de Reforma de la configuración del mercado de la electricidad de la UE. Disponible en https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/IP_23_1591

⁽²⁾ Más detalle sobre el grupo de expertos en el capítulo de contactos.

2. Contexto regulatorio actual y perspectivas



El objetivo de este capítulo es entender qué ha sucedido y cuál es el entorno regulatorio actual del mercado mayorista eléctrico español. Este análisis es esencial para poder examinar en qué ámbitos podría impactar la Reforma del Mercado Eléctrico Europeo de cara a su futuro desarrollo.

2.1. La Reforma del mercado eléctrico europeo

¿Por qué surge la Reforma?

La Propuesta de Reforma del mercado eléctrico europeo surge tanto **por factores estructurales como coyunturales**.

Desde el punto de vista estructural, destacan los ambiciosos objetivos de descarbonización de la Unión Europea, encaminados al logro de la neutralidad climática a 2050.

Estos objetivos suponen un gran esfuerzo en reducción de emisiones, eficiencia energética y despliegue de renovables.

A 2030, el objetivo marcado por la Unión Europea en implantación de tecnologías de generación renovable **supone duplicar la capacidad instalada, alcanzando los 1.236 GW en el mix eléctrico**³. Para ello, es necesario atraer un ingente volumen de inversiones, así como promover tecnologías de flexibilidad y almacenamiento que permitan hacer frente a la intermitencia de determinadas fuentes renovables, evitando los vertidos y efectos indeseados en los precios eléctricos.

Los objetivos europeos se han traducido en compromisos concretos de los Estados miembros, que han elaborado sus propias hojas de ruta en los Planes Nacionales de Energía y Clima a 2030. En España, el PNIEC⁴ consagra nuestros objetivos climáticos y, en el caso de las renovables, se pretende alcanzar un 48% de participación de las mismas sobre el consumo energético final y un 81% en la generación eléctrica.⁵

Este hecho, supone un cambio estructural en el mix energético respecto a cuando se inició la liberalización del sector eléctrico europeo en 1996.⁶

³ Objetivo de la nueva Directiva de Renovables RED III que además contempla un incremento de 2.5% para alcanzar el 45% de renovables sobre el consumo energético final.

⁴ PNIEC - Plan Nacional de Energía y Clima 2021-2030, recientemente presentado el borrador PNIEC 2023-2030.

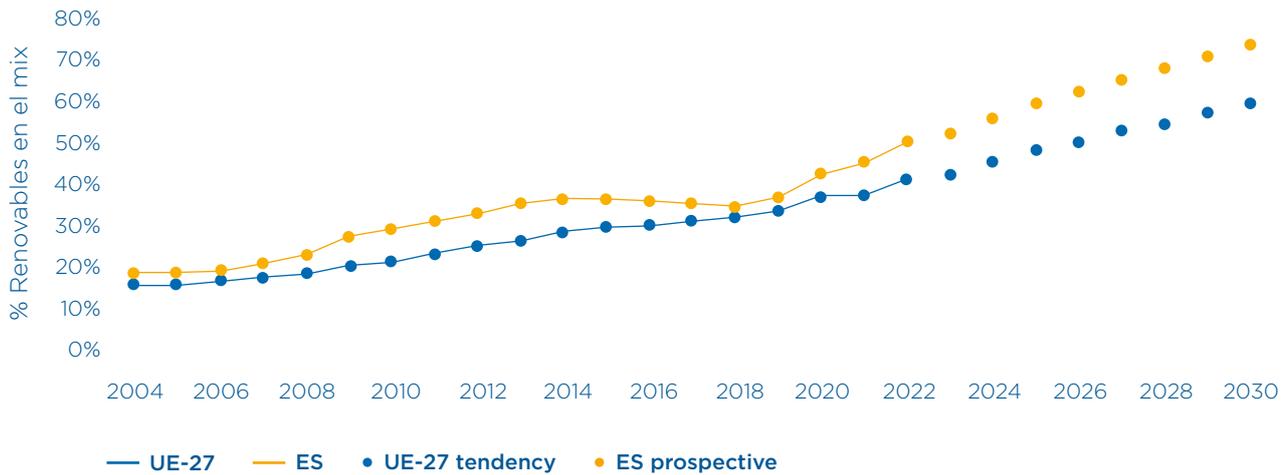
⁵ Borrador de actualización del PNIEC 2023-2030 sacado a consulta pública el pasado junio 2023 y cuya versión oficial será remitida a la Comisión Europea antes del 30 de junio de 2024.

⁶ Directiva (UE) 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

Ilustración 1.

Evolución % de renovables en el mix de generación de UE-27 y España de 2004-2022 y proyecciones a 2030.

Fuente: Eurostat⁷ y borrador PNIEC 2023-2030.



Adicionalmente, este proceso de cambio estructural hacia un escenario más descarbonizado **se ha visto impactado de manera coyuntural por la crisis energética a nivel global, que afectó de manera significativa a la Unión Europea por su dependencia exterior del gas natural y por la relación directa entre los precios del gas y la electricidad.**

Desde la primavera de 2021 los precios de los combustibles fueron ascendiendo progresivamente, aumentando su volatilidad, y llegando a su situación más tensa en febrero de 2022, cuando estalló el conflicto bélico en Ucrania.

Ante este escenario crítico, los diferentes EEMM fueron introduciendo diferentes normativas para paliar los efectos negativos sobre los consumidores y la competitividad empresarial.

En el caso de España, tanto 2021 como 2022 vinieron marcados por la publicación de sucesivos Reales Decreto-ley, con importante trascendencia para el sector.

A modo ilustrativo, en el siguiente gráfico se puede observar la actividad regulatoria en España hasta la publicación de la Propuesta de Reforma por parte de la Comisión Europea.

⁷⁾ Comisión Europea, Eurostat - *Share of energy from renewable sources in gross electricity consumption, 2004-2022.*

Ilustración 2.

Comparativa de la evolución del precio de la electricidad (REE) y gas natural (MIBGAS), con la respuesta regulatoria, desde enero 2021 a marzo 2023

Fuente: ESIOS, MIBGAS.



2021

- 1** RDL 12/2021
24 jun - 2021
- 2** RDL 17/2021
14 sep - 2021
- 3** RDL 23/2021
26 oct - 2021
- 4** RDL 29/2021
21 dic - 2021

2022

- 5** RDL 6/2022
29 mar - 2022
- 6** RDL 10/2022
13 may - 2022
- 7** RDL 14/2022
1 ago - 2022
- 8** RDL 17/2022
20 sep - 2022
- 9** RDL 18/2022
19 oct - 2022
- 10** RDL 20/2022
27 dic - 2022

- E1** REPowerEU
18 may - 2022

2023

- 11** RDL 3/2023
28 mar - 2023
- E2** Reforma ME
14 mar - 2023

Ante estos retos estructurales y coyunturales, surgió el debate entre los Estados miembros sobre la necesidad de plantear una reforma del mercado eléctrico de la UE.

Desde la publicación de la Propuesta de Reforma por la Comisión en marzo de 2023, el proceso ha ido avanzando a través de las diversas negociaciones y **el 14 de diciembre se llegó al acuerdo en los trílogos entre Consejo y Parlamento Europeos. Esta reforma supone la modificación de los Reglamentos (UE) 2019/943 y (UE) 2019/942, así como las Directivas (UE) 2018/2001 y (UE) 2019/944.**

Este acuerdo provisional, se adoptó formalmente por el Parlamento el pasado 11 de abril de 2024 y deberá ser ratificado por el Consejo para su aprobación final.

¿Qué persigue y qué cambios introduce la Reforma?

La Reforma nace con tres objetivos principales: proteger a los consumidores, promover la competitividad de la industria europea y fomentar la inversión en energías renovables.

Entre los principales cambios que se derivan de la Reforma y que impactan en el futuro del mercado mayorista europeo, podemos destacar los siguientes:

- i. Defensa del actual diseño de mercado marginalista**, fomentando su liquidez y eficiencia.
- ii. Promoción de los mercados a plazo, destacando la coexistencia de los PPAs⁸ con los CfDs⁹ bilaterales.** Esta medida, que espera canalizar en gran parte el desarrollo de renovables, es un punto que favorece la libertad de elección de los agentes, permitiéndoles elegir entre un acuerdo privado a un precio estable o un acuerdo público para nuevas tecnologías, sin riesgo de contraparte. Con respecto a los PPAs, se recomienda a los EEMM a que establezcan medidas de cobertura pública de los riesgos de contraparte (En España, CESCE ya lo hace para los consumidores electrointensivos, bajo ciertas condiciones).
- iii. Promoción de los mecanismos de flexibilidad y almacenamiento y mayor flexibilización en los procedimientos de aprobación de los mecanismos de capacidad, dotándoles de un carácter más estructural.** En el nuevo escenario, con un mix de predominancia significativamente renovable, la flexibilidad y el almacenamiento son la pieza clave para dotar de estabilidad al sistema; la idea es permitir que incluyan tanto las tecnologías actuales que aportan firmeza (como los ciclos), como las de nuevo desarrollo, que se centrarán fundamentalmente en almacenamiento.
- iv. Fortalecimiento del mercado único de la energía mediante el diseño de mecanismos uniformes para toda la UE.** Tras la heterogeneidad en las medidas aplicadas por los diferentes EEMM durante los años 2021 y 2022, se acuerda que, en situaciones declaradas conjuntamente como de emergencia, puedan aplicarse acciones coordinadas de protección de los consumidores, con límites temporales ciertos y que no supongan una desventaja competitiva para mercados vecinos.

⁽⁸⁾ De sus siglas en inglés *PPA - Power Purchase Agreement*, CCE en español Contrato de Compraventa de Energía. Correspondiente a acuerdos privados entre cliente y generador.

⁽⁹⁾ De sus siglas en inglés *CfD - Contract for Difference*, Contratos por diferencia públicos en los que los generadores se comprometen a entregar un volumen de energía en un plazo concreto a un precio predeterminado de antemano, fruto de una subasta, y donde la contraparte es el sistema eléctrico.

Este nuevo marco regulatorio comunitario sentará las bases de desarrollo del sector eléctrico europeo.

Por ello, ante la significativa transformación que se está ya produciendo en el sector eléctrico europeo y español, y dada nuestra ventaja competitiva en recursos renovables, cabría plantearse si la Reforma puede ser una oportunidad para afrontar una revisión regulatoria en España y, en particular, en el mercado mayorista.

2.2. La Ley del Sector Eléctrico español y el funcionamiento del mercado mayorista de generación eléctrica

El mercado mayorista eléctrico español está regulado por la vigente Ley 24/2013 del Sector Eléctrico¹⁰, que se aprobó en 2013 y sustituyó a la Ley 54/1997¹¹, con la que se inició el proceso de liberalización del mercado eléctrico en España.

A partir de esta Ley se han aprobado un amplio número de normas para regular tanto las actividades reguladas como las liberalizadas.

Sin embargo, en el ámbito del mercado mayorista, apenas se han desarrollado normas y reglamentos para regular su funcionamiento, rigiéndose, en general, por los propios principios de la LSE pese a que el mix energético ha evolucionado de manera significativa desde los orígenes de la liberalización, y sus perspectivas de cara al 2030 son de una mayor transformación.

¿Cómo organiza la LSE el funcionamiento del mercado mayorista eléctrico español?

De acuerdo con el artículo 8 de la LSE, el mercado mayorista de producción de energía eléctrica se desarrolla en régimen de libre competencia y está integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía, así como de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

A su vez, el mercado de producción de energía eléctrica se estructura en diversos mercados: mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados.

¹⁰⁾ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
Disponible en <https://www.boe.es/buscar/pdf/2013/BOE-A-2013-13645-consolidado.pdf>.

¹¹⁾ Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
Disponible en <https://www.boe.es/buscar/pdf/1997/BOE-A-1997-25340-consolidado.pdf>.

Los mercados a plazo son aquellos en los que se acuerdan intercambios de electricidad con plazos de semanas, meses o años, a través de posiciones físicas y financieras, con el fin de reducir el riesgo de volatilidad de precio. Se componen principalmente de los mercados organizados, como OMIP, y los mercados no organizados o “a la medida de las partes” (denominados OTC *-over the counter-*).

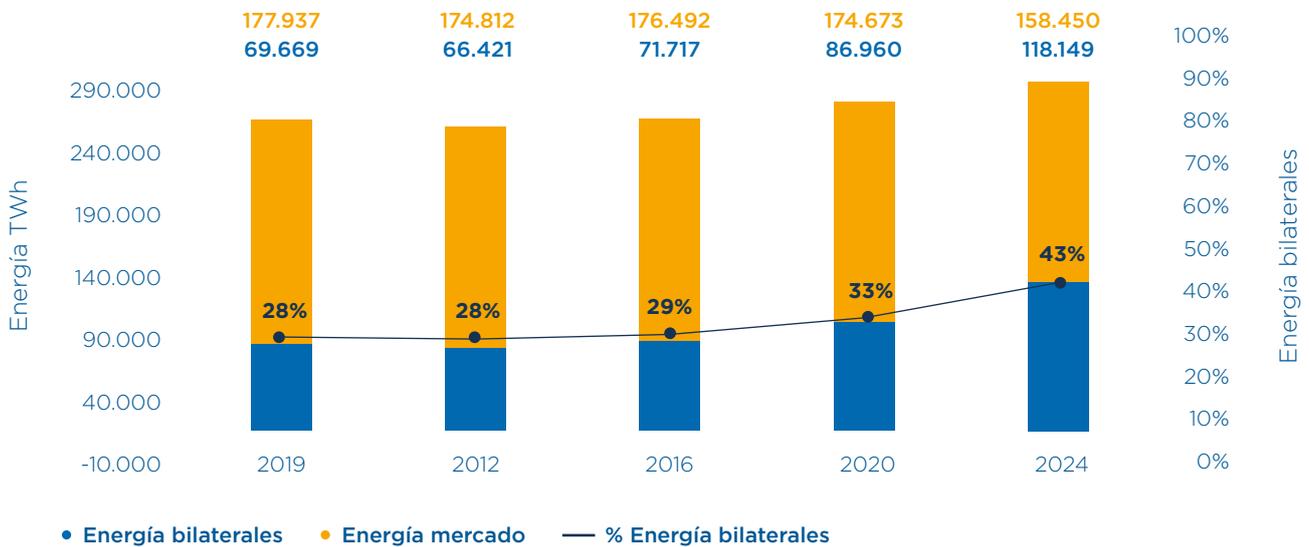
En el año 2022, el volumen negociado en dichos mercados en España y otros países europeos ha estado marcado por la crisis energética europea, produciéndose una caída importante de la liquidez, principalmente en aquellos de menor vencimiento. Ello ha sido consecuencia, entre otros factores, a la incertidumbre respecto a la evolución general de la actividad económica y los precios y del incremento de los requerimientos de garantías y márgenes por parte de las cámaras de compensación, como consecuencia del escenario de elevados precios y volatilidad de éstos.¹²

Sin embargo, el cambio de coyuntura experimentado en 2023 ha supuesto que el peso de la contratación bilateral con entrega física sobre el total de energía negociada en el mercado diario haya aumentado, alcanzando el 43% del total.

Ilustración 3.

Peso de la contratación bilateral sobre el total de energía negociada en el mercado.

Fuente: OMIE.¹³



⁽¹²⁾ Boletín anual de mercados a plazo de energía eléctrica en España (Balance 2022) - CNMC, IS/DE/003/22.

⁽¹³⁾ Elaboración propia a partir de los informes anuales y mensuales de OMIE de diciembre para cada uno de los años.

El Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y establece que los contratos bilaterales tienen que ser informados tanto al Operador del Mercado como al Operador del Sistema, para la correcta casación, funcionamiento y balance del mercado eléctrico.

En España, a diferencia de otros países europeos, los **contratos bilaterales** deben ser informados tanto al Operador del Mercado como al Operador del Sistema.

El resto de los mercados tienen diferentes fases que ocurren entre el día anterior y el mismo día de despacho de la energía:

a. Mercado diario

El día anterior al día de despacho de energía (D-1) se realiza el procedimiento de casación horario para el día de entrega (D) donde los generadores presentan sus ofertas hasta cubrir la demanda prevista para ese día, siendo la última oferta en entrar en la casación la que marca el precio horario, €/MWh, “*pay-as-clear*”¹⁴. OMIE es el encargado de realizar dicha casación a través del algoritmo Euphemia.

b. Restricciones técnicas y servicios de ajuste

Posteriormente, el Operador del Sistema (REE) realiza la primera sesión de restricciones técnicas y servicios de ajuste, cerrando la casación correspondiente al diario (D-1).

c. Mercado intradiario

El día de despacho (D) tienen lugar seis sesiones de casación intradiarias, donde al igual que en el (D-1) los generadores ofertan para cada hora fijando un nuevo precio horario para dicha energía. La mayor parte del volumen de energía se acuerda en el diario (D-1) por lo que el impacto en precios del intradiario es relativamente menor, siendo la referencia de la casación anterior la más relevante.

d. Balance y restricciones técnicas en tiempo real

Finalmente, el resultado del intradiario pasa a la supervisión de REE, quien realiza la sesión de balance y restricciones técnicas en tiempo real a través de ofertas de energía a subir y a bajar para asegurar la seguridad de suministro del sistema.

¹⁴ El término inglés “*pay-as-clear*” es recurrente en el sector energético y hace referencia al funcionamiento del mercado marginalista en el que todos los generadores casados reciben un mismo precio, en este caso el de la última oferta.



Ilustración 4.

Secuencia de mercados en el mercado eléctrico español.

Fuente: OMIE, REE, Elaboración propia.



Del mismo modo, la mayor integración y acoplamiento de los mercados europeos, permite que en los mercados diario e intradiario exista un mayor nivel de intercambios transfronterizos en condiciones competitivas de precio (siempre que la capacidad de las interconexiones no lo limite), mientras que los mercados de servicios de ajuste son más restrictivos¹⁵, bien sea por la ubicación geográfica o por la capacidad de prestar los servicios que requiere REE por parte de las tecnologías del mix energético.

2.3. ¿Cuál ha sido la evolución del sistema eléctrico y cómo avanza en su proceso de descarbonización?

El diseño del mercado se ha mantenido prácticamente inalterado desde que se reguló en el año 1997 con la Ley 54/1997, existiendo siete (nueve entonces) centrales nucleares funcionando en base, diversas centrales térmicas de carbón y fuel, cogeneraciones en régimen especial a precio regulado, hidráulicas de despacho flexible y, en menor medida, los bombeos, las interconexiones y las renovables (básicamente eólica, en una fase muy incipiente).

Desde entonces, el mix energético ha ido evolucionando notablemente, incluyendo los siguientes hitos:

- Incorporación de los ciclos combinados, desplazando a las centrales de fuel y soportando el incremento de demanda que España vivió entre 1998 y 2008.
- Intenso desarrollo de renovables, básicamente eólica y solar, con regímenes primados y, desde más recientemente, en régimen de mercado (sin respaldo regulatorio), como resultado de la reducción de los LCOE.
- Cierre progresivo de las térmicas de carbón desde 2018.

En este contexto, la Reforma se presenta en un momento de transformación y descarbonización del sector eléctrico, cuyos compromisos están recogidos en los PNIEC de cada Estado miembro.

En el caso de España, se presentó el pasado verano el borrador de actualización del mismo (PNIEC 2023-2030), incluyendo una mayor ambición en los tres ámbitos relevantes (reducción de emisiones, participación de las renovables en el consumo final y en el mix eléctrico y eficiencia energética), superior a la recogida por los nuevos compromisos europeos.

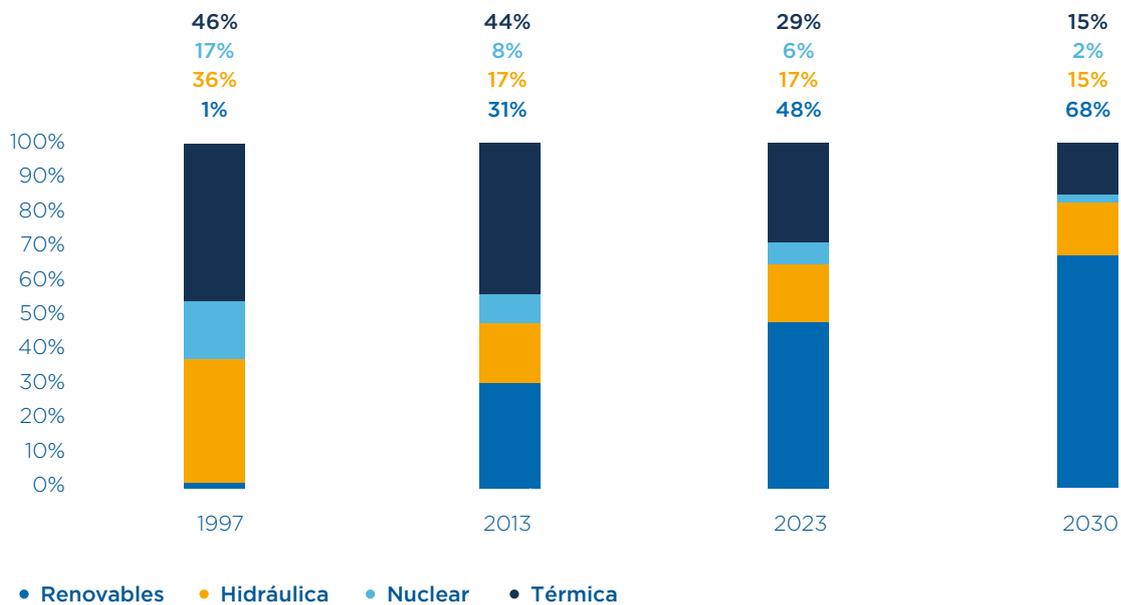
¹⁵ Incluye las restricciones técnicas y los servicios de balance que realiza el Operador del Sistema, Red Eléctrica, y agrupa las actividades finales para la correcta coordinación entre el sistema de producción y la red de transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles.

En el ámbito de la generación eléctrica, el objetivo de participación de las renovables en el mix energético se eleva del 74% al 81%, tal como hemos visto con anterioridad, principalmente por el aumento de la capacidad eólica y fotovoltaica. Ello supone un gran reto en términos de intermitencia, generación de curvas de pato¹⁶ en los precios, y potenciales vertidos o “*curtailments*”¹⁷ (25 TWh, según el nuevo borrador del PNIEC). Por este motivo, se requiere un aumento significativo de la capacidad de almacenamiento (hasta 22 GW, según el nuevo borrador del PNIEC).

En resumen, desde 1997, el parque de generación peninsular ha ido transformándose y se encamina hacia un modelo donde las energías renovables representarán más del 80% de la capacidad instalada en 2030, mientras que las tecnologías térmicas, que representaban un 46% de la capacidad¹⁸, reducirán significativamente su peso relativo (pese a que la capacidad instalada de los ciclos se mantiene inalterada).

Ilustración 5.

Evolución de la potencia instalada peninsular y proyección a 2030 por tecnología.
Fuente: REE y borrador del PNIEC 2023-2030.



⁽¹⁶⁾ El término de “Curva de pato” hace referencia al patrón de la producción, consumo y precio de energía en el transcurso de un día en el que se observa una gran diferencia por la caída del precio durante las horas valle que coincide con las de mayor generación renovable, en gran medida gracias a las horas operativas de solar fotovoltaica y posterior aumento del precio y demanda durante las horas punta.

⁽¹⁷⁾ *Curtailment*. Término anglosajón para designar aquella reducción de producción de energía por debajo de lo que podría haberse producido, debido a que la infraestructura de red no está capacitada para soportar/transportarla. También conocido por su término español, vertidos.

⁽¹⁸⁾ Según los datos de potencia instalada peninsular de REE.

A su vez, España apuesta por reforzar su posición como país netamente exportador¹⁹, algo que dependerá del desarrollo de las interconexiones necesarias. Esto no solo implica contar con la capacidad física requerida, sino también garantizar el correcto funcionamiento de la oferta y la demanda.

Ilustración 6.

Evolución del saldo de interconexiones del sistema eléctrico español y proyección a 2030.

Fuente: REE y borrador PNIEC 2023-2030.



En este sentido, las nuevas tecnologías necesarias, con elevados costes fijos de inversión y bajos costes variables de operación, se desarrollarán con apoyo o mecanismos públicos (CfDs o Mercados de Capacidad) o se desarrollarán bajo condiciones de mercado (PPAs o merchant).

Todo ello en un contexto más incierto, donde los sistemas estarán mucho más descentralizados, descarbonizados y digitalizados y donde los agentes podrán prestar diferentes servicios (flexibilidad, firmeza, etc.).

Ante este complejo y cambiante escenario, y teniendo en cuenta las perspectivas de la reforma del mercado eléctrico de la UE, surgen preguntas y reflexiones acerca de la necesidad de adaptar o modificar la actual regulación española para adecuarla al cambio y las nuevas premisas europeas.

Esta incertidumbre se trasladará al comportamiento de los agentes a la hora de realizar sus ofertas en los mercados mayoristas y en cómo trasladar “el coste de oportunidad” a las mismas, teniendo en consideración factores como las horas solares, el incremento de los vertidos o la vida útil de las nuevas tecnologías.

¹⁹⁾ Según las proyecciones del saldo de interconexiones del borrador del PNIEC 2023-2030 y su comparativa frente a los datos históricos de REE, se puede observar un cambio sustancial, pasando de saldo importador de 1.153 GWh en 1997 a un escenario de saldo neto de exportación de electricidad de 51.372 GWh en 2030.

3.

¿Qué implicaciones regulatorias podría acarrear la Reforma en el mercado mayorista eléctrico español?

La opinión de los expertos

Como se ha comentado, el rápido despliegue de renovables y nuevas tecnologías como el almacenamiento, junto con el impulso y los cambios de la Reforma europea del mercado, nos llevan a plantearnos y reflexionar sobre posibles nuevos escenarios en cuanto a la operativa e integración de los agentes y los mercados.

En este contexto, se plantean diferentes retos y oportunidades regulatorias a los que se enfrenta el mercado mayorista español tras la Reforma. Para su valoración, se ha contado con la participación de diversos **expertos y profesionales, referentes en el sector como son Luis Atienza, María Teresa Costa-Campi, María Fernández, Pedro Mejía, Álvaro Nadal, Diego Rodríguez y Miguel Sebastián** cuyas reflexiones permiten abrir el debate sobre dichos retos conjuntos que debe abordar España en este proceso de transición energética.

Así, este capítulo se ha realizado gracias a la recopilación individual de sus opiniones y conocimiento para poder analizar una serie de cuestiones planteadas, agrupadas en **5 grandes temas:**

1. Flexibilización en la obligatoriedad de nominación en el mercado u otras reglas, para promover la contratación a largo plazo.
2. Desarrollo de los CfDs, en convivencia con los PPAs.
3. Fomento de la contratación a plazo a través de PPAs.
4. Planificación y reserva de capacidad del almacenamiento ante el nuevo escenario renovable.
5. Coste de oportunidad e integración de nuevas tecnologías en el mercado.

Finalmente, y como resultado del análisis, se cuestiona si la Reforma del Mercado Eléctrico europeo y el nuevo entorno de los sistemas eléctricos podría requerir una adecuación de la Ley del Sector Eléctrico español.

3.1. Flexibilización en la obligatoriedad de nominación en el mercado u otras reglas, para promover la contratación a largo plazo

El impulso a la contratación a plazo que fomenta la Reforma con la convivencia de CfDs y PPAs privados, está encaminado a aportar estabilidad de suministro/ingresos a los consumidores y generadores con señales de precios a medio/largo plazo.

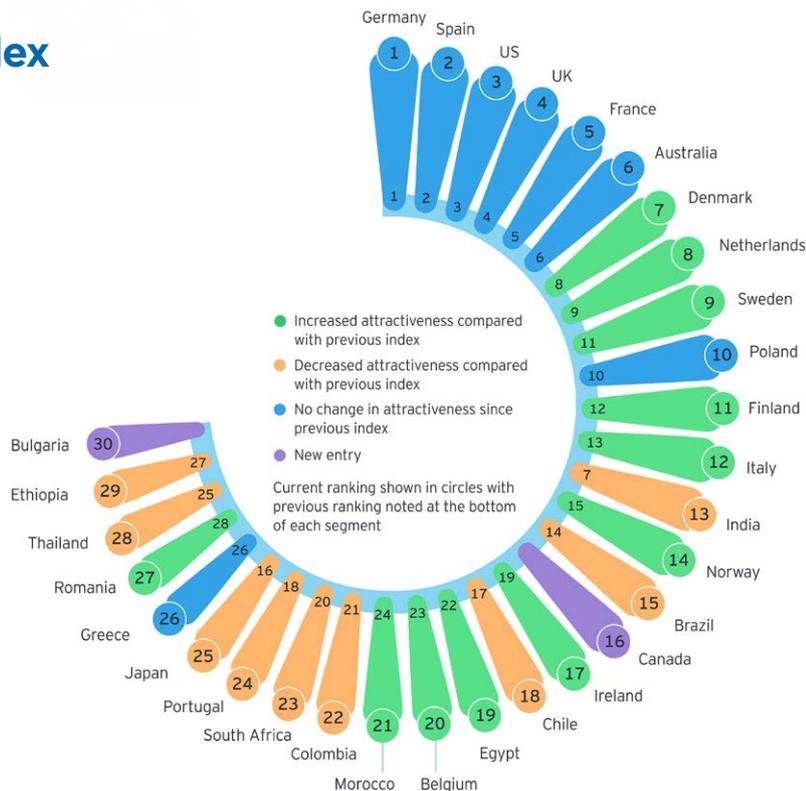
Como veíamos con anterioridad, la contratación bilateral con entrega física se ha incrementado recientemente, y se espera que mantenga esa tendencia ante el despliegue de renovables y las medidas aprobadas en la Reforma. Recordemos que España se encuentra en el top del ranking, junto con Alemania, para la firma de PPAs corporativos según el Renewable Energy Country Attractiveness Index de EY.²⁰

Ilustración 7.

Ranking Top-30 de atractivo de países para la firma de PPAs.

Fuente: EY.

PPA Index

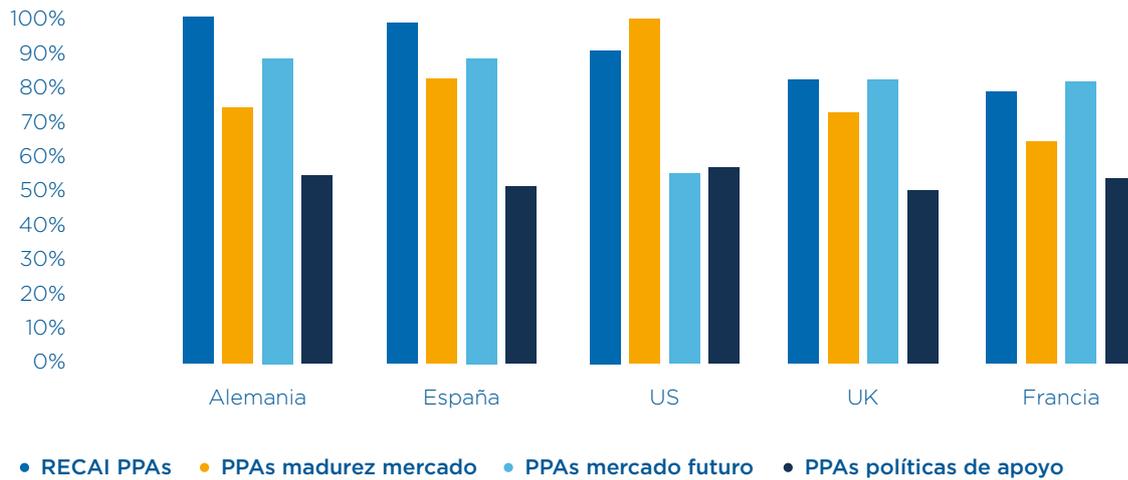


⁽²⁰⁾ RECAI 62 - noviembre 2023. Renewable Energy Country Attractiveness Index EY. Disponible en <https://www.boe.es/buscar/pdf/1997/BOE-A-1997-25340-consolidado.pdf>

Ilustración 8.

Desglose de los países situados en el Top-5 del ranking de atractivo RECAI para la firma de PPAs.

Fuente: EY.



Los contratos bilaterales con entrega física, como algunos PPAs, a pesar de no acudir a la casación de los mercados diarios e intradiarios, sí que deben ser objeto de un proceso de nominación al Operador de Mercado (OMIE) y al Operador de Sistema (REE).²¹

En la actualidad, **el artículo 23 de la LSE establece** que: “Los productores de energía eléctrica efectuarán ofertas económicas de venta de energía, a través del operador del mercado, por cada una de las unidades de producción de las que sean titulares, bien físicas o en cartera, cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral o a plazo que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas, salvo en aquellas instalaciones para las que hubiera sido autorizado un cierre temporal de acuerdo con la normativa de aplicación.

Las unidades de producción de energía eléctrica estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación, en los términos que reglamentariamente se establezcan, salvo en los supuestos previstos en el artículo 25”.

⁽²¹⁾ Regulados en la Ley del Sector Eléctrico (artículo 23 sobre el sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica), el Real Decreto 2019/1997 (Capítulo III sobre sistemas de contratación bilateral), la Circular 3/2019 de la CNMC (artículo 8 sobre contratos bilaterales físicos) y a través del Procedimiento de Operación 3.1. (Proceso de Programación), que establece las formas y los plazos para la realización de las nominaciones al Operador del Sistema; asimismo, la segunda Regla de Mercado indica que le corresponde al operador del mercado recibir de los operadores del sistema la comunicación de los contratos bilaterales para las verificaciones que correspondan en materia de ofertas al mercado.

Adicionalmente, el Real Decreto 2019/1997²², especifica en su artículo 9.3 que “*los titulares de instalaciones de generación que hayan suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía deberán presentar ofertas de adquisición en el mercado diario por el volumen total de energía igual a la comprometida en dichos contratos a un precio que refleje el coste de oportunidad de dichas instalaciones*”.

Ante la presencia de un mayor número de agentes y unidades de producción, cabe plantearse si a la hora de fomentar los contratos bilaterales y a plazo tendría sentido modificar la reglamentación sobre la obligatoriedad de las ofertas o modificar alguna de sus funciones o reglas. Por ejemplo, en otros países de la UE, el operador del mercado eléctrico no recibe todas las nominaciones (generalmente, acuerdos bilaterales) quedando el operador del sistema como encargado del balance.

En la actualidad, las unidades de producción de energía eléctrica están obligadas a realizar **ofertas económicas** al operador del mercado para cada periodo de programación.



⁽²²⁾ Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

¿Cuál es la opinión de los expertos?

Existe un consenso sobre la no necesidad de eliminar o flexibilizar la obligación de nominar la contratación bilateral, ya que aporta una mayor transparencia, garantiza la competencia efectiva y aporta capacidad de supervisión del mercado por parte del Operador de Mercado, así como una gestión efectiva del balance energético, aportando estabilidad al sistema, por parte del Operador del Sistema.

Cuando se habla de transparencia, la nominación de energía bilateral facilita la supervisión por parte de los reguladores y garantiza la existencia de competencia efectiva. Alguna opinión considera este punto especialmente importante en un mercado como el español, donde hay cierta concentración horizontal en algunas tecnologías de respaldo y una integración vertical entre compañías. En este sentido, otro de los expertos pone en valor que en el caso del sector eléctrico español el grado de concentración de la generación eléctrica, calculado a través del índice de Herfindahl-Hirschman (HHI), está reduciéndose.²³

Por otro lado, la nominación es necesaria para asegurar la correcta operativa del mercado y del sistema, aportando la información necesaria al OS para asegurar la viabilidad física de los intercambios y el equilibrio y estabilidad del sistema.

Por ello, flexibilizar la obligatoriedad podría conllevar problemas y dificultades a la hora de supervisar y operar el funcionamiento del mercado, además de poder perjudicar la competencia, transparencia y liquidez de este.

Adicionalmente, varios de los expertos coinciden en apuntar que actualmente la configuración de dicha nominación no tiene una implicación directa en el desarrollo de la contratación a plazo y no impide que siga aumentando en los próximos años.

Por último, uno de los expertos abre el debate de si debe mantenerse la obligatoriedad de las ofertas en el mercado por parte de la generación que no esté vinculada a contratos bilaterales. Dicha reflexión se apoya en el Reglamento UE 2019/943, donde se especifica que el funcionamiento del mercado debe basarse en la libre entrada y salida, tanto en el corto como en el medio y largo plazo, en función de la propia evaluación de la viabilidad económica y financiera de sus operaciones. De este modo, el desarrollo de mercados que remuneren la disponibilidad de capacidad firme y flexible debería permitir avanzar hacia la desaparición de la obligatoriedad de la presentación de ofertas por parte de la generación no bilateralizada, que hoy se justifica sobre todo por el temor a que la disponibilidad de cierta capacidad firme y flexible no esté asegurada sin esa obligatoriedad por no estar suficientemente recompensada por los precios de los mercados, y adicionalmente para aumentar la liquidez y por la desconfianza ante el eventual ejercicio de poder de mercado.

⁽²³⁾ Informe de supervisión del mercado mayorista de electricidad al contado - CNMC

3.2. Desarrollo de los CfDs, en convivencia con los PPAs

Para el fomento de la contratación a plazo se ha visto que la Reforma propone esencialmente dos vías: los acuerdos de compraventa de energía privados mediante PPA y los acuerdos bilaterales mediante CfDs para nueva generación renovable, establecidos a partir de subastas.

La coexistencia de CfDs y de PPAs tiene como objetivo fundamental permitir que convivan una gestión privada y una gestión pública a medio y largo plazo del riesgo de precio, tanto para generadores como para consumidores.

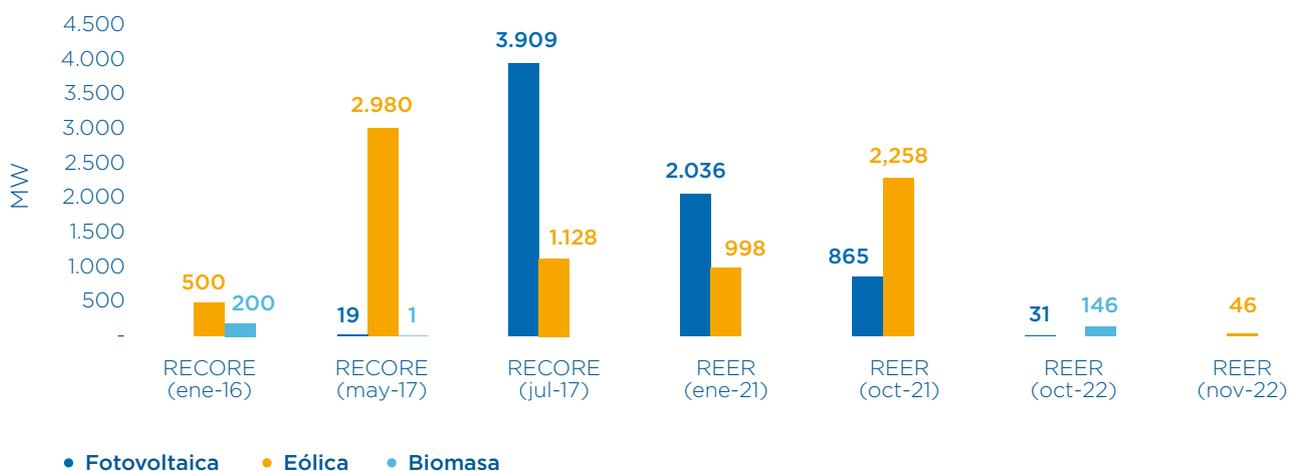
Los CfDs, a través de subastas centralizadas, implican la socialización del riesgo de precio, facilitando la financiación bancaria de las inversiones en generación renovable y la participación de productores independientes que tienen una menor capacidad de gestión interna del riesgo.

Recientemente, en España ha habido dos modelos de subastas: el sistema RECORE de 2016 y 2017, y las subastas REER, cuyos resultados se muestran en el gráfico siguiente.

Ilustración 9.

Resultados de las subastas RECORE y REER en España.

Fuente: MITECO.



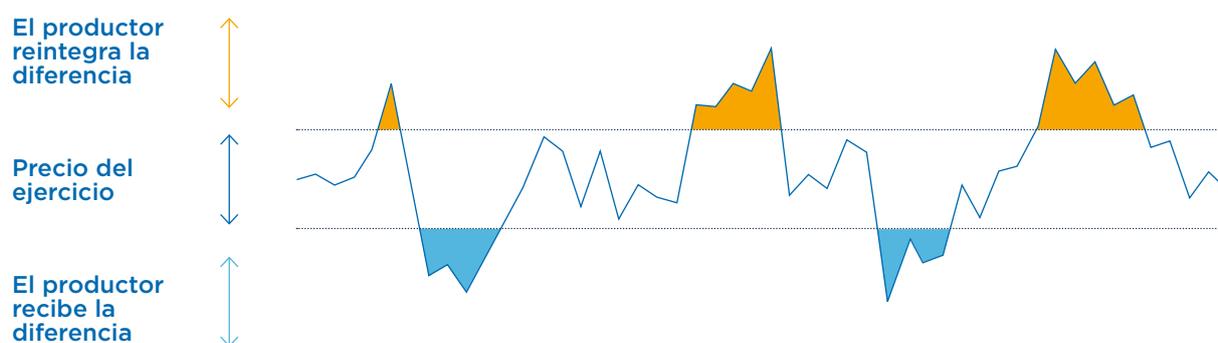
Las Reglas de Mercado (RM), fueron adaptadas en marzo de 2023²⁴ al Régimen Económico de Energías Renovables (REER).

Las subastas tienen un modelo de liquidación de comprador único basado en contratos por diferencias sobre el precio de adjudicación (precio de ejercicio), como los propuestos por la Reforma, liquidándose frente al precio de mercado y **generando una obligación de pago o un derecho de cobro a los generadores contra el sistema eléctrico, es decir, sobre toda la demanda.**

Ilustración 10.

Liquidación de los contratos bidireccionales por diferencia.

Fuente: CE Reforma del mercado eléctrico.



En este sentido, la asunción del riesgo por parte del sistema eléctrico puede provocar que posibles costes derivados de fallos de mercado o del regulador (por ejemplo, la sobreinversión) pueda perjudicar a aquellos agentes que han cubierto el riesgo por sí mismos, por ejemplo, a través de la firma de un PPA, surgiendo la duda de si éstos deben formar parte de las liquidaciones de los CfDs, ya que ello supondría en definitiva una variabilización de los precios, algo que se pretende evitar precisamente con el PPA (tendrían un coste si las liquidaciones de los CfDs salen negativas contra la demanda o un ingreso en caso contrario, por lo que, al final, estarían expuestos a un impacto de variación de precios que es precisamente lo que se quiere evitar al firmar un PPAs).

⁽²⁴⁾ Resolución de 23 de febrero de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban 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.

De este modo, surgen las siguientes **cuestiones**:

- ¿Sobre qué agentes se debería repercutir la diferencia de la liquidación cuando es en contra o a favor del sistema? ¿Se debería repercutir sobre toda la demanda, o se debería dejar exento a los que han contratado a precio fijo, para que no estén sujetos a ningún impacto de precio?

Adicionalmente, en la reciente actualización del borrador del PNIEC 2023-2030 el calendario de subastas apenas fue ampliado hasta 2026, respecto al fijado en el año 2020²⁵, por lo que se plantea la siguiente cuestión:

- ¿Debería el gobierno actualizar el calendario de subastas previsto hasta 2030, con el fin de que los inversores tengan una visión clara sobre los MW renovables objetivo que van a contar con CfDs? O, por lo contrario, ¿debería de no dar señales tan explícitas?

En relación con los CfDs, la **asunción del riesgo** por parte del sistema eléctrico puede provocar que posibles costes puedan perjudicar a aquellos agentes que han cubierto el riesgo por sí mismos, por ejemplo, a través de la firma de un PPA.



⁽²⁵⁾ Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025

¿Cuál es la opinión de los expertos?

Con relación a las cuestiones planteadas, los expertos plantean varios puntos importantes relacionados con los contratos por diferencias (CfDs) en el sector eléctrico y su impacto en los consumidores, así como en el marco regulatorio.

Estructura de los CfDs

Antes de entrar en el modelo de liquidación de los CfDs, alguno de los expertos abre el debate a algunas cuestiones que deben de ser consideradas por los organismos reguladores sobre su estructura en España. En concreto:

- Se invita a considerar si realmente existe un fallo de mercado que incentive el desarrollo de mecanismos de intervención como los CfDs.
- Se plantea si la transmisión del riesgo de los CfDs, debe asumirlo el sistema eléctrico o el Estado, haciendo hincapié en que la Comisión Europea considera estos esquemas como ayudas de Estado.

Dichos debates deben analizarse en términos de coste-beneficio para el sistema eléctrico, la economía y la sociedad en su conjunto, evaluando si existen alternativas de mercado y valorando las ventajas económicas que aporta a los agentes.

Liquidación de los nuevos CfDs

Asumiendo que el modelo de liquidación de los CfDs en España mantendría una estructura similar a la aplicada en el sistema REER, **existe una respuesta heterogénea por parte de los expertos respecto a la necesidad de mantener a toda la demanda en la distribución del excedente o déficit financiero resultante de las liquidaciones.**

- Para **gran parte de los expertos el modelo que ofrece una mayor equidad distributiva y eficiencia asignativa es la liquidación contra el sistema**, sometido en su conjunto a criterios de mercado. En concreto, se hace hincapié en considerar que:
 - El mercado diario es el más eficiente para la liquidación de los CfDs, justificando que su liquidación repercuta sobre toda la demanda y por lo tanto haya una menor volatilidad en los precios.
 - Los CfDs son un mecanismo que aplanan el precio en las fases pico y esto solo es posible si los CfDs se liquidan en el mercado.
 - Buscar un diseño alternativo podría derivar en mayores complicaciones y potenciales desajustes entre los consumidores.

- Por otro lado, **otros expertos proponen excluir de la liquidación a los consumidores con un PPA o precio fijo, exponiendo que:**

- **La contratación bilateral se produce en primer lugar, porque un promotor de energía renovable busca un off-taker de confianza, que aumente la bancabilidad de su proyecto, y en segundo lugar, porque dicho off-taker busca eliminar el riesgo asociado a la fluctuación de precios, que podría perjudicar a la operativa de su negocio. En este sentido, no parece razonable que la implementación de una subasta, establecida por las autoridades reguladoras, afecte a quienes han buscado un solución de mercado para asegurarse frente a dichas incertidumbres.**
- **En la contratación a plazo, el coste medio de la electricidad seguramente será más elevado, por la prima que deben pagar los consumidores por una menor volatilidad. En este sentido, excluir a los contratos a precio fijo de las liquidaciones facilitaría la valoración sobre cuál es la “preferencia por la estabilidad de precios” de los consumidores y no desincentivaría el desarrollo de mercados privados a plazo.**

Por último, muchas de las respuestas hacen hincapié en la referencia que hace el Reglamento sobre el destino de la recaudación adicional, estableciendo que deberá garantizarse que esa recaudación se transfiere a los clientes finales, en particular a los consumidores vulnerables o en situación de pobreza energética, financiando inversiones para reducir los costes de electricidad para los clientes finales o el propio esquema de apoyo al precio. Además, la redistribución de ingresos a los consumidores finales no debería afectar a la igualdad de condiciones y la competencia entre los diferentes proveedores.

Actualización del calendario de subastas para nuevos CfD

El nuevo borrador de PNIEC establece unos objetivos de penetración renovable elevados para 2030 con un mix que contará con 63,3 GW de solar fotovoltaica y 74,1 GW de eólica. A 31 de enero de 2024, según datos de Red Eléctrica, la potencia de las instalaciones que ya podrían verter energía alcanzaba los 56GW²⁶ y los permisos de acceso concedidos ascendían a 113 GW²⁷ de capacidad para estas dos tecnologías, superando previsiblemente los objetivos fijados a 2030. De hecho, hasta la fecha solo se han asignado 6.380MW de los supuestos 12.600 MW que deberían haberse convocado a través de subastas.

Por ello, algunos de los expertos indican que no es necesario plantear en este momento un calendario de subastas, pues el propio mercado ya estaría dando señales de que el impulso al desarrollo de nueva potencia no requiere de su intervención. Asimismo, contar con unos objetivos elevados de desarrollo mediante subastas o dar a conocer la cantidad de potencia precisa podría desincentivar los PPA privados y dar lugar a determinados comportamientos estratégicos de algunos de los agentes, que podría redundar en el perjuicio de los consumidores.

En contraste con esta visión, **otra parte del grupo de expertos sí que hace hincapié en la necesidad de actualizar y extender el calendario actual**, para que se facilite la toma de decisiones por parte de los inversores, que ya de por sí cuentan con otras muchas incertidumbres regulatorias y de mercado.

⁽²⁶⁾ Red Eléctrica, datos de potencia instalada.

⁽²⁷⁾ Red Eléctrica, datos de estado de solicitudes de acceso y conexión pendientes de puesta en servicio de tecnología eólica y solar a nivel nacional

¿Qué implicaciones regulatorias podría acarrear la Reforma en el mercado mayorista eléctrico español?

En ese sentido, la actualización del calendario de subastas debería hacerse acorde a la situación y objetivos planteados, en proporción a su grado de avance y de manera que no suponga ningún impedimento para el resto de las modalidades de contratación a plazo y que permita que los esfuerzos regulatorios puedan dirigirse al desarrollo de otras tecnologías menos maduras y necesarias, como el almacenamiento.



No existe unanimidad entre los expertos sobre la inclusión de los PPAs en la liquidación de los **Contratos por Diferencias**.

3.3. Fomento de la contratación a plazo a través de PPAs

Para cerrar las cuestiones relacionadas con la contratación a plazo y el fomento de su desarrollo, la tercera reflexión va encarada a definir la fórmula mediante la cual poder incentivar la contratación de PPAs, haciéndola más asequible a la mayoría de los consumidores.

Entendiendo que la convivencia entre CfDs públicos y PPAs privados es esencial, la potenciación de estos últimos es clave para conseguir esa estabilización de precios y reducir la volatilidad del mercado. Se ha visto que el apoyo público va enmarcado dentro del calendario de subastas revisable del Estado, pero ¿qué pasa con el desarrollo de los PPAs?

Actualmente, CESCE²⁸ cubre el riesgo de contraparte de los PPAs de los consumidores electrointensivos, bajo ciertas condiciones, lo que favorece que estos actores puedan llevar a cabo la contratación de este tipo de aprovisionamiento estable de energía.

En ese sentido, cabe preguntarse si esta medida es suficiente para favorecer la contratación de PPAs o si, por el contrario, sería conveniente ampliar el sistema de garantía para cubrir los riesgos de impago de los PPAs a un nivel más amplio de consumidores.

Entendiendo que la convivencia entre CfDs públicos y PPAs privados es esencial, la potenciación de estos últimos es clave para conseguir esa estabilización de precios y reducir la volatilidad del mercado.

⁽²⁸⁾ Acrónimo de Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación es una empresa de gestión de riesgo comercial participada mayoritariamente por el Estado español.

¿Cuál es la opinión de los expertos?

Para el fomento de los PPAs se debería hacer un análisis específico sobre todas las barreras que dificultan su desarrollo, incluyendo las divergencias de intereses entre las partes, la falta de información sobre posibles oferentes y demandantes de PPAs, el propio conocimiento entre los posibles demandantes de la existencia de este tipo de contratación y sus impactos o también el riesgo de cobertura ante impagos.

Respecto al primero de los puntos anteriores, uno de los expertos pone de manifiesto la existencia de **diferencia de intereses sobre el perfil horario y el horizonte temporal de los contratos que tienen la generación y la demanda**. Una de las formas de **atenuarlo es que el sistema resubaste o coloque en un mercado secundario a plazo, energía adquirida con CfDs en las subastas primarias, mediante contratos estandarizados, con perfiles horarios y horizontes temporales más adaptados a las necesidades de la demanda**. El sistema haría así de estructurador primario del riesgo, transfiriendo a los adquirentes una parte del riesgo asumido por el sistema en los CfDs.

Con relación a sus impactos, se pone de manifiesto que para un correcto impulso de los PPAs en España es imprescindible que las normas contables y tributarias no solo estén perfectamente claras, sino que se orienten a favorecer estos esquemas de desarrollo de renovables ya sea en su versión de entrega física o de carácter financiero.

En cuanto a la cobertura actual a través de CESCE a los consumidores electrointensivos²⁹, existe una primera divergencia sobre su necesidad. Su existencia se **justifica explícitamente por la existencia de un fallo de mercado, dada la incertidumbre que genera la falta de cobertura por el mercado de los riesgos de operaciones de compra de energía a medio y largo plazo (en concreto, por encima de 4 o 5 años)**. Aunque **a juicio del legislador y de la mayoría de los expertos, este hecho justifica una intervención y apoyo del sector público, algún experto considera que el fallo de mercado no es tan evidente y que la cobertura de un riesgo privado por el sector público es poco defendible, lo que va en detrimento de aquellas industrias eficientes y más competitivas que no necesitarían este tipo de cobertura**.

⁽²⁹⁾ Real Decreto-ley 24/2020, Artículo 11. Cobertura por cuenta del Estado de los riesgos derivados de la adquisición por consumidores electrointensivos de energía eléctrica mediante contratos a medio y largo plazo.

En línea con la idea de que la cobertura pública del riesgo de impago es una medida incentivadora para el desarrollo de este tipo de contratos, la opinión generalizada por parte de los expertos es que tendría sentido valorar la posibilidad de extender el sistema de garantías a más consumidores, no sólo los electrointensivos³⁰, siempre que no se elimine totalmente el riesgo de contraparte.

El diseño actual de la garantía que emite el CESCE se dirige al vendedor de la energía que soporta el riesgo de crédito, y en principio, **no habría nada que impidiese que se pudiese extender a contratos con otro tipo de consumidores. De hecho, se podría argumentar que el fallo de mercado es todavía mayor para consumidores de menor tamaño.**

Un punto importante para tener en consideración es el alto volumen de capacidad de compra asociado a los consumidores electrointensivos, por lo que, **a la hora de acometer la extensión a consumidores de menor tamaño, sería interesante explorar soluciones de agregación para acudir a la garantía.**

Con el fin de evaluar estas alternativas, sería interesante analizar los resultados de esta cobertura de CESCE hasta la fecha.

Por último, uno de los expertos propone como medida la búsqueda de una mayor estandarización de los contratos a nivel europeo, que, partiendo de un modelo consensuado y avalado por la Comisión Europea, debería recibir los incentivos adecuados. Las externalidades positivas de esa convergencia excederían por mucho los costes o gasto fiscal en el que se pudiera incurrir, ya que permitirían crear un mercado secundario europeo muy amplio de PPAs, donde todo agente podría encontrar solución en precio y/o plazo a sus necesidades.

Para un correcto impulso de los PPAs en España es imprescindible que las **normas contables y tributarias** estén perfectamente claras y se orienten a favorecer estos esquemas de desarrollo de renovables ya sea en su versión de entrega física o de carácter financiero.

⁽³⁰⁾ Actualmente, los consumidores electrointensivos tienen un estatuto propio, desarrollado en el Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España. En esa norma se recoge explícitamente la posibilidad de establecer mecanismos de apoyo, medidas o ayudas, siempre dentro de la normativa de la Unión Europea sobre ayudas de Estado.



3.4. Planificación y reserva de capacidad del almacenamiento ante el nuevo escenario renovable

Como se ha señalado anteriormente, avanzamos hacia un mix energético radicalmente distinto con más del 81% de la generación eléctrica proveniente de renovables. Este objetivo requiere de dos palancas claves: infraestructura y flexibilidad. Sin ellas la ya elevada cifra de vertidos que el borrador del PNIEC 2023-2030 pronostica para 2030 podría verse incrementada y la eficiencia del sistema reducida.

Por ello, contar con una planificación acorde, transparente y adecuada a los retos del nuevo escenario es crucial para que los inversores vean que sus proyectos tienen continuidad y que contarán con la infraestructura de red necesaria, así como para el caso particular del almacenamiento y su futuro despliegue en el territorio.

En ese sentido, al grupo de expertos se le plantearon diversas cuestiones asociadas a la planificación del desarrollo de renovables y el almacenamiento:

- En lo que respecta a la planificación del almacenamiento, ¿Sería necesario realizar una planificación o reserva de zona para que el desarrollo de almacenamiento se realice en una tensión determinada y en nudos específicos de la red?
- En cuanto a la planificación de red y el incremento de vertidos, ¿debería REE adaptar un protocolo más transparente para que los agentes a los que se les “obligue a parar” conozcan las reglas del juego antes de comprometer inversiones? ¿Tendría sentido dar prioridad a los que han firmado PPAs?

Contar con una **planificación acorde, transparente y adecuada** a los retos del nuevo escenario es crucial para que los inversores vean que sus proyectos tienen continuidad y que contarán con la infraestructura de red necesaria.

¿Cuál es la opinión de los expertos?

Reserva de Capacidad para el almacenamiento

Hay consenso en considerar que el desarrollo del almacenamiento es clave en el proceso de descarbonización, pues sin su despliegue masivo no va a ser posible alcanzar los niveles de penetración de renovables establecidos para 2030. Para ello, el propio PNIEC contempla a esa fecha 22GW de almacenamiento energético (18,5 GW sin tener en cuenta el termoeléctrico).

El tratamiento de las solicitudes de acceso y conexión del almacenamiento³¹ está regulado en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, junto a la Circular 1/2021 de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y de distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica y, en un futuro próximo, por la Circular que establecerá la metodología para la demanda.

El criterio general de ordenación de las solicitudes de los permisos de acceso y conexión es la prelación temporal, salvo en aquellos nudos reservados para concurso por el MITECO³², donde el acceso se asignará por concurrencia competitiva.

Por ello, ante el tardío desarrollo de proyectos de almacenamiento y su mayor complejidad administrativa (como es el caso del bombeo) se plantea la cuestión de si debería ser conveniente reservar cierta capacidad para su despliegue.

Una **amplia mayoría** de los expertos considera que **tiene sentido que la planificación de las redes prevea una capacidad para el almacenamiento en determinados nudos**, y que sea reservada para su asignación mediante procedimientos en competencia, condicionado a que el **operador del sistema decida si es imprescindible dicha reserva, debiendo estar justificada por una mayor eficiencia, técnica y económica en la gestión del sistema y, así, evitar la introducción de rigideces en el funcionamiento del mercado.**

Para algunos expertos, este hecho gana relevancia en el caso de los bombeos hidráulicos, ya que sus restricciones implícitas a la localización del recurso obligan a que su conexión deba hacerse en determinados puntos de la red, por lo que no tendría sentido que ningún bombeo se quedase sin acceso y conexión, dada la importancia vital de su función de estabilidad y equilibrio del sistema.

⁽³¹⁾ Los titulares de las instalaciones de almacenamiento son sujetos específicos del sector eléctrico, introducidos en la LSE mediante el RDL 23/2020

⁽³²⁾ Desde la primera resolución de la Secretaría de Estado de Energía del 29 de junio 2021, se han ido publicado otras siete resoluciones que acuerdan la celebración de concursos para más de 200 nudos/puntos de conexión a la red.

Adicionalmente, se valora que, dado que hay un elevado número de nudos pendientes de celebración del concurso de capacidad de acceso, podría tener sentido, de manera motivada, reservar cierta capacidad de acceso en los mismos y que, por su menor flexibilidad geográfica, se debería, en principio, priorizar a las instalaciones de bombeo.

Además, otra parte de los expertos opina que las baterías tienen una gran flexibilidad a la hora de definir su localización, y que, si bien es cierto que su incorporación en determinadas zonas podría mejorar problemas de restricciones técnicas, **la regla de eficiencia económica, siempre que el mercado tenga suficiente grado de competencia, sería permitir a los agentes realizar su oferta en los mercados físicos que consideren más adecuados.** De hecho, en un modelo de precios nodales este problema sería inexistente en la medida que se aportarían las señales económicas oportunas a la localización de las inversiones.

Incertidumbre inversora ante la gestión de vertidos

Cualquier elemento que mejore la transparencia en el funcionamiento del mercado es un avance y una condición necesaria para reducir incertidumbre y evitar posibilidades de comportamientos estratégicos en contra de los consumidores y de la competencia. Ello se hace aún más necesario en el contexto esperado de aumento de los vertidos.

Si bien **gran parte de los expertos opina que las reglas del juego asociadas a la gestión de las restricciones técnicas por parte del OS ya están claras, otra parte propone fomentar una mayor transparencia a través de iniciativas como la constitución de un grupo de trabajo de la CNMC, en el que los generadores puedan plantear al regulador y al OS los problemas que detectan y las posibles soluciones específicas.**

En cualquier caso, hay un consenso en torno a que las decisiones de inversión deben hacerse de acuerdo con el esperado retorno económico de los agentes, basadas en su mejor criterio de valoración de las incertidumbres del mercado. Por ello, las reglas del juego tienen que estar lo más claras posibles, ya que, en caso contrario, las expectativas sobre ingresos pueden estar sujetas a mayor incertidumbre, traducándose en un mayor coste de la financiación, afectando a la rentabilidad del proyecto y a la decisión de inversión.

Existe también consenso en relación con que el apoyo a los PPAs debería realizarse con otro tipo de instrumentos y no a través de la gestión o la operación del sistema, por lo que no tiene sentido dar prioridad de acceso a la red a los agentes con PPAs ante cualquier restricción técnica.

Para evitar los vertidos, se aboga por trabajar en algunas líneas previstas en el PNIEC, como el desarrollo de las interconexiones, el desarrollo de los almacenamientos, el avance en la electrificación de la economía e, incluso, barajar la opción de precios negativos. En cualquier caso, los expertos insisten que es necesario realizar un análisis coste-beneficio de las diferentes medidas para evitar sobrecostes que acaben recayendo sobre los consumidores.



Hay un consenso en torno a que las **decisiones de inversión** deben hacerse de acuerdo con el esperado retorno económico de los agentes, basadas en su mejor criterio de valoración de las incertidumbres del mercado. Por ello, las reglas del juego tienen que estar lo más claras posibles.

3.5. Coste de oportunidad e integración de nuevas tecnologías en el mercado

Entendida la importancia del desarrollo de modelos de contratación a plazo que favorezcan la integración renovable, así como la adecuación de tecnologías como el almacenamiento para dotar de estabilidad al sistema ante los desequilibrios de la demanda frente a la intermitencia de producción renovable, cabe preguntarse si debería producirse algún cambio en el modelo de ofertas del mercado eléctrico.

Las ofertas económicas que los distintos agentes realizan en el mercado eléctrico, **basadas en el coste marginal o coste de oportunidad de las tecnologías**, determinan en gran medida los precios y la asignación de recursos en el sistema eléctrico.

Aunque actualmente no existe una regulación específica al respecto, el regulador (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC) sostiene la tesis de que las **ofertas en el mercado diario deben realizarse al coste marginal, entendido como el máximo entre el coste marginal de producción (costes variables) y el coste de oportunidad**³³.

En este sentido, las ofertas en el mercado diario de las tecnologías inframarginales no gestionables, generalmente se realizan conforme a dicho coste marginal a corto plazo, pues si la oferta es más baja que este, no cubriría los costes y si es demasiado alta otras unidades de generación podrían desplazarla y no ser casada.

Ante la existencia de un alto número de nuevas unidades de producción renovables, que no son gestionables³⁴, habrá un aumento de las restricciones técnicas a un mayor número de agentes y la diferencia de costes marginales será mayor, **lo que hará que el coste de oportunidad sea más variable y dinámico**.

Por ejemplo, en la entrada de nuevas tecnologías infra marginales gestionables como las baterías, el coste de oportunidad es muy diverso, por diferentes factores:

- Las baterías tienen una **curva de degradación y un número máximo de ciclos**, lo que puede llevar a considerar que existe un CAPEX unitario por cada ciclo de carga. Es indudable que si no se realiza un ciclo de descarga es porque se entiende que el precio no es interesante (margen inferior al CAPEX unitario), extendiendo así su vida útil.
- Del mismo modo, ya no sólo estamos hablando del factor temporal de dicho CAPEX unitario, sino también de la **diferencia entre baterías**. Si por ejemplo existen dos tipos

⁽³³⁾ En diversas sanciones impuestas por la CNMC (SNC/DE/174/17, SNC/DE/175/17, entre otras) se especifica que se ha ofertado a un precio que resulta superior a sus costes marginales, (entendiendo por coste marginal el mayor de los siguientes dos valores: el coste marginal de producción y el coste de oportunidad (véase esta definición de coste marginal en Borenstein, S.(2000). *Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity markets. The Electricity Journal*, 13(6), 49-57): *"In the electricity industry, the marginal cost of production will include variable costs due to fuel and the other variable operating and maintenance costs, i.e., all costs that actually vary with the quantity of power that the plant produces"*).

⁽³⁴⁾ No son gestionables dado que su producción depende de factores externos como la disponibilidad de recurso eólico y solar, por ejemplo.

de baterías, una con un CAPEX bajo y una curva de degradación elevada (CAPEX unitario por ciclo elevado y menos ciclos de vida) y otra con CAPEX superior y una curva de degradación baja (CAPEX unitario por ciclo bajo y más ciclos de vida), el coste de oportunidad de ambas sería diferente, dado que la segunda tendría más riesgo, al tener un mayor CAPEX y recuperación de la inversión en más tiempo, pudiendo producirse cambios y evoluciones tecnológicas que la dejen fuera de mercado.

En este caso, ¿cómo debería ofertar la segunda? ¿con su coste de oportunidad o con el de la primera? Si ofertase con el propio y es ella quien cierra el precio se corre el riesgo de no agotar su mayor número de ciclos si posteriormente aparecen tecnologías más eficientes que le desplazasen. Si el más eficiente no puede ofertar con el coste del menos eficiente, esto nos podría llevar a focalizar las inversiones de almacenamiento en la tecnología más barata, aunque tenga menor vida útil.

Por otra parte, surge la cuestión de si el coste de oportunidad de una batería se debe referir solo a la capacidad de vender la energía en otro momento o a venderla en mercados posteriores de un mismo periodo. Por ejemplo, si una batería espera que exista un mercado posterior de ajustes de energía “a subir”³⁵, ¿estaría obligada a ofertar/despachar en el mercado diario o podría considerar esperar a venderla en los sucesivos mercados auxiliares?; ¿podría ser una conducta de auto exclusión del mercado diario?, o, por el contrario, ¿sería razonable que un agente maximice su precio de venta como sucede en otros mercados (hoteles, aerolíneas, etc.)?

En este contexto, la CNMC tiene la obligación de garantizar el funcionamiento adecuado del mercado³⁶, pudiendo revisar ofertas y concluir que el mercado se está distorsionando y/o alterando el orden de despacho, con una posible sanción económica.

Ante la existencia de un alto número de nuevas unidades de producción renovables, no gestionables, habrá mayores restricciones técnicas y la diferencia de costes marginales será mayor, lo que hará que el **coste de oportunidad** sea más variable y dinámico.

⁽³⁵⁾ El término energía a subir hace referencia a las ofertas de los mercados auxiliares que el operador del sistema, REE, utiliza para resolver las congestiones de la red alterando el programa de generación aplicando criterios técnicos de seguridad mediante ofertas “a subir” o “bajar” energía a los generadores.

⁽³⁶⁾ Art. 65.34 de la LSE «La presentación de ofertas con valores anormales o desproporcionados con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación del mercado». Esto se complementa con (art. 65.33): “La manipulación del precio de los servicios de ajuste por parte de un agente del mercado mediante la realización de ofertas a precios excesivos, que resulten dispares de forma no justificada de los precios ofertados por el mismo en otros segmentos del mercado de producción.” La infracción de estos preceptos se constituye como faltas graves. Por otro lado, el artículo 64.38 bis considera infracción muy grave “Cualquier manipulación tendente a alterar el precio de la energía eléctrica por parte de cualquier sujeto...”.

¿Cuál es la opinión de los expertos?

Sobre esta temática, se plantean diferentes casuísticas asociadas a la necesidad de realizar cambios sobre la operativa en el mercado eléctrico ante el cambio en el mix energético

¿Se debe de especificar alguna formalización en la regulación respecto a lo que debe entenderse por coste de oportunidad, para evitar operaciones que puedan acarrear sanciones?

La mayoría de los expertos coincide en afirmar que el **concepto de coste de oportunidad no requiere ningún soporte normativo adicional en la regulación del sector eléctrico que lo ampare**, pues no da lugar a interpretación o duda sobre su definición de acuerdo con los fundamentos de la teoría económica.

La **diversidad de tecnologías, de procesos y situaciones dentro de la propia tecnología llevaría a situaciones que hacen inviable y tampoco aconsejable una estandarización**, así mismo, su inclusión introduciría una posible rigidez en el funcionamiento de los mercados.

Adicionalmente, **la aplicación del coste de oportunidad se realiza de forma homogénea entre los Estados miembros y ya existen mecanismos de coordinación, cooperación y revisión para asegurar que no se producen distorsiones en el mercado interior**, objetivo principal de la política energética europea.

En este sentido, sí que se apunta a que el correcto funcionamiento de la competencia del mercado será el elemento clave que preserve su funcionamiento óptimo y evite distorsiones, con el fin de que los precios funcionen como señales de escasez y permitan la recuperación de los costes fijos y rentabilizar la inversión.

A la hora de realizar ofertas, ¿debería considerarse como coste de oportunidad el propio o el de los competidores?

Desde un punto de vista general, como se argumenta en las resoluciones sancionadoras mencionadas anteriormente, a la hora de realizar ofertas en el mercado diario, lo que debe considerarse es el coste marginal a corto plazo: entendido como el mayor entre el coste marginal de producción y el coste de oportunidad.

Si se define el coste de oportunidad como el coste de la alternativa a la que se desplaza cuando se toma una decisión, y teniendo en cuenta la definición de coste marginal al que **ofertar**, surge la cuestión de si se podría tener en cuenta sólo el coste marginal propio o podría considerarse el de los competidores.

Ante dicho debate, alguno de los expertos **argumenta que considerar el coste marginal de los competidores es una práctica arriesgada**. Por un lado, si los costes marginales de los competidores son inferiores y se oferta conforme a ellos sistemáticamente solo para resultar ser casado en el mercado no sería viable económicamente. Por otro lado, si se oferta por encima puede dar lugar a varias situaciones: no entrar en casación ni en el mercado diario

ni en el intradiario, lo que no sería sostenible a largo plazo; si una instalación renovable ofertase por encima de sus costes marginales y resultase ser la última unidad casada continuamente en el mercado diario, o entrase en el mercado intradiario con frecuencia, tendría un comportamiento anómalo, susceptible de investigación; y lo mismo ocurriría para cualquier tecnología que esté en condiciones de determinar precio de casación.

Sin embargo, otra parte de los entrevistados manifiesta que **los ofertantes deben poder ofertar libremente al precio que consideren que maximiza sus resultados**, aunque coinciden en que prácticas como la de sobrestimar sistemáticamente el precio de los competidores para ofertar, pone en riesgo su entrada en la casación.

En este sentido, uno de los entrevistados concluye que si el mercado es suficientemente competitivo la regla de asignación marginalista establece que la opción más eficiente para cualquier competidor precio aceptante es presentar ofertas a su propio coste marginal. Si un agente realiza sus ofertas en función de los costes estimados de sus competidores estaríamos en un comportamiento estratégico, propio de un mercado con visible falta de competencia.

Una parte de los entrevistados manifiesta que los ofertantes deben poder **ofertar libremente** al precio que consideren que maximiza sus resultados

Si algún agente sobreestimase sistemáticamente el coste marginal de sus competidores, ¿debería este comportamiento ser punible bajo la Ley del Sector Eléctrico o bajo el Derecho de Competencia?

Existe **discrepancia de opiniones sobre cómo deben de actuar los organismos reguladores con relación a los posibles comportamientos anómalos** por parte de los agentes, asociados principalmente al poder de mercado.

En primer lugar y enlazando con la pregunta anterior, uno de los entrevistados expone que si se diesen comportamientos estratégicos a la hora de presentar ofertas, significaría que hay un problema en la estructura de mercado, y si ese comportamiento es persistente, podría indicar una notable capacidad de ejercer un poder de mercado incompatible con el diseño regulatorio del mismo.

Enlazando con dicha reflexión, otro de los expertos opina que, **si bien la supervisión de los mercados y la regulación para atenuar o eliminar el poder de mercado es muy deseable, no debe poner en cuestión la libertad para ofertar al precio que cada agente considere que optimiza sus resultados.**

Por otro lado, **el resto de los expertos sí que considera que la existencia de un comportamiento anómalo sería susceptible de investigación y que la Ley de Sector eléctrico, sería el mejor instrumento sobre el que estructurar la misma, independientemente de que la normativa de defensa de la competencia podría ser siempre aplicable.** En concreto, se destacan las siguientes razones:

- El mercado mayorista de electricidad es un mercado organizado que funciona con reglas explícitas de acuerdo con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y siguiendo las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad y la propia Ley determina un tipo infractor concreto³⁷: “La presentación de ofertas con valores anormales o desproporcionados con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación del mercado”, por lo que no se precisa acudir a cuestiones propias del ámbito de la defensa de la competencia.
- La LSE contempla de modo más preciso los aspectos vinculados a la manipulación del mercado eléctrico, apoyado también en la norma europea (REMIT y guía de ACER).
- Un expediente tramitado sobre la base de la LSE será incoado y tramitado por la Dirección de Energía de la CNMC, cuyos técnicos cuentan, como es normal, con mucho mejor conocimiento que los de la Dirección de Competencia para valorar todas las condiciones relativas al expediente.

Existe discrepancia de opiniones sobre cómo deben de actuar los organismos reguladores con relación a los posibles comportamientos anómalos por parte de los agentes, asociados principalmente al **poder de mercado**.

En el caso de entrada en el mercado de nuevos agentes como las baterías, de tipo infra marginal gestionable ¿Cómo se define su coste de oportunidad?

La operativa física de las baterías no tendría por qué ser distinta a la de otros sistemas de almacenamiento, como los bombeos hidráulicos, basando su oferta en su coste de oportunidad. Su comportamiento sería el de almacenar los excedentes renovables para diferir la energía en los momentos de menor disponibilidad de recurso renovable.

Según uno de los expertos, **actualmente las baterías no son necesarias en España en términos de seguridad de suministro sobre el mix actual, pero, desde luego, proporcionan una flexibilidad muy deseable a la operativa de un sistema crecientemente renovable y permiten reducir el problema de canibalización de precios**. En este contexto, debe haber toda la flexibilidad en las opciones disponibles para cualquier titular de sistemas de almacenamiento, ya que es el conjunto del sistema el que se beneficia de su operativa al reducir vertidos en un contexto (al que nos dirigimos) de sobre generación en determinadas horas del día.

En sus ofertas las baterías tendrán en consideración sus costes marginales, incluido el acortamiento de su vida útil con cada ciclo de descarga o el coste de compra de la electricidad en el mercado, al precio que maximice sus ingresos en el horizonte temporal que ellos consideren. Su oferta probablemente dependerá de su estimación sobre el precio de oferta de las unidades a las que desplaza en la cobertura de la demanda, ya sean de generación o de almacenamiento, tanto en los mercados diario e intradiarios como en los mercados de balance y servicios complementarios.

³⁷ Artículo 65 - Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.

Una reflexión presentada en ese sentido **por alguno de los expertos es que, si los ingresos obtenidos por las baterías no son suficientes para su despliegue, se pueden fomentar e incentivar su desarrollo a través de instrumentos fuera de mercado, como la subvenciones o los pagos por servicios de capacidad/flexibilidad**. Sin embargo, no deberían confundirse con los principios de la operativa en los mercados de corto plazo, que deben seguir siendo los mismos que en cualquier otra tecnología de generación, basadas en sus costes de producción, no en los del operador menos eficiente.

A la hora de analizar y formalizar lo que es el coste de oportunidad, ¿se debería preservar el coste marginal horario o se deberían considerar otros horizontes temporales?

Existen dos puntos de vista contrastantes entre los expertos respecto a la preservación de la oferta del mercado diario y la preferencia por la libertad en las decisiones de oferta.

Mientras algunos defienden la preservación de la oferta del mercado diario, otros abogan por la libertad de las unidades de oferta para contribuir al sistema de manera flexible, independientemente de su participación en la casación del mercado diario.

Por un lado, **los defensores de la preservación de la oferta del mercado diario consideran que mantener la oferta al coste marginal en el mercado diario se percibe como una medida que evita la especulación y asegura una competencia más justa**. Si se ponen como ejemplo de nuevo las baterías, defienden que no existen razones por las que las reglas del mercado deban ser distintas respecto a una unidad de generación convencional.

Insisten en que **el principio de neutralidad tecnológica es esencial, no pudiendo haber tratamientos discriminatorios entre tecnologías**. Si se materializara la hipótesis de la pregunta se desvirtuaría la esencia de los mercados de balance y de ajuste y no habría oferta de energía en el mercado diario, excepcionalmente la energía nuclear que es una oferta firme, y, en consecuencia, un alto riesgo en la seguridad de suministro.

Por otro lado, **quienes abogan por la libertad en las decisiones de oferta sostienen que las unidades no casadas no deberían estar condicionadas por sus precios de oferta en el mercado diario al participar en los mercados de balance**. Para ello, argumentan que las unidades de oferta deberían contribuir libremente a la flexibilidad del sistema, incluso si no participaron en la casación del mercado diario. Esta postura defiende la libertad de elección y la flexibilidad del sistema energético, permitiendo que las unidades de oferta respondan a las necesidades del mercado y ajusten sus precios según la demanda, sin restricciones que puedan limitar la eficiencia del sistema.

Existen **dos puntos de vista entre los expertos** respecto a la preservación de la oferta del mercado diario y la preferencia por la libertad en las decisiones de oferta. Algunos defienden la preservación de la oferta del mercado diario, otros abogan por la libertad de las unidades de oferta para contribuir al sistema de manera flexible, independientemente de su participación en la casación del mercado diario.



4.
¿Qué retos
y oportunidades
se presentan?

No cabe duda de que el sector energético, y el eléctrico en particular, se encuentran en un momento de gran complejidad y transformación. La integración masiva de renovables intermitentes, la generación distribuida, el despliegue de los vehículos eléctricos, los avances en la digitalización del sector, el desarrollo del almacenamiento y las nuevas soluciones tecnológicas para la descarbonización industrial, son algunos de los hechos que explican esta gran transformación del sector.

En este contexto, la regulación tiene que estar a la vanguardia del cambio, permitiendo que tanto Europa como España avancen en el proceso de transición energética.

Ante estos cambios estructurales, se ha preguntado al grupo de expertos seleccionado si, una vez hechas las consideraciones anteriores, y teniendo en cuenta la Reforma del Mercado Eléctrico Europeo, sería conveniente modificar la Ley del Sector Eléctrico español, con el fin de mejorar la seguridad jurídica de los agentes del mercado y los inversores.

Del mismo modo, ya no sólo se trata de abarcar los retos regulatorios que este nuevo escenario evidencia, sino de profundizar y abrir el debate también respecto a los próximos retos económicos, físicos o técnicos que debemos afrontar para la transformación del sector energético y cumplir con la nueva senda climática.

El debate también sobre los próximos retos económicos, físicos o técnicos que debemos afrontar para la **transformación del sector** energético y cumplir con la nueva senda climática es necesario.

4.1. ¿Es necesario modificar la Ley del Sector Eléctrico español?

En general, el grupo de expertos considera que la Reforma del mercado eléctrico de la UE no ha alterado los principios y reglas básicas del funcionamiento del mercado y, por tanto, la Ley del Sector Eléctrico **no debería en principio verse modificada**.

Sin embargo, uno de los expertos menciona que habrá que ver en detalle las modificaciones finales de las Directivas Europeas (2019/944 y 2018/2001) y los Reglamentos (2019/943 y 2019/942) que se derivan de la Reforma, por si éstas requiriesen modificar la LSE o las normativas de rango inferior. En este sentido, se considera que podría ser necesario plantear una eventual modificación de la LSE para que se adapte a la incorporación de los CfDs con las características del nuevo Reglamento (en particular, el régimen retributivo específico del artículo 14). En cualquier caso, esa incorporación deberá garantizar que las decisiones de inversión previas no se ven comprometidas.

¿Qué potenciales cambios se pueden requerir?

La LSE establece los principios generales sin entrar en los detalles de la operativa del mercado, que se desarrolla a través de normas de rango reglamentario, órdenes ministeriales o circulares.

En este sentido, los **expertos sí que abogan por valorar la posibilidad de acometer ciertos cambios normativos de rango inferior que permitan incluir los aspectos recogidos por la reforma en línea con la evolución del mercado y el avance de las diferentes tecnologías del mix de generación:**

- **Eliminar posibles barreras para la participación del almacenamiento o la demanda en los servicios de ajuste o complementarios**, siempre respetando la neutralidad tecnológica.
- **Evaluar el desarrollo final de los mecanismos de capacidad de la Comisión Europea y en función de ello ver si es necesario y posible modificar algún aspecto de la normativa** para garantizar la flexibilidad del sistema. Este punto es sin duda fuente de preocupación para la CE, que ve una vía para establecer diferencias y retribuciones que socaven los principios del mercado interior.
- Evaluar la propuesta de la Comisión Europea con relación a hub virtuales a nivel regional y zonas de precios para ver su impacto en los desarrollos normativos españoles.

En cualquier caso, **los desarrollos a través de normas de rango reglamentario o a través de Órdenes Ministeriales, se deben hacer con especial cautela, siendo recomendable antes proponer el desarrollo de *sandboxes* regulatorios que permitan valorar su bondad y adecuación al sistema eléctrico.**

¿Qué otras consideraciones se deben tener?

Varios expertos coinciden que antes de valorar potenciales cambios normativos, es necesario eliminar la mayoría de las intervenciones realizadas en el mercado mayorista lo antes posible. De esta forma, se permitiría que los precios actuaran como señal de escasez, que es su verdadero papel, y los beneficios como señal de inversión, permitiendo volver a una situación de homogeneidad en el mercado interior europeo, una vez se han estabilizado los efectos de la crisis energética.

La reforma ha reforzado algunos de los principios básicos del mercado interior europeo sin realizar un cambio radical del modelo. En este sentido, es de suponer que cuando el nuevo Parlamento y la nueva Comisión tomen posesión retomarán el tema e intentarán profundizar en los aspectos que han quedado más abiertos

En muy poco tiempo se ha hecho mucho, pero no suficiente, por lo que se irán viendo avances de integración progresivos en los que la Comisión por un lado y ACER por otro, vayan tomando un mayor protagonismo efectivo y no solo liderazgo regulador.

Varios expertos coinciden que antes de **valorar potenciales cambios normativos**, es necesario eliminar la mayoría de las intervenciones realizadas en el mercado mayorista lo antes posible.

4.2. Consideraciones finales: La oportunidad de España ante el nuevo escenario

Este complejo proceso de transformación que está experimentando el sector energético, más que entenderse como un momento de desestabilización, se ha de analizar como una **oportunidad económica e industrial para nuestro país a medio plazo**.

El año 2023 ha venido marcado por varios hitos de regulación y política energética, como la Reforma del Mercado Eléctrico europeo, la aprobación de la nueva Directiva de Renovables, RED III, o la publicación del borrador de actualización del PNIEC 2023-2030.

En 2024, se espera con gran expectación e interés la aprobación de la normativa sobre los mercados de capacidad en España, que permitirá el despliegue del almacenamiento y asegurar la fiabilidad de nuestro sistema eléctrico.

Asimismo, se espera que este año se comiencen a analizar los cambios requeridos por el modelo retributivo de las redes para el próximo periodo regulatorio, teniendo en cuenta su papel esencial para afrontar los grandes retos del sistema eléctrico: mayor descentralización, mayor descarbonización industrial y mayor digitalización.

En definitiva, **la regulación deberá anticipar y adecuarse a estos cambios estructurales derivados del nuevo entorno, lo que permitirá aprovechar el gran potencial en energías renovables de nuestro país, gracias a su privilegiada posición geoestratégica, promoviendo la atracción de nuevas inversiones industriales y un mayor crecimiento económico a medio plazo.**

Por último, **expresamos nuestro agradecimiento al grupo de expertos que han aportado su valioso conocimiento para la elaboración de este informe.** Como se ha evidenciado a lo largo del documento, no existe un claro consenso en las diferentes temáticas abordadas y, en aquellos casos en los que lo hay, pueden surgir discrepancias con la práctica de otros países miembros o verse alteradas por el comportamiento del mercado en el futuro. Por ello, **nos gustaría invitar al resto de agentes e integrantes del sector a sumarse al debate, aportando ideas que nos permitan mejorar las cuestiones planteadas, con el fin de que nuestra regulación sienta las bases necesarias para el desarrollo de una transición energética justa y eficaz,** dejando abierta la posibilidad de dar continuidad a este informe.

En definitiva, la regulación deberá anticipar y adecuarse a estos cambios estructurales derivados del nuevo entorno, lo que permitirá aprovechar **el gran potencial en energías renovables** de nuestro país, gracias a su privilegiada posición geoestratégica, promoviendo la atracción de nuevas inversiones industriales y un mayor crecimiento económico a medio plazo.



5. Anexos



A continuación, se recogen las Leyes, normativas y directrices citadas en el texto con los principales artículos de referencia para el correcto entendimiento del informe:

5.1. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, principales artículos

Artículo 8. Funcionamiento del sistema.

1. La producción de energía eléctrica se desarrollará en régimen de libre competencia

El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados. Los sujetos definidos en el artículo 6 que actúen en el mercado de producción a que se refiere el párrafo anterior podrán pactar libremente los términos de los contratos de compraventa de energía eléctrica que suscriban, respetando las modalidades y contenidos mínimos previstos en la presente ley y en sus reglamentos de desarrollo.

El Gobierno podrá determinar el funcionamiento del mercado diario e intradiario con base en ofertas de unidades de producción ya sean físicas o en cartera y, en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares el funcionamiento de un despacho técnico y económico.

2. La operación del sistema, la operación del mercado, el transporte y la distribución de energía eléctrica tienen carácter de actividades reguladas a efectos de su separación de otras actividades, y su régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la presente ley.

Se garantiza el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas establecidas en esta ley y en los términos que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno.

3. Sin perjuicio de lo establecido para la comercialización de referencia, la comercialización y los servicios de recarga energética se ejercerán libremente en los términos previstos en la presente ley y su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes.

4. Salvo pacto en contrario, la transmisión de la propiedad de la energía eléctrica se entenderá producida en el momento en que la misma tenga entrada en las instalaciones del comprador.

En el caso de los comercializadores y de los gestores de cargas, la transmisión de la propiedad de la energía eléctrica se entenderá producida, salvo pacto en contrario, cuando la misma tenga entrada en las instalaciones de su cliente.

Artículo 23. Sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica.

1. Los productores de energía eléctrica efectuarán ofertas económicas de venta de energía, a través del operador del mercado, por cada una de las unidades de producción de las que sean titulares, bien físicas o en cartera, cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral o a plazo que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas, salvo en aquellas instalaciones para las que hubiera sido autorizado un cierre temporal de acuerdo a la normativa de aplicación.

Las unidades de producción de energía eléctrica estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación, en los términos que reglamentariamente se establezcan, salvo en los supuestos previstos en el artículo 25.

Los comercializadores de referencia estarán obligados a realizar ofertas económicas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado en cada período de programación por la parte de energía necesaria para el suministro de sus clientes no cubierta mediante otros sistemas de contratación con entrega física.

2. Asimismo, reglamentariamente, se establecerá la antelación mínima con que deben realizarse las ofertas al operador del mercado, el horizonte de las mismas, el período de programación y el régimen de operación.
3. El orden de entrada en funcionamiento de las unidades de producción de energía eléctrica se determinará partiendo de aquella cuya oferta haya sido la más barata hasta igualar la demanda de energía en ese período de programación, sin perjuicio de las posibles restricciones técnicas que pudieran existir en las redes de transporte y distribución, o en el sistema.

Artículo 24. Demanda y contratación de la energía producida.

1. La contratación de energía eléctrica podrá realizarse libremente, en los términos previstos en la presente ley y en su normativa de desarrollo.
2. Las ofertas de adquisición de energía eléctrica que presenten los sujetos al operador del mercado, una vez aceptadas, se constituirán en un compromiso en firme de suministro por el sistema.

Reglamentariamente se determinarán los sujetos y las condiciones en las que se hayan de realizar las citadas ofertas de adquisición y los casos en que proceda la petición por el operador del mercado de garantías suficientes del pago. Asimismo, se podrán regular los procedimientos necesarios para incorporar la demanda en el mecanismo de ofertas. Las ofertas de adquisición realizadas a través del operador del mercado habrán de expresar el período temporal para el que se solicita dicho suministro, y la aceptación de la liquidación que se realice.

El contrato se entenderá perfeccionado y formalizado en el momento de la casación y ejecutado cuando se haya producido el suministro de energía eléctrica.

3. El operador del mercado cuidará de establecer los mecanismos necesarios para que el pago de las transacciones bilaterales o a plazo esté garantizado.
4. Reglamentariamente, se regularán diferentes modalidades de contratación. En particular se regulará la existencia de contratos de compraventa a plazo de energía eléctrica, contratos de carácter financiero que tengan como subyacente la energía eléctrica, así como contratos bilaterales realizados directamente entre los consumidores y los productores, entre los productores y los comercializadores y entre los comercializadores entre sí. Todos estos contratos estarán exceptuados del sistema de ofertas.

Los contratos bilaterales con entrega física formalizados entre los sujetos que participen en el mercado de producción de energía eléctrica contemplarán al menos el precio de adquisición de la energía y el período temporal del suministro. Reglamentariamente se determinará qué elementos de estos contratos deberán ser puestos en conocimiento del operador del sistema y de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.

5. Reglamentariamente, se regulará la creación, organización y funcionamiento de mercados organizados que tengan por objeto la contratación a plazo de energía eléctrica, cuya gestión corresponderá a Sociedades Gestoras, así como los sujetos del sector eléctrico que podrán participar en estos mercados, las condiciones en que podrán hacerlo, y la información que las Sociedades Gestoras deban comunicar al Operador del Mercado y al Operador del Sistema, a los efectos de asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Artículo 25. Excepciones al sistema de ofertas.

1. El Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en períodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado.
2. La producción de energía eléctrica en los sistemas de los territorios no peninsulares podrá quedar excluida del sistema de ofertas, en tanto dichos sistemas no estén efectivamente integrados con el sistema peninsular.

Se considerará que los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares están efectivamente integrados con el sistema peninsular cuando la capacidad de conexión con la península sea tal que permita su incorporación en el mercado de producción peninsular y existan los mecanismos de mercado que permitan integrar su energía. Dicha integración se entenderá efectuada cuando así se constate por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

3. Estarán excluidos del sistema de ofertas los intercambios intracomunitarios o internacionales que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 11.4, pueden ser realizados por el operador del sistema, así como aquellas operaciones de venta de energía a otros sistemas que se determinen reglamentariamente.

4. De acuerdo con lo previsto en el artículo 24.4 y 24.5, reglamentariamente se podrán determinar modalidades contractuales que por sus características hayan de estar excluidas del sistema de ofertas.
5. Aquellas unidades de producción que, en aplicación de lo previsto en este artículo, no estén obligadas a realizar ofertas, podrán percibir una retribución por venta de energía equivalente al precio marginal para cada período de programación de acuerdo con lo establecido por el artículo 14, sin perjuicio de las especialidades del régimen retributivo que les fueran aplicables con arreglo a lo establecido en la presente ley.

No obstante, todas las unidades de producción a que se refiere el presente artículo deberán comunicar al operador del mercado, en los términos que reglamentariamente se establezcan, la producción prevista para cada período de programación.

6. En los supuestos a que se refiere el apartado 2 del artículo 7, el Gobierno podrá adoptar medidas que puedan suponer, directa o indirectamente, una alteración del sistema de ofertas.

Artículo 64. Infracciones muy graves.

Son infracciones muy graves:

38. Cualquier manipulación tendente a alterar el precio de la energía eléctrica por parte de cualquier sujeto, así como la inexactitud o falsedad de carácter esencial, en cualquier dato, manifestación o documento que suponga una alteración del mercado de producción.
- 38 bis. Cualquier manipulación tendente a alterar el precio de la energía eléctrica por parte de cualquier sujeto, así como la inexactitud o falsedad de carácter esencial, en cualquier dato, manifestación o documento que suponga una alteración del despacho de producción en los sistemas eléctricos en territorios no peninsulares.
39. La no presentación de ofertas de compra o venta, de manera reiterada por los sujetos obligados a ello en el mercado de producción.
40. Cualquier otra actuación en el suministro o consumo de energía eléctrica que suponga una alteración porcentual de la realidad de lo suministrado o consumido superior al 15 por ciento y que, a la par, exceda de 300.000 euros.

Artículo 65. Infracciones graves.

Son infracciones graves:

27. El incumplimiento de las obligaciones de disponibilidad de unidades de producción en cada período de programación.
28. La no presentación de ofertas de compra o venta por los sujetos obligados a ello en el mercado de producción.
31. Cualquier infracción por manipulación de mercado también en fase de tentativa, uso de información privilegiada o falta de difusión de información privilegiada, conforme a lo establecido en el Reglamento (UE) n.º 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía o en la normativa de desarrollo del mismo.

33. La manipulación del precio de los servicios de ajuste por parte de un agente del mercado mediante la realización de ofertas a precios excesivos, que resulten dispares de forma no justificada de los precios ofertados por el mismo en otros segmentos del mercado de producción.
34. La presentación de ofertas con valores anormales o desproporcionados con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación del mercado.

Artículo 66. Infracciones leves.

Son infracciones leves:

2. El incumplimiento de las obligaciones derivadas de las Reglas del Mercado o de los Procedimientos de Operación, que no tengan la consideración de infracción muy grave o grave de conformidad con los artículos 64 o 65, cuando de dicho incumplimiento no derive perjuicio para el funcionamiento del mercado o del sistema eléctrico.

5.2.

Resolución de 23 de febrero de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban 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

Regla 1. El mercado mayorista de electricidad

El mercado de mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercados intradiarios, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados.

En el mercado diario se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. Las sesiones de contratación del mercado diario se estructuran en periodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 periodos de programación consecutivos de la Hora Europea Central (CET), o 23, o 25 en los días de cambio de hora oficial. También puede producirse en el mercado diario la entrega física de la energía negociada en los mercados organizados a plazo.

Los mercados intradiarios tienen por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se pueda producir, en las horas siguientes, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD).

Regla 2. El operador del mercado diario e intradiarios

OMI-Polo Español, SA (OMIE), como operador designado para el mercado eléctrico por la Orden IET/2732/2015, de 11 de diciembre, es el responsable de la gestión económica del sistema referida a los Mercados diario e intradiarios. Le corresponde recibir las ofertas de compra y venta de energía eléctrica, efectuando la gestión de las mismas, así como la liquidación de todas las operaciones de los mercados diario e intradiarios.

OMIE actuará como contraparte central de las operaciones que se realicen en los mercados diario e intradiarios desde el momento en el que se consideren firmes las casaciones y las operaciones en el mercado intradiario continuo correspondientes.

Como consecuencia de su actuación como contraparte central, se produce la interposición de OMIE en las obligaciones resultantes de las diversas operaciones actuando OMIE como comprador frente al vendedor y como vendedor frente al comprador en los términos establecidos en las presentes reglas.

Le corresponde asimismo al operador del mercado recibir de los operadores del sistema la comunicación de los contratos bilaterales para las verificaciones que correspondan en materia de ofertas al mercado. La regulación específica y funciones, en el caso del operador del mercado y operador del sistema español están contenidas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y en la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

El operador del mercado realizará la liquidación de la energía de subasta del régimen económico de energías renovables negociada en los mercados diario e intradiario, en los términos establecidos 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, en adelante Régimen Económico de Energías Renovables, y su normativa de desarrollo.

5.3. Procedimiento de Operación 3.1.

Validación de nominaciones de programa

1. Validación de nominaciones de programas del mercado diario

El Operador del Sistema verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas por los participantes en el mercado y la información referente a los resultados de la contratación de energía en el mercado diario recibida del Operador de Mercado. En caso de que como consecuencia de la agregación de la contratación en el mercado diario y de la contratación bilateral, una unidad de programación de comercialización resultara con un programa vendedor, se procederá del modo siguiente:

- a. Se ordenarán los contratos bilaterales entre comercializadoras en los que participe la unidad de programación de comercialización en orden creciente atendiendo a su volumen de energía diario.
- b. Se retirarán los contratos bilaterales en el orden indicado hasta que el programa de la unidad de comercialización resulte nulo o comprador en todas las horas.

Asimismo, si como resultado de esta verificación fuese detectada alguna disparidad, entre las nominaciones enviadas por los participantes del mercado asociados a las unidades de programación o entre éstas y el resultado de la casación facilitado por el OM, se procederá, en función del caso, según lo siguiente:

- Unidades de programación con programa de energía asociado a la ejecución de contratos bilaterales: se considerará el valor mínimo de los programas resultantes de las comunicaciones realizadas por los diferentes participantes del mercado identificados como contrapartes en dicho contrato.
- Unidades de programación con programa de energía asociado a la contratación en el mercado diario de producción que forman parte junto a otras unidades de programación de una misma unidad de oferta: en aquellos casos en los que el OS no haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación integradas en una misma unidad de oferta, o bien habiéndose recibido dicha nominación, el valor total nominado fuese distinto del programa de la correspondiente unidad de oferta comunicado por el OM, se procederá como sigue:
 - Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
 - Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
 - Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no se hubiera asignado aún el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con mayor valor de potencia máxima.

2. Validación de nominaciones de programas en el mercado intradiario

2.1. Subastas del mercado intradiario

En el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente sesión del MI de subastas, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

- a. La unidad de oferta vende energía en el MI de subastas:
 - i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
 - ii. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

iii. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

b. La unidad de oferta recompra energía en el MI:

- i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.
- ii. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada casado en la correspondiente sesión del MI de subastas.

5.4.

Circular 3/2019 de la CNMC, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema

Artículo 1. Objeto de la circular.

Constituye el objeto de la presente circular establecer el marco regulatorio relativo a los siguientes aspectos:

- 1.** Al mercado mayorista de electricidad, definido este como el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, el mercado mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo organizados y no organizados, mercado diario, mercado intradiario, mercado de ajuste, entendidos estos como los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor, incluyendo la resolución de restricciones técnicas.

- 2.** A la gestión de las interconexiones de España dentro de la Unión Europea y con terceros países en los diferentes horizontes de negociación.
- 3.** A los aspectos técnicos de la operación del sistema, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad.

Artículo 8. Contratos bilaterales físicos.

Constituye el objeto de la presente circular establecer el marco regulatorio relativo a los siguientes aspectos:

1. Los participantes en el mercado mayorista de electricidad podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica. Los sujetos que formalicen estos contratos deberán cumplir con las obligaciones previstas para el resto de sujetos en las metodologías y condiciones a las que se refiere el artículo 23, para su participación en los mercados de producción de energía eléctrica.
2. Las cantidades contratadas de energía eléctrica, así como la nominación afectada a dichas cantidades, habrán de ser comunicadas por las partes al Operador del Sistema, indicando de forma detallada los períodos temporales en que el contrato haya de ser ejecutado y los puntos de suministro y consumo, a efectos de su consideración en la operación del sistema.

5.5.

Real Decreto 2019/1997, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica

Artículo 2. Definición.

El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones por garantía de suministro y restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Artículo 6. Mercado diario de producción.

El mercado diario de producción es aquel en el que se establecen, mediante un proceso de casación de ofertas, las transacciones de adquisición y venta de energía eléctrica con entrega física para el día siguiente.

Las sesiones de contratación del mercado se estructuran en períodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 períodos de programación consecutivos.

CONTACTOS EY

Antonio Hernández García

Socio. Sectores Regulados, Análisis Económico y Sostenibilidad – Consultoría Sector Energía EY

Antonio.Hernandez.Garcia@es.ey.com

Mobile: +34 696 419 265

Jaime Moretón Poch

Director. Consultoría Sector Energía EY

Jaime.Moreton.Poch@es.ey.com

Mobile: +34 649 809 317

Joan Garrigós Sempere

Consultor. Consultoría Sector Energía EY

Joan.Josep.Garrigos.Sempere@es.ey.com

Mobile: +34 628 067 098

CON LA COLABORACIÓN INDIVIDUAL DE LOS SIGUIENTES EXPERTOS

Luis Atienza

Presidente de Argo Capital Partners

Ministro de Agricultura, Pesca y Alimentación entre 1994 y 1996, y presidente de Red Eléctrica entre 2004 y 2012

Maria Teresa Costa-Campi

Catedrática de Economía y directora de la Cátedra de Sostenibilidad Energética, Universidad de Barcelona

Presidenta de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) entre 2005 y 2011

María Fernández

Consultora principal en Etalí'a Consultoría Estratégica y Regulatoria

Vicepresidenta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) entre 2013 y 2020

Pedro Mejía

Presidente de OMEL desde 2009 hasta 2017 y secretario de Estado de Turismo y Comercio entre 2004 y 2008.

Álvaro Nadal

Jefe de Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Reino Unido

Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital del Gobierno de España entre 2016 y 2018

Diego Rodríguez

Catedrático en el Departamento de Economía Aplicada de la Universidad Complutense de Madrid e investigador asociado de Fedea

Consejero de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) entre 2013 y 2017

Miguel Sebastián

Profesor de Economía en la Universidad Complutense de Madrid

Ministro de Industria, Turismo y Comercio del Gobierno de España entre 2008 y 2011

EY | BUILDING A BETTER WORKING WORLD

En EY trabajamos para construir un mundo que funcione mejor, ayudando a crear valor a largo plazo para los clientes, las personas, la sociedad y generar confianza en los mercados de capital.

Gracias al conocimiento y la tecnología, los equipos de EY, en más de 150 países, generan confianza y ayudan a las compañías a crecer, transformarse y operar.

EY es líder mundial en servicios de auditoría, fiscalidad, estrategia, asesoramiento en transacciones y servicios de consultoría. Nuestros profesionales hacen las mejores preguntas para encontrar nuevas respuestas a los desafíos a los que nos enfrentamos en el entorno actual.

EY hace referencia a la organización internacional y podría referirse a una o varias de las empresas de Ernst & Young Global Limited y cada una de ellas es una persona jurídica independiente. Ernst & Young Global Limited es una sociedad británica de responsabilidad limitada por garantía (company limited by guarantee) y no presta servicios a clientes. La información sobre cómo EY recopila y utiliza datos personales y su correspondiente descripción sobre los derechos de las personas en virtud de la legislación vigente en materia de protección de datos, están disponibles en ey.com/es_es/legal-and-privacy. Las firmas miembros de EY no ejercen la abogacía donde lo prohíban las leyes locales. Para obtener más información sobre nuestra organización, visite ey.com/en_gl.

© 2024 EY Transforma Servicios De Consultoría, S.L.

All Rights Reserved.

Este material se ha preparado únicamente con fines informativos generales y no debe considerarse como asesoramiento contable, fiscal o profesional. Consulte a sus asesores para obtener consejos específicos.

Este documento no puede leerse parcialmente sino interpretado en su conjunto. El ejercicio responde a un mandato de la Fundación Naturgy y no puede ser utilizado ni reproducido por terceros en ninguna corte de arbitraje.

Este material se ha preparado únicamente con fines informativos generales y no debe considerarse como asesoramiento contable, fiscal o profesional. Consulte a sus asesores para obtener consejos específicos.

ey.com/es_es

Edición

Fundación Naturgy
Avenida de América, 38
28028 Madrid
www.fundacionnaturgy.org

Depósito Legal: M-10747-2024

Impreso en España

Diseño y maquetación

Addicta Comunicación Corporativa

Reservados todos los derechos. Está prohibido, bajo las sanciones penales y el resarcimiento civil previstos en las leyes, reproducir, registrar o transmitir esta publicación, íntegra o parcialmente, por cualquier medio, sea mecánico, electrónico, magnético, electroóptico, por fotocopia o por cualquier otro, sin autorización por escrito de Fundación Naturgy.



Este libro se ha impreso utilizando papel libre de cloro de 300 gr. para la cubierta y de 150 gr. para el interior con certificación forestal PEFC de la Asociación Española para la Sostenibilidad Forestal.

**La regulación
del mercado eléctrico
mayorista ante el nuevo
entorno europeo**