

CUADERNOS ORKESTRA

ISSN 2340-7638

 <https://doi.org/10.18543/RTWM2847>

REFORMA DEL DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO

Núm. 02/2024

 <https://doi.org/10.18543/QMUZ5299>

Jorge Fernández Gómez

CUADERNOS ORKESTRA, núm. 02/2024

ISSN 2340-7638

 Colección: <https://doi.org/10.18543/RTWM2847>

 Cuaderno: <https://doi.org/10.18543/QMUZ5299>

 Resumen ejecutivo en euskera: <https://doi.org/10.18543/YTXX4228>

 Resumen ejecutivo en inglés: <https://doi.org/10.18543/EOLK1803>

Agradecimientos

Las opiniones, análisis y comentarios recogidos en este documento reflejan la opinión de la persona que lo ha elaborado y no necesariamente de la institución a la que pertenece. Cualquier error es únicamente atribuible al autor del informe.

El autor del informe agradece a Juan Ignacio Unda su colaboración y ayuda en la elaboración de este estudio, revisando un borrador del mismo y ofreciendo sugerencias y comentarios.

Resumen

En 2022 y 2023 se produjo un profundo debate en la Unión Europea sobre el diseño del mercado eléctrico y su idoneidad para hacer frente a situaciones de estrés en los mercados energéticos, proteger a los consumidores e incentivar las inversiones necesarias en energías renovables. El debate se estructuró en torno a dos visiones: (1) una posición intervencionista (p. ej., la defendida por el Gobierno de España), que enfatizaba el control de los precios del mercado y de los ingresos de los generadores, invalidando en gran medida el diseño vigente, y (2) una posición reformista, que buscaba complementar el diseño actual con elementos que mejoren la resiliencia del mercado y la protección a los consumidores y plasmada en la propuesta de la Comisión Europea de marzo de 2023. Este informe analiza el desarrollo de dicho debate y analiza el acuerdo final alcanzado por el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo de diciembre de 2023, que mantuvo los elementos esenciales de la propuesta de reforma de la Comisión Europea y proponía cambios orientados a completar el desarrollo del mercado interior de energía, proteger a los consumidores más vulnerables, incrementar la estabilidad y predictibilidad del coste de la energía y generar incentivos a las inversiones en energías renovables y flexibilidad.

Laburpena

2022an eta 2023an elektrizitate merkatuaren diseinuaren inguruko eztabaida sakona izan zen Europar Batasunean, zalantzan jarri baitzen diseinu hori egokiena ote zen energia merkatuetan estres egoerei aurre egiteko, kontsumitzaileak babesteko eta energia berriztagarritan beharrezkoak diren inbertsioak sustatzeko. Eztabaidan bi ikuspegi izan ziren aurrez aurre: (1) esku hartzearen aldeko jarrera (besteak beste, Espainiako Gobernuak babesten zuena), merkatuko prezioak eta enpresa sortzaileen diru sarrerak kontrolatzea azpimarratzen zituena, gaur egun indarrean dagoen diseinua, neurri handi batean, baliogabetuz, eta (2) erreformaren aldeko jarrera, gaur egungo diseinua osatzea helburu zuena, merkatuaren erresilientzia eta kontsumitzaileen babesa hobetzeko elementuak txertatuta, Europako Batzordeak 2023ko martxoan egin zuen proposamenean jasotzen den bezala. Txosten honek eztabaida hori du aztergai eta Europako Parlamentuak eta Europako Kontseiluak 2023ko abenduan lortu zuten azken akordioaren xehetasunak azaltzen ditu. Akordio horrek Europako Batzordeak egindako erreforma proposamenaren funtsezko elementuei eutsi zien eta aldaketak proposatu zituen energiaren barne merkatuaren garapena osatzeko, kontsumitzaile kalteberenak babesteko, energiaren kostuaren egonkortasuna eta aurreikusgarritasuna handitzeko, eta energia berriztagarrietan eta malgutasunean inbertsioak egiteko pizgarriak sortzeko.

Abstract

In 2022 and 2023 there was a profound debate in the European Union about the design of the electricity market and its suitability to deal with stress situations in the energy markets, protect consumers and incentivize the necessary investments in renewable energies. The debate was structured around two visions: (1) an interventionist position (e.g., the one defended by the Spanish Government), which emphasized the control of market prices and generators' revenues, largely invalidating the current design, and (2) a reformist position, which sought to complement the current design with elements to improve market resilience and consumer protection and embodied in the European Commission's proposal of March 2023. This report analyzes the development of that debate and discusses the final agreement reached by the European Parliament and the European Council in December 2023, which maintained the essential elements of the European Commission's reform proposal and proposed changes aimed at completing the development of the internal energy market, protecting the most vulnerable consumers, increasing the stability and predictability of the cost of energy and generating incentives for investments in renewable energies and flexibility.

Índice

Índice.....	i
Autor.....	iii
Resumen ejecutivo.....	iv
Lista de tablas.....	x
Lista de figuras.....	x
Lista de recuadros.....	x
1. Introducción.....	1
2. El debate sobre la reforma del diseño del mercado eléctrico a lo largo de 2021 y 2022.....	3
2.1. Introducción.....	3
2.2. Antecedentes: el incremento de precios en 2021 y la Comunicación “Toolbox”.....	3
2.3. La invasión de Ucrania y la crisis energética de 2022.....	4
2.3.1. Comunicación y Plan de Acción “REPowerEU”.....	4
2.3.2. Consejo Europeo del 24 y 25 de marzo de 2022 y la “excepción ibérica”.....	6
2.3.3. La visión de ACER.....	8
2.3.4. El “paquete de emergencia” de septiembre de 2022.....	11
2.3.5. Los Reglamentos (UE) 2022/2576, 2022/2577 y 2022/2578 de diciembre de 2022.....	14
2.4. Evolución de los precios de la energía en 2023.....	14
2.4.1. Evaluación de la Comisión Europea de las medidas de emergencia adoptadas en 2021 y 2022.....	19
2.4.2. Prórroga de medidas de emergencia hasta 2025.....	20
3. Propuestas de reforma del diseño del mercado eléctrico.....	21
3.1. Dos visiones sobre el diseño del mercado mayorista de electricidad.....	21
3.2. Propuesta del Gobierno de España (enero 2023).....	22
3.2.1. Principales elementos de la propuesta.....	24
3.2.1.1. Subastas reguladas de energías renovables basadas en CpD.....	24
3.2.1.2. Mecanismos de capacidad.....	25
3.2.1.3. Ingresos regulados para las tecnologías inframarginales.....	26
3.2.1.4. Otros elementos del diseño de mercado propuesto.....	27
3.2.2. Valoración de la propuesta del Gobierno de España.....	28
3.2.2.1. Sobre la base conceptual de la propuesta.....	28
3.2.2.2. Principales problemas con la propuesta del Gobierno español.....	33
3.2.3. El Real Decreto-ley 8/2023.....	40
3.3. Propuesta de la Comisión Europea (marzo 2023).....	41

3.3.1. Antecedentes.....	41
3.3.2. Principales elementos de la propuesta y valoración general.....	42
3.3.3. Análisis de los principales elementos de la propuesta.....	44
3.3.3.1. Instrumentos de contratación a plazo.....	44
3.3.3.2. Liquidez del mercado a plazo.....	51
3.3.3.3. Nuevo marco para el uso compartido de energía (“energy sharing”).....	54
3.3.3.4. Fomento de la flexibilidad “no fósil” e integración eficiente de las energías renovables.....	57
3.3.3.5. Protección de los consumidores.....	60
3.3.3.6. Riesgos de la tramitación de la propuesta de la Comisión Europea.....	63
3.4. Posiciones del Parlamento Europeo y el Consejo Europeo.....	66
3.4.1. Parlamento Europeo.....	66
3.4.2. Consejo Europeo.....	67
3.4.3. El acuerdo final de diciembre de 2023.....	69
4. Conclusiones.....	74
Referencias bibliográficas.....	83

Autor

Jorge Fernández Gómez

Investigador Sénior y Coordinador del Lab de Energía y Medioambiente de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto-Universidad de Deusto) desde 2018. Doctor y Máster en Economía (Georgetown University, Washington, DC) y Licenciado en Economía (Universidad Autónoma de Madrid, UAM). En Orkestra trabaja en proyectos de investigación relacionados con los procesos de transición energética, la descarbonización de la economía y de los distintos sectores, las redes de distribución inteligentes, la fiscalidad de la energía y la financiación verde, el empleo verde, la movilidad sostenible, los mercados energéticos, la eficiencia energética, el almacenamiento de energía, la sostenibilidad del sector energético y el conjunto de la economía, etc. Antes de incorporarse a Orkestra, trabajó durante 6 años como Director Técnico en Iberian Gas Hub (proyecto de hub de gas natural en la Península Ibérica). Fue Director Asociado en Intermoney Energía durante 8 años, consultora especializada en mercados energéticos, trading de energía, gestión de riesgos, modelización y previsión energética (demanda, precios, etc.). Previamente, trabajó como Consultor en NERA Economic Consulting durante 6 años, especializándose en regulación energética, gestión de riesgos, diseño de mercados y tarifas energéticas, etc. Ha publicado capítulos de libros y artículos en revistas académicas y del sector energético y tiene una amplia experiencia como ponente en conferencias y eventos del sector energético.

Resumen ejecutivo

Este informe analiza el desarrollo del debate sobre la reforma del diseño del mercado eléctrico europeo que tuvo lugar en 2022 y 2023 y analiza el acuerdo final para la actualización del mismo alcanzado por el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo de diciembre de 2023.

La actualización del diseño del mercado eléctrico, que se implementará a partir de 2024, mantiene los elementos esenciales del esquema vigente en la Unión Europea, y propone modificaciones orientadas a completar el desarrollo del mercado interior de energía, proteger a los consumidores más vulnerables, incrementar la estabilidad y predictibilidad del coste de la energía y generar incentivos a las inversiones en energías renovables y flexibilidad.

Durante los años 2022 y 2023 se produjo un profundo debate en la Unión Europea (UE) sobre cómo reformar el diseño del mercado de electricidad.

El objetivo de la reforma era conseguir un diseño de mercado más efectivo y resiliente ante crisis y situaciones extraordinarias e incrementar su eficiencia en el proceso de descarbonización de la economía.

Las implicaciones sobre los mercados energéticos y la economía, de la pandemia del coronavirus y de la invasión de Ucrania por parte de Rusia dieron lugar a una reflexión profunda sobre la idoneidad del diseño vigente del mercado eléctrico europeo.

El incremento sin precedentes del precio del gas, debido a la extrema dependencia del sistema energético europeo de importaciones de gas natural, se trasladó a los precios de la electricidad en todo el continente y generó un impacto severo sobre la renta disponible de los hogares, la competitividad de las empresas y la inflación.

Pese a que muchas voces señalaron al mercado eléctrico como el causante de los precios extraordinariamente elevados de la energía eléctrica registrados en 2021 y 2022, esta situación no se debió al diseño del mismo. De hecho, los análisis de instituciones como la Comisión Europea, la asociación de reguladores energéticos ACER o múltiples expertos y académicos indican que el funcionamiento de los mercados de electricidad en la UE en los últimos 15 años fue adecuado.

El incremento de la competencia en los mercados mayorista o minorista, las inversiones en energías renovables, el incremento de la liquidez de productos a plazo hasta 5 años, el acoplamiento de mercados y la convergencia de precios de la electricidad en toda la UE son algunas de las consecuencias positivas para los consumidores del diseño vigente del mercado.

Pese a ello, tanto ACER como la Comisión Europea identificaban algunas vías de mejora de la estructura del mercado mayorista, tales como: una mejor respuesta ante situaciones extraordinarias, una mejor integración de recursos flexibles o el desarrollo de los mercados a muy largo plazo.

El debate sobre cómo actualizar el diseño del mercado eléctrico se estructuró en torno a dos aproximaciones: una posición intervencionista y una visión reformista.

Entre las posiciones de intervención del mercado, que enfatizaban el control de los precios del mercado y de los ingresos de los generadores, invalidando en gran medida el diseño vigente, destacó la propuesta del Gobierno de España de enero de 2023, que implicaba *de facto* la regulación de los

precios del mercado, los ingresos de los generadores y las cantidades (capacidad de generación de distintas tecnologías) y, por tanto, la intervención y regulación del mercado eléctrico.

La propuesta del Gobierno de España se fundamentaba en un convencimiento de que los mercados eléctricos liberalizados no pueden generar niveles suficientes de competencia en los mercados mayorista y minorista ni señales de precios eficientes que induzcan comportamientos de consumo, operación e inversión beneficiosos para la sociedad.

Entre las posiciones reformistas del diseño del mercado eléctrico, que buscaban complementar el diseño actual con elementos que mejoren la resiliencia del mercado y la protección a los consumidores, se incluía la propuesta de la Comisión Europea de marzo de 2023, que, partiendo del diseño del mercado vigente, contenía elementos específicos de protección de los consumidores y medidas para fomentar las inversiones en energías renovables y el desarrollo de los mercados a plazo.

En general, la propuesta de la Comisión Europea estaba muy alineada con las recomendaciones de ACER de abril de 2022. ACER indicaba que se debía mantener el diseño actual del mercado marginalista, introduciendo cambios para hacer frente a importantes retos, entre ellos: (1) mejorar el funcionamiento de los mercados de corto y muy corto plazo; (2) impulsar la transición energética a través de un desarrollo eficiente de los mercados de largo plazo; (3) fomentar las fuentes de flexibilidad del sistema eléctrico; (4) introducir herramientas para proteger a los consumidores más vulnerables; y (5) establecer mecanismos de respuesta en momentos de crisis en el mercado.

La propuesta del Gobierno de España implicaba la segmentación del mercado mayorista por tecnologías y la regulación de los ingresos de los generadores.

Esto se lograría a través de: (1) subastas públicas de contratos por diferencias (CpD) para nuevas inversiones en generación renovable; (2) un mecanismo de capacidad para fijar los ingresos de las tecnologías marginales flexibles; y (3) un esquema de precios regulados (basados en costes medios) para las tecnologías inframarginales (nuclear e hidráulica).

La implementación de este modelo de mercado requería, por un lado, establecer regulación adicional para incentivar la participación en los mecanismos de contratación regulados y garantizar ingresos suficientes a todas las tecnologías y, por otro, la planificación centralizada del *mix* de generación.

Esta propuesta ponía el foco de la solución a la crisis energética en Europa en el diseño del mercado eléctrico, más que en reducir la extrema dependencia de importaciones de gas natural de terceros países y, en particular, de Rusia.

Además, se sustentaba en una evaluación del funcionamiento de los mercados marginalistas alejada de las visiones generales de consenso entre reguladores, académicos y expertos en torno a cuestiones como la fijación de los precios mayoristas de la electricidad, la relación entre los mercados de corto y largo plazo o la diferencia entre beneficios normales, beneficios extraordinarios y *windfall profits*.

De acuerdo con estas visiones, la intervención de los precios y cantidades en el mercado mayorista de electricidad daría lugar a consecuencias negativas para los consumidores, incluyendo:

- una menor competencia en los mercados mayorista y minorista;

- la distorsión de las señales de precios, que reduce la eficiencia de las decisiones de operación de activos y consumo de energía y genera barreras a la inversión en nueva capacidad de generación y en recursos flexibles;
- el empeoramiento de la liquidez en los mercados spot y a plazo;
- unas ineficiencias asociadas a la imposibilidad de implementar esquemas eficientes de planificación del mix de generación y de fijación de costes reconocidos (por asimetría de información y falta de recursos de las entidades de regulación);
- la reducción de incentivos a la inversión en tecnologías limpias por incremento de la incertidumbre ligada a la complejidad de implementar un mercado regulado.

La propuesta de la Comisión Europea incluía modificaciones al diseño vigente del mercado eléctrico con el objetivo de completar su desarrollo.

En concreto, la Comisión abogaba por consumir y la implementación integral del mercado interior de energía, proteger a los consumidores ante subidas excesivas de los precios o de su volatilidad, incrementar la estabilidad y predictibilidad del coste de la energía y generar incentivos a las inversiones en renovables y flexibilidad.

Entre las medidas para proteger mejor a los consumidores se incluían, entre otras:

- el derecho a recibir ofertas de contratos a precio fijo, a firmar múltiples contratos y a recibir mejor información contractual;
- la posibilidad de fijar precios regulados (por debajo de costes) en situaciones de "crisis de precios eléctricos" (aplicables a hogares y pymes);
- la prohibición de desconexión de consumidores vulnerables; o
- el desarrollo de esquemas de compartición de energía renovable (*energy sharing*) entre consumidores activos dentro de un área de oferta o mercado (*bidding zone*).

Para incrementar la estabilidad y predictibilidad de los costes energéticos la Comisión proponía:

- fomentar contratos (voluntarios) a muy largo plazo (PPA y CpD) con apoyo público para cubrir el riesgo de contrapartida;
- fomentar la liquidez del mercado a plazo a través del desarrollo de *hubs* regionales;
- dar la posibilidad de que los TSOs ofrezcan un producto demanda pico de corto plazo en situaciones de escasez de oferta; o
- dotar de mayor capacidad a ACER para monitorizar el mercado.
- Finalmente, para incentivar las inversiones en energías renovables y flexibilidad, además de fomentar los instrumentos a plazo (PPA y CpD), la Comisión proponía:
- establecer mecanismos de apoyo para nuevas inversiones en almacenamiento y gestión de la demanda;

- diseñar tarifas de acceso a las redes más eficientes;
- dar mayor transparencia e información sobre la capacidad disponible en las redes y sobre el proceso de conexión a las redes; o
- avanzar en el desarrollo e integración de los mercados de muy corto plazo.

El proceso de negociación de la reforma del diseño del mercado eléctrico finalizó con un acuerdo entre el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo en diciembre de 2023.

Este acuerdo definitivo introdujo algunas modificaciones a la propuesta de la Comisión Europea en marzo de 2023, sin alterar los elementos esenciales.

Las enmiendas del Parlamento Europeo y del Consejo Europeo no modificaron, en lo sustancial, la propuesta de la Comisión Europea, aunque introdujeron cambios para reforzar la protección de los consumidores, mejorar la estabilidad y predictibilidad del coste de la energía y fomentar las inversiones en renovables y flexibilidad.

Algunos de los elementos más destacables del acuerdo son los siguientes:

- Contratos por diferencias. La participación en esquemas de CpD (o similares) será voluntaria. Los esquemas públicos de apoyo directo a los precios (*direct price support schemes*) para inversiones en nuevas instalaciones de generación con bajas emisiones y que no utilicen combustibles fósiles (i.e., energía eólica, solar, geotérmica, hidráulica sin capacidad de embalse y nuclear), deberán tomar la forma de CpD.
- Mecanismos de capacidad. Los mecanismos de capacidad se consideran un elemento estructural del diseño del mercado eléctrico y son aplicables a todas las tecnologías que ofrezcan la respuesta técnica y operativa requerida y por periodos de hasta 10 años.
- PPA. Se mantienen los principios de neutralidad tecnológica, voluntariedad y fijación de precios a través de mecanismos de mercado. Los Estados miembros podrán limitar los esquemas de garantías (públicos) a PPA para nueva generación renovable e impulsar estos contratos mediante la reserva (para venta a través de PPA) de parte de la generación renovable asignada en subastas públicas.
- Protección a consumidores vulnerables frente a la desconexión. La definición de pobreza energética se incorporará en el marco normativo a través de una referencia a la Directiva de Eficiencia Energética 2023/1791.
- Situaciones de crisis de precios de la electricidad. El Consejo Europeo podrá declarar una situación de crisis si los precios (mayoristas y minoristas) alcanzan niveles muy elevados. En situaciones de crisis de precios los Estados miembros podrán fijar de manera temporal precios regulados minoristas por debajo de costes (con compensación para los comercializadores) y aplicables a consumidores vulnerables, hogares o pymes.
- Compartición de energía (energy sharing). Se establece el derecho de los hogares y las pymes a participar en esquemas de compartición de energía dentro de una zona de

mercado. Este derecho se podría extender también a consumidores más grandes (p. ej., industriales). Se establecen las condiciones, roles y responsabilidades de los distintos agentes involucrados (consumidores activos, "organizadores" etc.).

- Mercados diarios, intradiarios y a plazo . Se fomenta la integración de los mercados diario e intradiarios mediante una mayor coordinación entre operadores de sistema y de mercado, la reducción del tiempo entre el *gate closure* y el despacho a 30 minutos o el posible desarrollo de *peak shaving products* o *hubs* virtuales de alcance regional.
- Medidas de flexibilidad . Los Estados miembros deberán estimar cada dos años las necesidades de flexibilidad en el sistema eléctrico con horizontes de 5 y 10 años y fijarán objetivos de flexibilidad de origen no fósil teniendo en cuenta especialmente la respuesta de la demanda y el almacenamiento. También podrán poner en marcha sistemas de apoyo a las fuentes de flexibilidad de origen no fósil (p. ej., pagos por la disponibilidad de capacidad flexible no fósil, respuesta de la demanda o almacenamiento).
- Redes eléctricas . Se fomentarán las inversiones anticipadas (i.e., teniendo en cuenta la evolución futura de la demanda) para facilitar la electrificación de la economía y la transformación del *mix* eléctrico en uno con cero emisiones netas.
- Revisión del Reglamento . Antes del 30 de junio de 2026 la Comisión deberá realizar una revisión del Reglamento que desarrolla el nuevo diseño que incluya, si es necesario, una propuesta de cambios legislativos. La Directiva de Electricidad, por otro lado, deberá analizarse antes de diciembre de 2025.

El acuerdo final de reforma del diseño del mercado eléctrico en la UE contiene elementos positivos para los hogares y las empresas

Por un lado, completar el desarrollo del mercado vigente e introducir mecanismos para proteger a los consumidores e incentivar las inversiones en energías renovables y flexibilidad permite resolver algunos de los principales retos a los que se enfrenta el mercado eléctrico.

Al avanzar en un modelo reformista, en vez de intervencionista, se aporta mayor certidumbre y estabilidad, y se evitan medidas retroactivas e intervenciones de las autoridades nacionales que fragmenten el mercado interior de energía e incrementen el riesgo percibido por los inversores. De esta manera, se refuerzan las condiciones que promueven una mayor eficiencia, estabilidad y resiliencia del mercado eléctrico.

Además, aunque el diseño del mercado eléctrico debe inducir eficiencia en toda la cadena de valor de la energía eléctrica, debe también impulsar otros objetivos deseables, como la descarbonización de la economía o la seguridad del suministro eléctrico. El apoyo a la expansión de las redes eléctricas y de la flexibilidad (i.e., gestión de la demanda y almacenamiento) y la aplicación de mecanismos de capacidad son algunas de las medidas que facilitarán alcanzar estos objetivos adicionales.

Por otro lado, el impulso de nuevas formas de contratación a plazo (PPA y CpD) es un elemento esencial de la propuesta de la Comisión Europea y puede generar beneficios significativos para los consumidores si se implementan correctamente, generando estabilidad en los precios y favoreciendo las inversiones en energías renovables. Las medidas de protección de los consumidores más

vulnerables, especialmente en momentos de crisis de precios, son también elementos clave para garantizar un funcionamiento adecuado del mercado.

En los próximos años, el principal reto para las autoridades legislativas y regulatorias de la UE y los Estados miembros será implementar de forma eficiente los cambios acordados.

Para fomentar la contratación de energía a plazo será necesario eliminar distorsiones del marco actual para fomentar la contratación a plazo (en España, por ejemplo, sistemas de apoyo a la energía renovable o Precio de Venta al Pequeño Consumidor), evitar subvenciones cruzadas por una asignación ineficiente de los ingresos de los CpD a determinados consumidores y eliminar las barreras al desarrollo de los PPA. Además, el diseño de los esquemas públicos de apoyo a los PPA y CpD deberá evitar impactos no deseados sobre el funcionamiento del mercado a plazo y su liquidez.

Por otro lado, para favorecer la descarbonización de la economía y el avance de la electrificación, las medidas de apoyo directo a los precios deberían centrarse especialmente en los consumidores más vulnerables, fomentándose adicionalmente incentivos a un comportamiento más eficiente y a invertir en eficiencia energética y nuevas tecnologías.

Lista de tablas

Tabla 3.1 Tipos de contratos propuestos para cada tecnología.....	26
Tabla 3.2 Barreras que dificultan las inversiones en baterías en la UE (respecto del Reino Unido).....	31
Tabla 3.3 Alcance y objetivo de las propuestas de Reglamentos sobre REMIT y sobre la mejora del diseño del mercado mayorista de electricidad.....	42
Tabla 3.4 Principales cambios respecto del diseño vigente en la propuesta de la Comisión Europea de marzo de 2023.....	43
Tabla 3.5 Principales elementos del acuerdo final de reforma del diseño del mercado eléctrico en la Unión Europea.....	72

Lista de figuras

Figura 2.1 Opciones de corto plazo para mitigar el impacto de la subida de los precios de la electricidad recopiladas por la Comisión Europea.....	7
Figura 2.2 Recomendaciones de ACER para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico (abril de 2022).....	11
Figura 2.3 Evolución del precio de los contratos TTF con entrega en T1-2024 (€/MWh).....	15
Figura 2.4 Evolución del precio de los contratos carga base de electricidad con entrega en Alemania y Francia en T1-2024 y Año 2024 (€/MWh).....	17
Figura 2.5 Evolución del precio de los contratos carga base de electricidad con entrega en España en T1-2024 y Año 2024 (€/MWh).....	18
Figura 3.1 Principales elementos de la propuesta de reforma del diseño del mercado eléctrico del Gobierno de España (enero de 2023).....	23
Figura 3.2 Evolución de los precios del almacenamiento en baterías eléctricas (€/kWh).....	30
Figura 3.3 Ilustración de los flujos de liquidación de un CpD.....	46
Figura 3.4 Ilustración del impacto de distintos tipos de contratación a plazo sobre el coste total para los consumidores.....	47
Figura 3.5 Evolución del número de PPA privados firmados en Europa en los últimos años.....	50
Figura 3.6 Ilustración de la unión de dos zonas de mercado en un hub virtual.....	52
Figura 3.7 Ilustración de algunos modelos de uso compartido de energía.....	55

Lista de recuadros

Recuadro 2.1 ¿Cómo se calculan los precios de la electricidad en las facturas de los consumidores finales?.....	13
---	----

1. Introducción

La crisis de precios de la energía que vivió Europa durante los años 2021, 2022 y los primeros meses de 2023 ha actuado como catalizador de un profundo debate sobre el diseño del mercado eléctrico en la Unión Europea (UE).

Este debate se ha polarizado en torno a dos grandes posiciones o visiones.

Por un lado, una visión de corte más intervencionista que defiende una reforma profunda del mercado y cambios de calado en la arquitectura del mercado eléctrico. Esta posición intervencionista está apoyada en la visión de que el diseño actual del mercado no está ofreciendo los resultados deseados, ni en lo que se refiere a la generación de señales adecuadas de precios para operadores, inversores y consumidores, ni en la protección de los consumidores finales en situaciones de estrés del sistema eléctrico (como la vivida en 2021-2022). Además, considera que el diseño actual del mercado no está preparado para incentivar y garantizar una transición ordenada hacia un sistema eléctrico con cero emisiones netas. Los defensores de esta visión proponen la implementación de un marco normativo que establezca un control más estrecho (mediante diferentes esquemas de regulación) sobre los precios del mercado, sobre los ingresos de los generadores y sobre la evolución de la capacidad de generación de distintas tecnologías y distintos recursos energéticos. La propuesta del Gobierno de España de enero de 2023 es un ejemplo de esta visión.

Por otro lado, una visión reformista del diseño del mercado actual, que parte de la idea de que el diseño del mercado actual ha funcionado correctamente y que el proceso de integración de los mercados nacionales de electricidad en la UE ha generado beneficios netos para la sociedad y que centra las propuestas de cambio en avanzar en aquellas áreas del diseño de un mercado liberalizado competitivo que no se han desarrollado hasta ahora por diversos motivos, incluyendo desacuerdos políticos entre los Estados miembros de la UE e intervenciones diversas y de distinta naturaleza de los mercados nacionales, en función de la realidad de cada mercado y de los objetivos de los legisladores y reguladores. Entre estas áreas de potencial mejora del diseño actual se incluyen el incremento de la liquidez y la profundidad del mercado de contratación a plazo, el despliegue de nuevas herramientas de protección de los consumidores finales frente a niveles elevados y volatilidades excesivas de los precios de la electricidad y la mejora de los incentivos a la inversión en nueva capacidad de generación renovable y nuevos activos y tecnologías flexibles no emisoras. La propuesta de la Comisión Europea de marzo de 2023 es un ejemplo de esta visión.

En este informe se describen y analizan las bases de este debate y se analizan los principales elementos de las propuestas de reforma del mercado eléctrico presentadas por el Gobierno de España y por la Comisión Europea. Además, se describen los cambios respecto de la visión de la Comisión Europea propuestos por el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo durante el proceso de trilogía y los elementos del acuerdo final, alcanzado en diciembre de 2023.

El principal objetivo de este trabajo es analizar las dos visiones, contrapuestas, de reforma del diseño del mercado de electricidad europeo para extraer conclusiones sobre las implicaciones de avanzar en la línea marcada inicialmente por la Comisión Europea y definida en el acuerdo final entre el Parlamento y el Consejo Europeo.

El análisis de estas dos visiones se inicia con una descripción de los principales elementos de cada propuesta y una revisión y evaluación posterior de los mismos teniendo en cuenta la literatura académica sobre el diseño y el funcionamiento de los mercados de energía. Para ello, se utilizan como fuentes de información documentos legislativos y normativos, informes de instituciones diversas (públicas y privadas) y artículos académicos o publicados en revistas sectoriales.

El informe está estructurado como sigue. En la Sección 2 se presenta y describe el debate sobre la reforma del diseño del mercado eléctrico en la UE en el periodo 2021-2022 y las distintas acciones y planes adoptados por la Comisión Europea para hacer frente a la crisis de precios de la energía.

En la Sección 3 se presentan, describen y analizan la propuesta del Gobierno de España (enero 2023) y la propuesta de la Comisión Europea (marzo 2023) y se describen, además, los cambios incluidos en las posiciones del Parlamento Europeo y del Consejo Europeo durante el proceso de trílogo sobre la reforma del diseño del mercado eléctrico y los elementos clave del acuerdo final de diciembre de 2023.

Finalmente, la Sección 4 presenta las principales conclusiones del análisis de la reforma del diseño del mercado eléctrico, basada en los elementos básicos de la propuesta de la Comisión Europea y las modificaciones incluidas el acuerdo alcanzado por el Parlamento y el Consejo Europeo.

2. El debate sobre la reforma del diseño del mercado eléctrico a lo largo de 2021 y 2022

2.1. Introducción

A lo largo de los años 2021 y 2022, a medida que fue agravándose la crisis energética, especialmente desde el último trimestre de 2021, se produjo un intenso debate en toda Europa sobre cómo hacer frente a los elevados precios de la energía y, en particular, sobre qué tipo de modificaciones del diseño del mercado eléctrico o intervenciones en el mismo tenían sentido.

Para entender el debate mantenido a lo largo de 2023, centrado en la publicación de la propuesta de reforma del diseño del mercado eléctrico de la Comisión Europea en marzo de 2023, resulta útil revisar la cronología de las medidas que se fueron adoptando en los dos años anteriores y que tenían que ver con el diseño del mercado eléctrico.

2.2. Antecedentes: el incremento de precios en 2021 y la Comunicación “Toolbox”

El incremento de los precios de la energía en Europa a lo largo de 2021 estuvo ligado, fundamentalmente a (1) la escasez de oferta de gas natural en el mercado global (fruto de la rápida aceleración de las economías asiáticas desde finales de 2020, tras el parón de la economía global ligado al coronavirus, y a la caída en las inversiones *upstream* en el sector de petróleo y gas natural en los últimos años), (2) la elevada correlación entre los precios *spot* de la electricidad y del gas natural; (3) la extrema dependencia en Europa continental de las importaciones de gas natural de terceros países y, particularmente, de Rusia¹, y (4) el comportamiento estratégico de Gazprom en el mercado de gas natural en Europa (que se entendía ligado, inicialmente, al debate sobre la aprobación regulatoria del gasoducto Nord Stream 2 por parte de la Unión Europea, y, posteriormente, a una estrategia de corte más geopolítico en las semanas anteriores a la invasión de Ucrania por parte de Rusia).

A finales del verano de 2021 los precios de la electricidad y el gas natural se situaban en niveles alarmantes en toda Europa, lo que llevó a la Comisión a recomendar un conjunto de medidas, compatibles con la legislación y normativa vigente, que podían adoptar los Estados miembros de la UE para proteger a los hogares y las empresas de los efectos negativos derivados de los altos precios energéticos.

En la Comunicación titulada *“Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support”*, la Comisión Europea indicaba que:

“...While there is of yet no clear evidence that alternative market framework would provide cheaper prices and better incentives, the Commission will task the Agency for the Cooperation of

¹ Paradójicamente, en el momento de escribir este informe, España es el principal importador de gas ruso de Europa, en forma de GNL. En el periodo entre el 1 de septiembre de 2022 y el 31 de agosto de 2023, por ejemplo, España importó 74,3 TWh de gas natural desde Rusia (+64,1% respecto de los 12 meses anteriores) (Cores, 2023).

Energy Regulators (ACER) to assess benefits and drawbacks of the current wholesale electricity market design, among other its capacity to address situations of extreme price volatility in the gas markets and available measures to reduce such situations, while ensuring a cost effective transition towards a net zero energy system, and to propose recommendations which the Commission will assess for follow-up as appropriate. Meanwhile, the Commission will liaise with ACER to have a preliminary assessment of the situation in the electricity market on which it will report by mid-November..." (European Commission, 2021, p.14).

ACER debía, además, comparar el diseño de mercado vigente con otros modelos alternativos y realizar recomendaciones a la Comisión Europea donde fuera relevante.

En esta Comunicación, la Comisión Europea muestra su escepticismo sobre la efectividad de diseños de mercado alternativos e indica vías potenciales a través de las cuales podría mejorarse el diseño actual: (a) incrementando la capacidad del sistema de hacer frente a situaciones de extrema volatilidad de precios; y (b) asegurar una transición coste-eficiente hacia un sistema eléctrico con cero emisiones netas.

2.3. La invasión de Ucrania y la crisis energética de 2022

2.3.1. Comunicación y Plan de Acción "REPowerEU"

A finales de febrero de 2022 se produjo la invasión de Ucrania por parte de Rusia y se inició una contienda bélica en territorio ucraniano. Los precios de la energía en Europa alcanzaron niveles nunca antes vistos.

Esto llevó a la Comisión Europea a preparar un paquete de medidas de emergencia (REPowerEU) para hacer frente a las consecuencias de la crisis energética que anunció a finales de marzo de 2022.

En REPowerEU, anunciado el 8 de marzo de 2022, la Comisión Europea indicó que los elevados precios de la energía en la UE estaban dañando seriamente la economía y que, de mantenerse la situación, se incrementaría el riesgo de pobreza energética (debido al incremento de los precios de la energía, del transporte y de los alimentos) y se pondría en riesgo la competitividad de las empresas europeas, especialmente en las industrias intensivas en energía.

Además, manifestó que, aunque el "Toolbox" de octubre de 2021 había contribuido a mitigar parte del impacto de los elevados precios de la energía, deberían mantenerse medidas de emergencia para, entre otras cosas, limitar el efecto contagio de los precios del gas natural sobre los precios de la electricidad.

En este contexto, la Comunicación REPowerEU señalaba que:

"...The European Commission will also assess options to optimise the electricity market design to reap the benefits from low cost energy. It will take into account the final report of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) and other contributions on the functioning of the electricity market on benefits and drawbacks of alternative electricity pricing mechanisms. It will follow up as appropriate to keep electricity affordable without disrupting supply and further investment in the green transition..." (European Commission, 2022a, p. 2).

Las medidas extraordinarias que proponía REPowerEU se agruparon en cuatro bloques:

- regulación de precios minoristas (de acuerdo con los artículos 5.3, 5.6 y 5.7 de la Directiva de electricidad);
- medidas fiscales sobre los beneficios inframarginales²;
- ayudas de estado (artículo 107.3.b del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea); y
- mejora del diseño del mercado eléctrico.

Pese a su gran impacto potencial y su carácter inédito, las medidas propuestas no implicaban un rechazo del modelo de mercado eléctrico vigente.

La regulación de precios minoristas debía ser una medida temporal y con hoja de ruta para su eliminación gradual, centrada en clientes domésticos y microempresas e ir acompañada de otras medidas de empoderamiento de los consumidores (fomento del autoconsumo, eficiencia energética, flexibilidad de la demanda...). Además, los precios de referencia debían reflejar costes reales (p. ej., utilizando las referencias de mercados de futuros), evitar distorsiones en el mercado mayorista y subsidios cruzados entre clientes libres y regulados y garantizar la no discriminación entre comercializadores.

Las medidas fiscales sobre los beneficios inframarginales se debían limitar y vincular a la situación de crisis específica que se estaba viviendo³, sin alterar el mecanismo de formación de precios "marginalista" y sin interferir con los precios a largo plazo o de los derechos de emisión de CO₂. Además, la Comisión Europea identificaba otras restricciones que debían respetar las medidas temporales de intervención de los beneficios inframarginales en el mercado mayorista:

- no debían incluir el incremento estructural de los precios del gas natural ligado a la situación de oferta y demanda previa a la invasión de Ucrania;
- debían estar basadas en fórmulas de cálculo y disponer de mecanismos de activación/desactivación transparentes y no arbitrarios;
- debían establecerse únicamente en los periodos en los que el gas natural fuese marginal y aplicarse por igual a todas las tecnologías de generación inframarginales y a todos los productores;
- no debían tener carácter retroactivo ni capturar la totalidad de los beneficios obtenidos;
- no debían ser aplicables a la energía contratada a plazo;
- los ingresos derivados de esta intervención debían trasladarse a los hogares o a todos los consumidores (p. ej., mediante un descuento similar en la factura).

² Las tecnologías de generación inframarginales son aquellas cuyas ofertas de venta no fijan, habitualmente, el precio de equilibrio. Por ello, el precio de equilibrio será superior al precio de venta ofertado (que tiende a reflejar el coste variable o coste incremental de producción).

³ Se sugería una intervención temporal (hasta el 30 de junio de 2022).

Respecto de marco que regulaba las ayudas de estado, se definía un Marco Temporal de Crisis, desde el 23 de marzo de 2022 hasta el 31/12/22, con tres tipos de ayudas:

- ayudas de cuantía limitada (no necesariamente ligadas al coste de la energía): hasta 35 k€/empresa (agricultura, pesca y acuicultura) y hasta 400 k€/empresa (para el resto de sectores);
- medidas de apoyo a la liquidez (garantías estatales y préstamos bonificados);
- ayudas para compensar los precios elevados de la energía a grandes consumidores de energía, de hasta un 30% del incremento de los costes subvencionables derivados de las subidas excepcionales de los precios del gas y la electricidad (en comparación con el periodo de referencia entre el 01/11/21 y el 31/01/22) y con un límite de 2 M€).

Además, podían fijarse ayudas adicionales para empresas en pérdidas (hasta 25 M€ para grandes consumidores de energía y hasta 50 M€ para sectores concretos, p. ej., producción de aluminio y otros metales, fibras de vidrio, pasta, fertilizantes o hidrógeno y productos químicos básicos).

Finalmente, en relación con la mejora del diseño del mercado eléctrico, la Comunicación REPowerEU se remitió a señalar que la Comisión Europea estaba a la espera de la publicación del análisis y evaluación de ACER del funcionamiento del mercado de electricidad.

El 18 de mayo se presentó el “Plan REPowerEU” (European Commission, 2022b), un amplio conjunto de comunicaciones, estrategias, propuestas, cambios normativos, etc., orientados a facilitar el cumplimiento de los objetivos fijados en la Comunicación del 8 de marzo de 2022. Entre otras, se incluyeron medidas para incrementar el ahorro de energía, la diversificación del suministro de energía y acelerar el despliegue de energías renovables para sustituir a los combustibles fósiles (especialmente, de origen ruso) en el sector residencial, en la industria, el transporte y la producción de energía eléctrica. Además, se establecían nuevos instrumentos de financiación y se impulsaba el refuerzo de las interconexiones energéticas (a través del mecanismo Conectar Europa).

2.3.2. Consejo Europeo del 24 y 25 de marzo de 2022 y la “excepción ibérica”

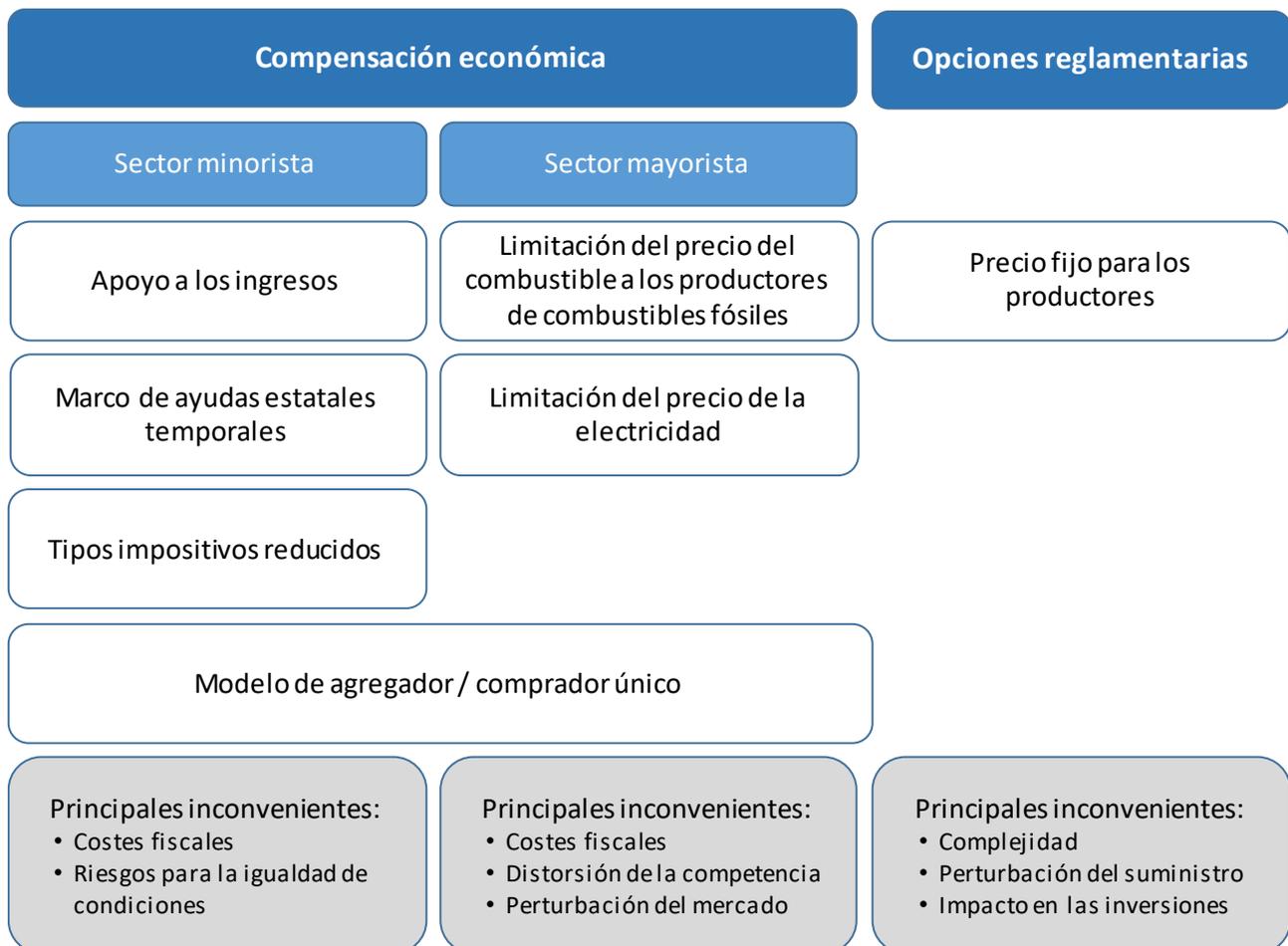
Los días 24 y 25 de marzo de 2022 se llevó a cabo un Consejo Europeo extraordinario en el que los Estados miembros debatieron sobre distintas medidas de intervención en los mercados de energía para mitigar los efectos de los elevados precios de la electricidad y el gas natural sobre los hogares y las empresas.

Un día antes, el 23 de marzo, la Comisión Europea hizo pública una Comunicación y una nota de prensa en las que resumía las distintas opciones de medidas excepcionales (implementadas en diversos países con anterioridad) que podían adoptarse en el corto plazo “para hacer frente al contagio de los precios del gas en el mercado de electricidad” (European Commission, 2022c)⁴. Las opciones se agrupaban en dos categorías (compensación económica y opciones reglamentarias) y

⁴ Los dirigentes de la UE (Jefes de Estado o de Gobierno), en una reunión informal extraordinaria en Versalles los días 10 y 11 de marzo de 2022, solicitaron a la Comisión Europea que presentase, antes del final del mes de marzo, un plan para garantizar unos precios de la energía asequibles durante el invierno 2022/23.

abarcaban medidas desde la intervención de los precios hasta ayudas directas, tipos impositivos reducidos o, incluso, un modelo de agregador/comprador único (Figura 2.1).

Figura 2.1 Opciones de corto plazo para mitigar el impacto de la subida de los precios de la electricidad recopiladas por la Comisión Europea



Fuente: elaboración propia a partir de Comisión Europea (2022c).

Las conclusiones del Consejo Europeo de finales de marzo de 2022 estaban alineadas con la filosofía de las medidas propuestas en anteriores paquetes (p. ej., "Toolbox" y "REPowerEU") y, además, fijaron condiciones para que los Estados miembros pudieran solicitar la aprobación de mecanismos específicos de intervención de los mercados de energía de carácter temporal. Esto dio lugar a la aprobación de la llamada "excepción ibérica".

El Consejo Europeo, en concreto abogaba por:

- continuar haciendo el mejor uso posible del conjunto de instrumentos a disposición de los Estados miembros de la UE (p. ej., medidas temporales en REPowerEU: ayudas de estado, medidas fiscales, intervenciones regulatorias sobre beneficios imprevistos);

- evaluar qué medidas de corto plazo podrían contribuir, y de qué manera, a reducir el precio del gas y a hacer frente al efecto contagio en los mercados de electricidad, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales;
- solicitar a la Comisión Europea que presente propuestas que aborden eficazmente el problema de los “precios excesivos” de la electricidad, preservando el mercado único, los incentivos a la transición energética y la seguridad de suministro y evitando costes presupuestarios desproporcionados;
- evaluar de manera urgente la compatibilidad de medidas temporales de emergencia en el mercado de la electricidad notificadas por los Estados miembros que reduzcan los precios spot y no afecten a las condiciones de los intercambios comerciales contra el interés común. Para valorar las propuestas se tendrían en cuenta: (1) la naturaleza temporal de las medidas; y (2) el nivel de interconexión eléctrica con el mercado único de la electricidad.

Es esta última condición (nivel de interconexión eléctrica) la que abrió la puerta a la aprobación de la “excepción ibérica”. La excepción ibérica, también conocida como “tope al gas”, fue propuesta por los Gobiernos de España y Portugal a la Comisión Europea y consistía en establecer un techo⁵ al precio del gas natural internalizable por los generadores marginales que utilizan combustibles fósiles en sus ofertas al mercado spot.

El Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, aprobó un mecanismo temporal (inicialmente con 12 meses de duración⁶) que establecía un precio de referencia del gas natural para las ofertas de los generadores marginales de 40 €/MWh durante seis meses. A partir del séptimo mes el “tope al gas” se incrementaría a razón de 5 €/MWh por mes hasta alcanzar 70 €/MWh.

El coste de esta medida (la diferencia entre el precio de mercado del gas natural y el techo o precio máximo internalizable en las ofertas) sería sufragado por la demanda casada en el mercado diario, a través de un cargo proporcional a la energía casada y sin incluir la demanda cubierta por contratos a plazo.

La llamada “excepción ibérica” ha sido una medida con luces y sombras. Si bien contribuyó a contener el precio spot de la electricidad en el mercado mayorista y, en parte, la inflación, el impacto sobre las facturas de los consumidores fue menor que el esperado y generó distorsiones en la operación del parque de generación (e.g., centrales de gas y cogeneradores) y un mayor consumo de gas, con las consiguientes emisiones de CO₂ (Fernández Gómez, 2022a).

2.3.3. La visión de ACER

Tras el mandato recibido a raíz de la Comunicación “*Toolbox*” de la Comisión Europea, en octubre de 2021, ACER se puso manos a la obra a evaluar las ventajas e inconvenientes del diseño del mercado eléctrico en la Unión Europea.

⁵ Puede interpretarse, igualmente, como un subsidio al precio del gas natural financiado por los consumidores, que asumían la diferencia entre el “techo” y el precio real del gas natural en el mercado.

⁶ En mayo de 2023 se prorrogó la aplicación del mecanismo hasta finales de 2023.

En una presentación al Eurogrupo en octubre de 2021 ("*High Energy Prices*"), ACER indicaba que la evolución de los precios de la electricidad en Europa era consistente con un funcionamiento correcto del mercado eléctrico en un contexto de escasez relativa de oferta en el mercado global de gas natural.

ACER indicaba además que no existía evidencia de manipulación de los mercados (de acuerdo con el análisis utilizando los datos recabados en el marco del Reglamento REMIT⁷) y que el incremento de los precios del gas natural en Europa se debía en gran medida al comportamiento estratégico de Gazprom en los mercados. Pese a todo, en octubre de 2021, la visión de ACER sobre la evolución de los precios de la energía era optimista y mantenía una expectativa de corrección a la baja de los mismos en la primavera de 2022.

Además, ACER señalaba dos factores que tendrán una influencia clave en el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad en el futuro y que indican las vías a través de las cuales puede mejorar el diseño del mercado: (1) las tecnologías de generación con bajas emisiones se caracterizan por tener *capex* elevados y *opex* bajos, lo que implica que deberán recuperar sus costes de inversión a través de precios spot que, en muchos momentos del año, superen sus costes marginales de operación; (2) el incremento de la energía renovable de carácter intermitente (solar fotovoltaica, eólica) implica la necesidad de incrementar los recursos flexibles en el sistema (e.g., baterías eléctricas, almacenamiento a gran escala, capacidad de respuesta de la demanda y otras fuentes de flexibilidad, como las centrales hidráulicas gestionables, incluyendo las centrales de bombeo).

En resumen, todos estos factores implicarían, en opinión de ACER, que:

"...cualquier diseño futuro del mercado debe ser capaz de (a) remunerar las tecnologías por encima de sus costes marginales, a veces de forma bastante significativa, y (b) incentivar la mitigación o atenuación de la volatilidad del mercado. El modelo "pay-as-clear" permite estos dos elementos..." (ACER, 2021, p. 12).

De acuerdo con ACER, las cuestiones fundamentales pertinentes relativas al futuro diseño del mercado de la electricidad giran más en torno a la necesidad de garantizar ingresos suficientes para todas las tecnologías, incluyendo las inframarginales (p. ej., energías renovables) y las que aportan flexibilidad al sistema, que al debate sobre si los generadores obtienen ingresos excesivos en un mercado "*pay-as-clear*" (o "*marginalista*", en la jerga habitual del sector).

En enero de 2022, en una presentación en una reunión informal del Consejo de Ministros de energía, ACER volvió a incidir en los argumentos anteriores y señala que el verdadero dilema estribaba en alcanzar un equilibrio entre:

"...protegerse de la excesiva volatilidad de los precios, que afecta a la asequibilidad de la energía, o mantener señales de precios que incentiven comportamientos deseables (e.g., mayor eficiencia) y nuevas inversiones..." (ACER, 2022a, p. 9).

En abril de 2022, ACER publicó, finalmente, su informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad (ACER, 2022b).

⁷ Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

En resumen, su evaluación indica que el diseño actual del mercado garantiza un suministro de energía seguro y eficiente y que no existe ninguna alternativa que pueda considerarse superior bajo “circunstancias normales” del mercado. Por ello, la agencia de reguladores cree que debe mantenerse la estructura actual del diseño del mercado mayorista, aunque existen vías para mejorarlo, especialmente para alcanzar los ambiciosos objetivos de descarbonización de la UE en los próximos 10-15 años al mínimo coste y manteniendo la seguridad de suministro.

En el contexto de las circunstancias extraordinarias vividas desde finales de 2021, ACER concluye que no solo el diseño de mercado actual no es el culpable de la crisis de precios energéticos, sino que las reglas de mercado vigentes han contribuido a mitigar su impacto e incluso, evitar cortes en el suministro o apagones en determinados momentos.

Pese a todo, ACER reconocía que el diseño del mercado eléctrico no estaba preparado para una emergencia como la que estaba viviendo la UE desde el inicio de 2022. Así, aunque no era el objeto del informe, ACER presenta opiniones sobre determinadas medidas intervencionistas y los riesgos asociados a las mismas y ofrece recomendaciones sobre posibles medidas estructurales que protejan a los consumidores ante potenciales nuevos periodos futuros de precios elevados y sostenidos en el tiempo.

Las propuestas de ACER (Figura 2.2), en esencia, están orientadas a: (1) avanzar en la integración de los mercados eléctricos en la UE; (2) mejorar el funcionamiento de los mercados a plazo (mayor liquidez, eliminar barreras de acceso, integrar los distintos mercados, incorporar nuevos mecanismos de contratación...); (3) mejorar la eficiencia de los mecanismos de apoyo a las inversiones en energías renovables; (4) proteger la señal de precios de corto plazo basada en el modelo “*pay-as-clear*” vigente; (5) eliminar barreras a la integración de recursos energéticos flexibles e infraestructuras necesarias; (6) proteger a los consumidores vulnerables de la volatilidad de precios; e (7) incorporar mecanismos temporales de mitigación de subidas rápidas y significativas en los precios de la electricidad.

Figura 2.2 Recomendaciones de ACER para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico (abril de 2022)

13 measures for the consideration of policymakers, future-proofing the EU wholesale electricity market design

ACER 
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

<p> 1. Speed up electricity market integration, implementing what is already agreed</p>	<p> 2. Improve access to renewable Power Purchase Agreements (PPAs)</p>	<p> 3. Improve the efficiency of renewable investment support schemes</p>
<p> 4. Stimulate 'market making' to increase liquidity in long-term markets</p>	<p> 5. Better integrate forward markets</p>	<p> 6. Review (and potentially reduce, if warranted) collateral requirements</p>
<p> 7. Preserve the wholesale price signal and remove barriers to demand resources providing flexibility</p>	<p> 8. Shield those consumers that need protection the most from price volatility</p>	<p> 9. Tackle avoidable supplier bankruptcies, getting the balance right</p>
<p> 10. Tackle non-market barriers, ensuring generation and infrastructure is built at pace</p>	<p> 11. Consider prudently the need for market interventions in situations of extreme duress; if pursued, consider tackling 'the root causes'</p>	<p> 12. Consider public intervention to establish hedging instruments against future price shocks</p>
<p> 13. Consider a 'temporary relief valve' for the future when wholesale prices rise unusually rapidly to high levels</p>	<div style="background-color: #0072bc; color: white; padding: 5px; text-align: center;"> <p>Want to learn more?</p> <p>Check out the full report on ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.</p> </div> 	

www.acer.europa.eu
 [linkedin.com/company/eu-acer/](https://www.linkedin.com/company/eu-acer/)
 twitter.com/eu_acer

Fuente: ACER (2022b).

ACER, por tanto, plantea una reforma continuista del modelo de mercado que no rompa el diseño vigente basado en un mercado spot "marginalista" (o "pay-as-clear") y que responda a los principales retos del sistema eléctrico: protección a los consumidores vulnerables, mantenimiento de la competitividad de la economía de la UE en general y de la industria, en particular, y creación de incentivos a las inversiones en recursos renovables y flexibles.

2.3.4. El "paquete de emergencia" de septiembre de 2022

Tras la estabilización (en niveles elevados) de los precios de la electricidad y el gas natural en abril, mayo y junio de 2022, en parte gracias al efecto de las medidas adoptadas por la Unión Europea (obligación de llenar los almacenamientos de gas al menos al 80% el 1 de noviembre, medidas en REPowerEU...), los precios de la energía iniciaron una nueva escalada a lo largo del verano en toda Europa hasta registrar niveles nunca antes alcanzados.

Los principales factores inductores de esta fuerte subida fueron la incertidumbre sobre el equilibrio oferta-demanda de gas en Europa para el invierno⁸, la incertidumbre sobre el precio del GNL, la situación geopolítica y factores de oferta (indisponibilidad de centrales nucleares en Francia) y demanda (olas de calor) en el mercado eléctrico.

⁸ Pese a medidas como el plan de reducción de la demanda de gas natural en la UE ("Save Gas for a Safe Winter"), aprobado en julio de 2022.

De acuerdo con datos de la plataforma de mercado ICE⁹, por ejemplo, a finales de agosto de 2022 los precios de los contratos de gas natural Winter 2022/23 y Año 2023 con entrega en el *hub* holandés TTF¹⁰ llegaron a alcanzar 340 €/MWh y 310€/MWh, respectivamente. Por otro lado, los precios spot de la electricidad llegaron a superar los 1.100 €/MWh en Francia y los 800 €/MWh en Alemania (Göss, 2022), con precios para el contrato con entrega en el año 2023 en torno a 1.100 y 1.000 €/MWh, respectivamente (France24, 2022). Aunque el impacto de la escalada de los precios de la energía (en particular, de los precios *spot*) terminó por afectar a todos los consumidores, en el corto plazo muchos de ellos no vieron incrementadas sus facturas, al tener firmados contratos de suministro a precio fijo (Recuadro 2.1).

En este contexto, se elevó la presión política y social sobre los Gobiernos de los Estados miembros y la Comisión Europea para actuar y tomar medidas para mitigar los efectos de los elevados precios de la energía. En el discurso sobre el estado de la UE de 13 de septiembre de 2022, la presidenta de la UE, Ursula von der Leyen, anunció una nueva batería de medidas para combatir la crisis energética y la elaboración, por parte de la Comisión Europea, de una propuesta de reforma del mercado eléctrico que presentaría en la primera parte de 2023 y se debatiría a lo largo de ese año.

El 14 de septiembre se anunció una “Intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía” que consistía en un conjunto de medidas de carácter extraordinario (y limitadas en el tiempo), incluyendo una propuesta de Reglamento del Consejo sobre una herramienta de emergencia eléctrica (aplicable entre el 1 de diciembre de 2022 y el 31 de marzo de 2023) y una contribución solidaria del sector de los combustibles fósiles.

Las medidas de carácter extraordinario y temporal se agrupaban en cuatro grandes bloques:

- reducción del consumo de electricidad, con un objetivo para los Estados miembros de reducir la demanda total de electricidad en al menos un 10% y la obligación de reducir la demanda durante las horas punta en al menos un 5%. Cada Estado podía elegir las medidas que implementaría para alcanzar estos objetivos;
- limitación de los ingresos de la generación inframarginal (nuclear, lignito, energía renovable, etc.) a un máximo de 180 €/MWh, recaudando los Gobiernos de los Estados miembros los ingresos que superen este nivel y utilizándolos para mitigar el efecto de los precios elevados (p. ej., a través de compensaciones por reducción del consumo, transferencias directas, compensaciones a comercializadores que suministren electricidad por debajo de su coste, descuentos por volumen o incentivos a realizar inversiones en energías renovables o eficiencia energética);
- contribución solidaria del sector de combustibles fósiles, por un monto igual a los beneficios en 2022 por encima de un 120% de la media de beneficios en los tres años anteriores (2019, 2020 y 2021), destinándose esta cantidad a reducir las facturas energéticas; y
- posibilidad de establecer tarifas reguladas por debajo de costes

⁹ Intercontinental Exchange (www.ice.com).

¹⁰ TTF (*Title Transfer Facility*) es el punto virtual que se utiliza como punto de entrega en los contratos de gas natural intercambiados en el mercado mayorista en los Países Bajos.

Estas medidas fueron aprobadas e incluidas en el Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo de 6 de octubre de 2022 relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía.

Recuadro 2.1 ¿Cómo se calculan los precios de la electricidad en las facturas de los consumidores finales?

La volatilidad de los precios *spot* de la electricidad y del gas natural (y, en particular, los incrementos de precios *spot* en el corto plazo) no se traslada automáticamente a las facturas de todos los consumidores finales de energía eléctrica.

Esto es así porque el precio que pagan los consumidores por la electricidad depende del tipo de contrato de suministro que tengan firmado. De forma simplificada, los contratos de suministro de energía eléctrica, generalmente con una duración de un año, pueden ser contratos de precio fijo o de precio variable (indexado al mercado *spot*) (Fernández Gómez, 2021).

Los consumidores que tienen un contrato de precio fijo pagarán dicho precio por la energía que consuman, independientemente de cómo se comporten los precios en el mercado *spot* o de contado. Por ello, no se ven afectados por los movimientos de precios en el corto plazo. Al finalizar el contrato y renegociarse sus condiciones, el nuevo precio fijo reflejará las condiciones esperadas en el mercado durante el nuevo periodo de entrega.

Los consumidores que tengan un precio variable en su contrato (generalmente indexado al precio *spot*) sí verán modificadas sus facturas como consecuencia de las variaciones de los precios *spot* en el corto plazo. El impacto de dichas variaciones sobre la factura dependerá del grado de indexación de los precios (puede ser parcial o total) y cómo se calculen los precios en los periodos de liquidación del contrato (p. ej., a menudo, las facturas se emiten por periodos bimensuales de consumo y, para cada uno de esos dos meses, se pueden aplicar precios horarios a las cantidades horarias o bien los precios *spot* medios de cada mes al consumo total del mes; en este segundo caso, el impacto en la factura de las variaciones horarias o diarias de los precios es menor).

En España, un factor que afectó a muchos consumidores durante la crisis de 2021-2023 fue la indexación del precio regulado PVPC (Precio de Venta al Pequeño Consumidor) al precio *spot* de la electricidad en el mercado español (Fernández Gómez, 2022b).

Esto implicaba que las variaciones del precio de contado se trasladaban automáticamente a las facturas de los clientes que consumían energía en el mercado regulado. Esto afectó a un elevado número de consumidores (casi 11 millones, incluyendo los consumidores en el mercado libre con contratos indexados al precio *spot*).

De acuerdo con el regulador energético CNMC, "...[E]n octubre de 2021, alrededor del 60% de los consumidores eléctricos – unos 18 millones de consumidores frente a un total de 29 millones- (60% del consumo total) disponían de un contrato de suministro a precio fijo, lo que les permitió mantener los precios acordados hasta la fecha de revisión de sus contratos. Por el contrario, un 40% de los consumidores con contratos indexados al precio del mercado al contado (un 40% del total) o en tarifa regulada, PVPC, habrían experimentado un incremento del precio del 45% en 2021 (+229 euros con respecto a 2020 para un consumidor medio)..." (CNMC, 2022).

En resumen, el precio de la electricidad en el mercado *spot* (que refleja el equilibrio entre oferta y demanda de electricidad en el muy corto plazo) no es necesariamente representativo del precio que muchos consumidores perciben en sus facturas en el corto plazo, determinado por el tipo de contrato de suministro que estos tienen firmado y que, en el caso del mercado español, implica precios estables durante periodos de un año para una mayoría de consumidores.

2.3.5. Los Reglamentos (UE) 2022/2576, 2022/2577 y 2022/2578 de diciembre de 2022

A finales de diciembre de 2022 entraron en vigor tres Reglamentos con medidas de emergencia para mitigar los precios excesivamente altos de la energía, acelerar el despliegue de energías renovables y mejorar los mecanismos de solidaridad entre los Estados miembros de la UE para hacer frente a la crisis energética.

Aunque estos Reglamentos no modificaban directamente el diseño del mercado eléctrico, tienen un impacto indirecto sobre el equilibrio en el mismo a través de la limitación de los precios del gas natural y (a medio plazo) del fomento de la penetración de las energías renovables de carácter intermitente en el *mix* eléctrico.

El Reglamento (UE) 2022/2576 establecía mecanismos para una mejor coordinación de las compras conjuntas de gas (incluyendo obligaciones de participación en la agregación de demanda), el mandato a ACER de definir precios de referencia para el GNL, un límite de precios a las transacciones intradiarias de gas natural en el hub TTF (que se extendería también a todos los derivados de energía) y medidas adicionales de solidaridad entre Estados miembros (reducción de consumo no esencial de gas de determinados consumidores protegidos –p. ej., hogares–, peticiones extraordinarias de solidaridad entre Estados miembros cuando no exista suministro suficiente para el sector eléctrico, solidaridad de Estados miembros con instalaciones de GNL en caso de emergencia).

El Reglamento (UE) 2022/2577 establecía un marco temporal para acelerar el despliegue de energías renovables, desde el 30 de diciembre de 2022 y por un periodo de 18 meses, aplicable a nuevas instalaciones y (potencialmente) también a proyectos con el proceso de solicitud en marcha. Se reducía el tiempo máximo de autorización de proyectos solares (hasta 3 meses), de proyectos de repotenciación de instalaciones renovables (hasta 6 meses) y de instalación de bombas de calor (hasta 1 mes, en el caso de instalaciones menores de 50 MW y 3 meses, en el caso de instalaciones geotérmicas). Además, establecía la aplicación del criterio de interés general a las actividades de planificación, construcción y operación de instalaciones de energía renovable, lo que reducía y simplificaba los trámites medioambientales asociados.

El Reglamento (UE) 2022/2578 estableció un mecanismo de corrección del mercado, en vigor desde el 15 de febrero de 2023, que limitaba los precios del gas natural en situaciones de picos de precios extremos. El mecanismo se activaría automáticamente si, simultáneamente, (a) el precio del contrato *month-ahead* en TTF se situaba por encima de 180 €/MWh durante tres días consecutivos y (b) el precio del contrato *month-ahead* en TTF era al menos 35 €/MWh superior a un precio de referencia del GNL definido por ACER en esos tres días. En caso de que se activara este mecanismo, las transacciones con entrega entre el mes siguiente y el año siguiente en TTF no podrían liquidarse a un precio superior al precio de referencia publicado por ACER para el día anterior más 35 €/MWh. Si el precio de referencia fuera inferior a 145 €/MWh, el límite se situaría en 180€/MWh.

2.4. Evolución de los precios de la energía en 2023

Una variable muy relevante para entender cómo se fraguaron las principales propuestas de reforma del diseño del mercado eléctrico es la evolución de los precios de la electricidad y el gas natural en los últimos dos años.

Debe destacarse que el origen de la crisis de precios de la energía en Europa se encuentra en la evolución del mercado de gas natural y, en particular, en la elevada dependencia del continente europeo de importaciones de este combustible (en forma de gas natural o de gas natural licuado) de terceros países (Zachmann, 2023). Así, la *"...reducción deliberada de los flujos de suministro de gas natural por parte de Rusia es la causa principal de la extrema subida de los precios del gas natural en la UE, que ha impactado en el coste de la electricidad producida por centrales de gas natural y ha afectado a los precios mayoristas en todos los mercados..."* (European Council, 2023a; traducción propia).

La Figura 2.3 muestra la evolución entre noviembre de 2021 y noviembre de 2023 de las cotizaciones en la plataforma de mercado ICE del contrato con entrega en el hub holandés TTF en el primer trimestre de 2024.

En el último tercio de noviembre (día 22/11/23) la cotización se situaba en 45,72 €/MWh, después de una prolongada caída tras los picos observados a finales de agosto de 2022 y que llegaron a superar los 275 €/MWh.

El precio de este contrato se ha situado durante todo el año 2023 en torno a 50 €/MWh desde finales de marzo de 2023, con oscilaciones de pequeña magnitud alrededor de ese valor. La evolución de los precios de otros contratos con entrega a lo largo de 2023 y en diferentes periodos 2024 ha sido similar, reflejando la estabilidad del mercado europeo (y también global) de gas natural una vez amortiguado el impacto de la desaparición de los suministros de gas natural directamente desde Rusia.

Figura 2.3 Evolución del precio de los contratos TTF con entrega en T1-2024 (€/MWh)



Fuente: ICE.

El análisis de la evolución de los precios del gas natural sugiere que:

- la situación vivida en 2022 fue absolutamente extraordinaria y estuvo directamente relacionada con la elevada dependencia del continente europeo de importaciones de gas natural de terceros países (y, en particular, de Rusia);
- en gran medida, el catalizador de los precios extremos fue un evento dramático e inesperado como la invasión de Ucrania por parte de Rusia y el inicio de una guerra en suelo europeo y su consiguiente impacto sobre el mercado europeo y global de gas natural;
- una parte importante del debate sobre la conveniencia de reformar el mercado de electricidad se produjo en un contexto determinado por esta situación extraordinaria;

- pese a la fuerte corrección a la baja de los precios del gas natural desde septiembre de 2022¹¹, persisten riesgos e incertidumbre sobre el equilibrio oferta-demanda en el mercado europeo de gas natural de cara al próximo invierno;
- aunque la propuesta de reforma del diseño del mercado del Gobierno de España se publicó en un momento (enero de 2023) en el que los precios del gas natural se situaban aún en niveles varias veces por encima de la media de precios registrada en los años previos a la pandemia del coronavirus, suponía una continuación de otras medidas de intervención del mercado adoptadas con anterioridad a la invasión de Ucrania;
- la propuesta de la Comisión Europea se hizo pública en una situación con una clara y consolidada tendencia a la baja de los precios de la electricidad y el gas natural en Europa.

El comportamiento de los precios de la electricidad en los principales mercados eléctricos de la Unión Europea fue similar al de los precios del gas natural a lo largo de 2023, mostrando una clara y consistente tendencia a la baja desde el inicio del año, en línea con la evolución del precio del gas natural.

Los precios de los futuros en carga base con entrega en Alemania, por ejemplo, se situaban el 27/11/23 en la plataforma OMIP en 105,05 €/MWh (contrato T1-2024) y 107,39 €/MWh (contrato Año 2024), significativamente por debajo de los valores máximos históricos registrados el 26/08/22 (919,63 €/MWh y 471,67 €/MWh, respectivamente) (Figura 2.4).

Los precios de esos mismos contratos con entrega en el hub francés tuvieron un comportamiento similar a lo largo de 2023. El 27/11/23 se situaban en 113,25 €/MWh (T1-2024) y 112,85 €/MWh (Año 2024), muy alejados de los máximos que marcaron el 26/08/22 con 1.067,00 €/MWh y 506,00 €/MWh, respectivamente (Figura 2.4).

Tanto la evolución de los precios del gas natural como los de la electricidad a lo largo de 2023 refleja la progresiva normalización del equilibrio entre oferta y demanda en los mercados energéticos europeos tras el *shock* de oferta vivido en 2022 y ligado a la situación bélica en Ucrania.

En el mercado español, el comportamiento de los precios de la electricidad fue relativamente similar al observado en los contratos con entrega en Alemania y Francia (Figura 2.5). En gran medida, esto se debió a que los mercados descontaban desde hace tiempo que el "tope al gas" dejaría de estar vigente el 31 de mayo de 2023¹² y, por tanto, dejaría de tener un efecto sobre la formación de los precios de equilibrio de la electricidad en España.

Los precios de los contratos con entrega en T1-2024 y Año 2024 alcanzaron valores máximos de 279,21 €/MWh y 204,00 €/MWh, respectivamente, el 26/08/22, para posteriormente iniciar una tendencia bajista (con picos puntuales) hasta alcanzar 87,00 €/MWh y 94,91 €/MWh, respectivamente, a finales de noviembre de 2023 (Figura 2.5).

¹¹ Esta caída está motivada por un amplio conjunto de razones, entre las que cabe destacar las medidas de gestión del riesgo de suministro adoptadas por la UE (llenado de almacenamientos, reducción de la demanda de electricidad y gas natural, etc.), la mayor diversificación de los aprovisionamientos de gas o circunstancias meteorológicas y de evolución de la demanda global favorables.

¹² Posteriormente, en abril de 2023, se prorrogó la vigencia de la medida hasta el 31 de diciembre de 2023.

Figura 2.4 Evolución del precio de los contratos carga base de electricidad con entrega en Alemania y Francia en T1-2024 y Año 2024 (€/MWh)

Contrato con entrega en T1-2024 (ALE, izquierda; FR, derecha)



Contrato con entrega en Año 2024 (ALE, izquierda; FR, derecha)



Fuente: www.omip.pt. Nota: gráficos y datos obtenidos el 28/11/23.

El *timing* de las propuestas en relación con la evolución de los precios de la energía en Europa es relevante, por tanto, ya que los niveles de estos últimos condicionan, en gran medida, el debate político y social sobre la necesidad y el alcance de una reforma del diseño del mercado mayorista de electricidad.

Así, la propuesta de la Comisión Europea se elaboró (y debatió) durante la parte final de 2022 y el primer trimestre de 2023, con precios muy elevados de la energía, aunque terminó publicándose en un momento (14/03/23) en el que los precios habían comenzado la tendencia bajista. La propuesta del Gobierno de España, por su parte, se publicó en enero de 2023, cuando existía aún tensión de precios en el mercado, adelantándose al debate que generó la propuesta de la Comisión Europea.

En todo caso, debe señalarse que, si bien no puede descartarse ningún escenario de precios del gas natural y de la electricidad en el futuro debido a la volatilidad inherente a los precios de la energía y la elevada incertidumbre geopolítica en la actualidad, la situación que se vivió en 2022 en la UE debe calificarse como extraordinaria.

Figura 2.5 Evolución del precio de los contratos carga base de electricidad con entrega en España en T1-2024 y Año 2024 (€/MWh)

Contrato con entrega en T1-2024



(cont.)

Contrato con entrega en Año 2024



Nota: gráficos y datos obtenidos el 28/11/23.

Fuente: www.omip.pt.

2.4.1. Evaluación de la Comisión Europea de las medidas de emergencia adoptadas en 2021 y 2022

En junio de 2023, la Comisión Europea publicó su valoración sobre las medidas de intervención de emergencia aprobadas en octubre de 2022 (ver el apartado 2.3.4), en cumplimiento del Artículo 20(1) del Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo, que también obligaba a la Comisión Europea a pronunciarse sobre la conveniencia o no de extender la duración de las medidas incluidas en dicho Reglamento (European Commission, 2023a).

Entre estas medidas de intervención de emergencia, adoptadas en octubre de 2022, se incluían (a) objetivos de reducción de la demanda de electricidad; (b) la introducción de un techo de ingresos temporal para las tecnologías de producción de electricidad inframarginales (i.e., energías renovables, nuclear y lignito); (c) medidas de apoyo a los consumidores finales.

La visión de la Comisión Europea, por tanto, es que, una vez superada la peor parte de la crisis en los mercados energéticos y en un escenario de progresiva normalización en el funcionamiento de los mercados, el nuevo diseño del mercado eléctrico permitirá afrontar las futuras crisis al incluir herramientas adecuadas de flexibilidad y resiliencia.

En las conclusiones preliminares incluidas en el informe de valoración de junio de 2023, la Comisión Europea indica que:

- en las condiciones vigentes en el momento de elaborar el informe (y con previsiones de circunstancias “normales”) no consideraba que existiera evidencia a favor o fuera recomendable prorrogar ninguna de las medidas extraordinarias y temporales incluidas en el Reglamento (UE) 2022/1854;
- la respuesta activa de la demanda, relevante para un correcto funcionamiento de los mercados de electricidad, se ha incorporado como un elemento de la reforma del diseño del mercado eléctrico (ver el apartado 3.4.3);
- la implementación del techo de ingresos a las tecnologías inframarginales, con una gran variación de esquemas en los distintos Estados miembros ha tenido un doble efecto negativo: (1) generar incertidumbre entre los inversores; y (2) limitar la firma de PPA y otros contratos de largo plazo. Por ello, *“...[T]eniendo en cuenta la información disponible y dadas las condiciones actuales y previsibles del mercado, la Comisión considera que los beneficios del actual techo de ingresos inframarginales no compensarían el impacto sobre la certidumbre que requieren los inversores y los riesgos para el funcionamiento del mercado y la transición [energética]. Los retos que plantea la implementación de esta medida también desaconsejan una prórroga de dicho techo de ingresos. La conclusión de la Comisión está alineada con las respuestas recibidas de la mayoría de los participantes en la consulta pública, quienes se opusieron a una prórroga de la medida debido a su preocupación por la incertidumbre de los inversores...”* (European Commission, 2023a, p. 17); y
- no se considera conveniente prorrogar la posibilidad de fijar tarifas reguladas por debajo de costes bajo ciertas condiciones, ya que la propuesta de reforma del diseño del mercado eléctrico de la Comisión incluye dicha posibilidad (para hogares y pymes y de forma excepcional y temporal) en potenciales situaciones futuras de crisis.

En resumen, la Comisión Europea concluyó en junio de 2023 que las medidas extraordinarias de intervención para gestionar la crisis, que habían tenido un cierto éxito, aunque también habían generado algunos problemas (p. ej., reducir los incentivos a la inversión y dificultar la contratación de productos a plazo), debían desactivarse, incorporando en el nuevo diseño de mercado aquellas herramientas que dieran lugar a mayor resiliencia en futuras crisis.

2.4.2. Prórroga de medidas de emergencia hasta 2025

En diciembre de 2023, el Consejo Europeo acordó prorrogar algunas medidas de emergencia en respuesta a la crisis energética, ampliando el periodo de aplicación de los Reglamentos aprobados en diciembre de 2022 (ver el apartado 2.3.4).

En concreto:

- se prorroga, hasta el 31 de diciembre de 2024, el Reglamento (UE) 2022/2576, que mejora la solidaridad mediante una mejor coordinación de las compras de gas, precios de referencia fiables e intercambios de gas transfronterizos, eliminándose la obligatoriedad de participar en mecanismos de agregación de la demanda (artículo 10);
- se extiende, hasta el 30 de junio de 2025, la vigencia del Reglamento (UE) 2022/2577, por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables (con algunas disposiciones modificadas);
- se prorroga, hasta el 31 de enero de 2025, el Reglamento (UE) 2022/2578, por el que se establece un mecanismo de corrección del mercado para proteger a los ciudadanos y la economía de la UE contra precios excesivamente altos.

Por otro lado, en la reunión de ministros de energía del Consejo Europeo se descartó prorrogar el Reglamento (UE) 2022/1854 (sobre medidas de emergencia) en lo relativo al techo de ingresos (180 €/MWh) para instalaciones inframarginales en el mercado *spot*.

3. Propuestas de reforma del diseño del mercado eléctrico

3.1. Dos visiones sobre el diseño del mercado mayorista de electricidad

Como se comentó en la sección anterior, en la parte final del año 2022 se debatió y puso en marcha el paquete de medidas de intervención extraordinarias y temporales presentado por la Comisión Europea el 14 de septiembre. Simultáneamente, la presidenta de la UE (Ursula von der Leyen) anunció que la Comisión Europea presentaría en la primera parte de 2023 una propuesta de reforma del mercado de electricidad.

Esto motivó un vivo debate durante los meses finales de 2022 sobre qué tipo de cambios en el diseño del mercado eléctrico eran los más eficientes y adecuados, no solo para responder a la situación extraordinaria en la que se encontraban los mercados energéticos en la UE, sino también para preparar al sistema eléctrico para avanzar en el objetivo de alcanzar las cero emisiones netas a medio y largo plazo.

Empresas, asociaciones, académicos, consultoras, *think tanks* y otras instituciones públicas y privadas publicaron a lo largo del otoño de 2022 y el comienzo del invierno sus visiones y opiniones sobre cómo debía reformarse el mercado eléctrico para responder a los retos actuales y alcanzar un diseño resiliente y efectivo en un contexto de cambio en la matriz de generación eléctrica, de penetración de recursos energéticos distribuidos flexibles y de creciente electrificación de usos finales de la energía.

En las próximas secciones se presentan y analizan las propuestas de (1) el Gobierno de España (enero de 2023), como ejemplo de una visión centrada en una mayor regulación del mercado mayorista¹³, y (2) la Comisión Europea (marzo de 2023), en discusión en la fase de "trílogo" (o negociaciones informales entre el Parlamento Europeo, el Consejo de la Unión Europea y la Comisión Europea) en el momento de escribir estas líneas, y ejemplo de una visión del diseño del mercado eléctrico reformista pero continuista. Además, se presentan los principales cambios incluidos en las posiciones del Parlamento Europeo y del Consejo Europeo respecto de la propuesta de la Comisión Europea.

El primer grupo de propuestas (intervencionistas) busca eliminar la vinculación entre los precios del gas y los de la electricidad (muy estrecha en los mercados "*pay-as-clear*", pues la generación a partir de gas natural a menudo marca el precio del mercado) mediante la segmentación del mercado en grupos con distintas reglas o mecanismos de generación de ingresos, generalmente separando las tecnologías inframarginales de las tecnologías marginales y, de esta manera, evitando que los costes marginales de la generación con gas natural fijen los ingresos de tecnologías como las renovables, la nuclear o determinados tipos de centrales de carbón.

El segundo grupo de propuestas, que en esencia defienden los mercados mayoristas de electricidad estructurados en torno a intercambios bilaterales libres de energía entre agentes (en distintos

¹³ Otras propuestas, más o menos informales, propugnaban una regulación mayor del mercado mayorista, incluyendo la impulsada por el Gobierno de Grecia (European Council, 2022).

horizontes temporales) y con un mercado de ajustes spot en el que las ofertas de venta reflejan el coste variable de generación o el coste de oportunidad del vendedor y las ofertas de compra reflejan la disposición a pagar por bloques de energía, se centran en proponer soluciones a las debilidades y problemas identificados en el funcionamiento del mercado.

Estos problemas están generalmente relacionados con barreras regulatorias o de otro tipo:

- una liquidez y profundidad limitada de los mercados a plazo de la energía;
- barreras al desarrollo de PPA (*power purchase agreements*);
- el insuficiente desarrollo de recursos energéticos flexibles (e.g., almacenamiento, gestión activa de la demanda...);
- barreras al desarrollo de los mercados minoristas (generalmente, por la existencia de tarifas reguladas para las que es elegible una parte significativa del mercado).

3.2. Propuesta del Gobierno de España (enero 2023)

En enero de 2023, el Gobierno español puso sobre la mesa una propuesta de reforma del mercado eléctrico que tuvo un gran impacto mediático y en el sector energético. Durante los dos siguientes meses, una parte importante del debate se centró en el análisis de los principales elementos de esta propuesta.

La propuesta de reforma del mercado eléctrico del Gobierno de España se describe en un “*non-paper*”¹⁴ enviado a la Comisión Europea y en una nota de prensa del Consejo de Ministros de España, acompañada de una presentación, ambas con fecha 10 de enero de 2023 (MITECO, 2023a,b).

A su vez, el “*non-paper*” del Gobierno de España se inspira en un artículo académico de Natalia Fabra (“*Electricity Markets in Transition. A proposal for reforming European electricity markets*”) (Fabra, 2022a) y en un resumen del mismo publicado en la web del Centre for Economic Policy Research (CEPR) el 9 de diciembre de 2022 (Fabra, 2022b).

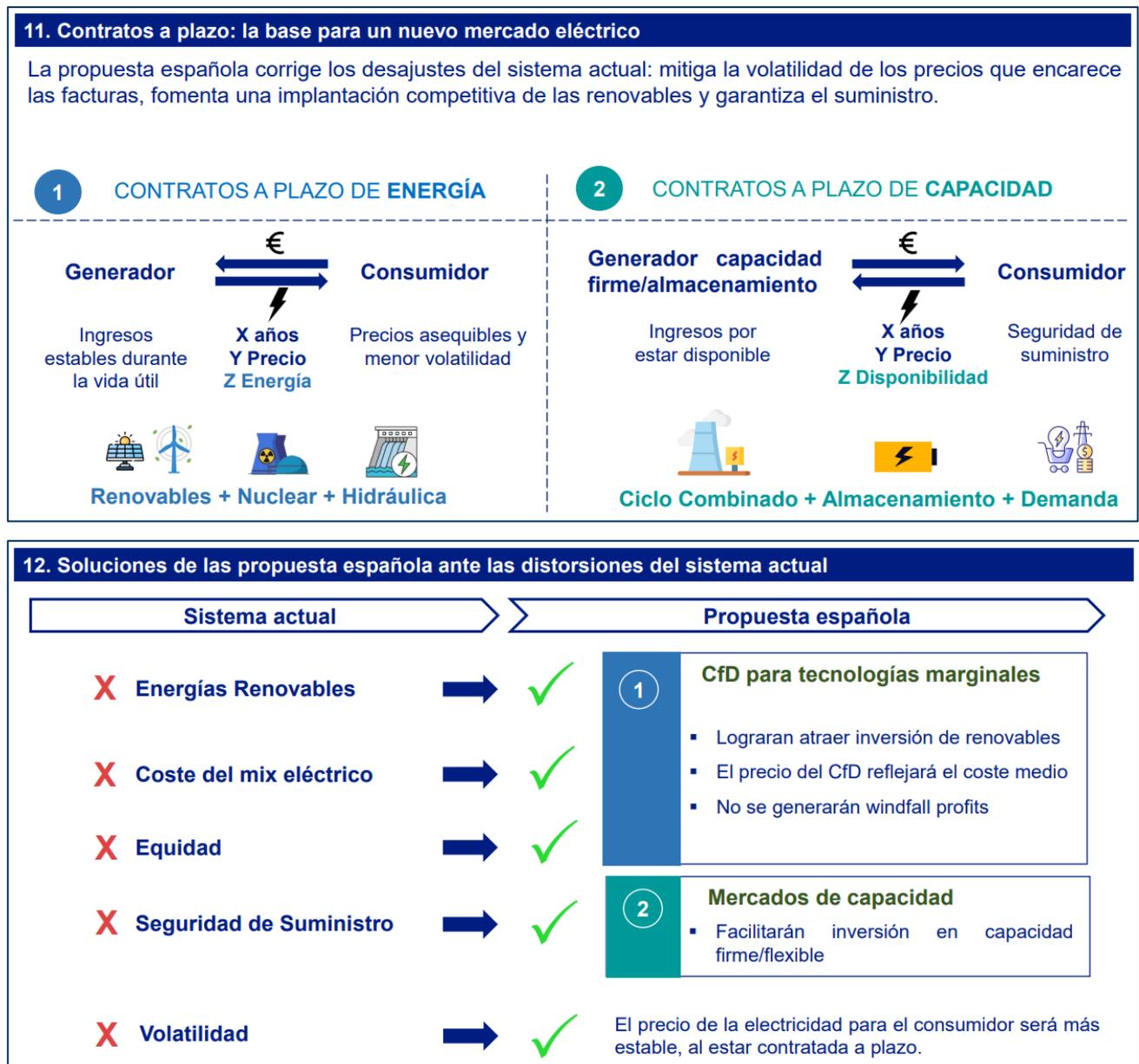
Esencialmente, se trata de una propuesta de regulación de alto alcance del mercado mayorista de electricidad (Fernández Gómez, 2023). En la práctica, supone un cuestionamiento del diseño del mercado eléctrico en su totalidad, debido a:

- la segmentación del mercado existente por tecnologías con el objetivo de que los ingresos de los generadores reflejen el coste medio de generación de las distintas tecnologías y desacoplado de esta manera el precio del gas natural del precio de la electricidad; y
- la fijación de cantidades por parte del regulador (p. ej., mix de renovables y capacidad disponible de otras tecnologías de generación) y la regulación de precios (ingresos) para las distintas tecnologías.

¹⁴ Término utilizado en el contexto de las instituciones de la Unión Europea para describir documentos de discusión que no reflejan posiciones oficiales de los Estados miembros o de instituciones concretas. Dicho documento, titulado “*Proposal to reform the EU’s wholesale power market. Non-paper by Spain*”, puede descargarse [aquí](#).

La Figura 3.1 muestra la infografía presentada por el Gobierno de España para describir algunos de los elementos del nuevo diseño de mercado propuesto, sin hacer mención explícita a los elementos de intervención mencionados en el párrafo anterior. En esencia, la regulación de cantidades y precios que implican los elementos descritos en esta presentación supone el cuestionamiento del mercado actual en su totalidad.

Figura 3.1 Principales elementos de la propuesta de reforma del diseño del mercado eléctrico del Gobierno de España (enero de 2023)



Fuente: MITECO (2023b).

3.2.1. Principales elementos de la propuesta

Los principales elementos de la propuesta española son tres (Fernández Gómez, 2023):

- subastas organizadas por el Gobierno, sobre la base de contratos por diferencias (CpD) de largo plazo, para la nueva capacidad de generación de energía renovable de carácter intermitente;
- un mecanismo de capacidad para las tecnologías marginales flexibles (principalmente, ciclos combinados de gas natural);
- un esquema de precios regulados (basados en costes medios) para las tecnologías inframarginales (nuclear e hidráulica, principalmente).

3.2.1.1. Subastas reguladas de energías renovables basadas en CpD

Las subastas reguladas de energía renovable ofrecerán a los inversores la posibilidad de vender a una entidad pública (o con el respaldo del Gobierno) la energía generada por nuevas inversiones en las tecnologías eólica o fotovoltaica mediante contratos por diferencias (CpD), bajo el siguiente mecanismo:

- el Gobierno fijaría, periódicamente, las cuotas de nueva capacidad renovable que podrán acogerse (de forma voluntaria) a los CpD en sucesivas subastas que se convoquen¹⁵;
- mediante un CpD, los vendedores de energía renovable recibirían, durante el periodo de vigencia del contrato, un precio igual al precio al que se asigne el contrato en las subastas organizadas por el Gobierno;
- la liquidación de estos contratos se realiza por las diferencias entre el precio del contrato (asignado en la subasta) y el precio (horario) del mercado spot. Los generadores con CpD continúan participando en los mercados de corto plazo y enviando ofertas de venta cada hora del día;
- cuando el precio horario de la energía se sitúa por encima del precio del CpD, el tenedor del contrato "devuelve" al sistema (i.e., al Gobierno, a través de la empresa que gestione los CpD) la diferencia. Cuando dicho precio esté por debajo, el tenedor del contrato recibe una compensación del sistema igual a la diferencia entre los precios. De esta manera, la energía generada siempre recibe, por cada unidad de energía, el mismo precio, igual al precio del contrato CpD.

En la práctica, los CpD funcionan, en esencia, como coberturas financieras que garantizan un precio estable para la energía generada y vendida en el mercado spot y tienen un efecto similar al de los contratos de futuros y forwards financieros¹⁶. La principal diferencia entre los CpD y los contratos de

¹⁵ Bajo el modelo propuesto, las instalaciones existentes de energías renovables podrían en teoría acogerse, si lo desean, a este tipo de contratos (aunque no se concreta cómo se implementaría esta posibilidad).

¹⁶ Los contratos financieros que se negocian en el mercado a plazo bilateral OTC español, por ejemplo, son CpD que se liquidan financieramente (i.e., sin necesidad de que se produzca la entrega física de la energía)

futuros o *forwards* estriba en cómo se gestiona el riesgo de contrapartida (o contraparte). Mientras que en los contratos de futuros el riesgo de contrapartida se concentra y lo gestiona la cámara de compensación (a cambio de “márgenes” o colateral” aportados por las partes de los contratos) y en un forward bilateral OTC (*over the counter*) la gestión del riesgo de contrapartida es bilateral (con condiciones negociadas entre las partes sobre líneas de crédito con apoyo de las matrices, garantías específicas u otras cláusulas...), en el caso de un CpD regulado el riesgo de contrapartida (o una parte relevante del mismo) es gestionado por una tercera entidad que aporta garantías públicas al contrato.

La implementación de CpD implica, por tanto, la existencia un agente (generalmente, de carácter público) que asuma y gestione dicho riesgo de contrapartida. En el Reino Unido, la contrapartida central del mecanismo existente de CpD para nueva generación renovable es una empresa pública llamada Low Carbon Contracts Company (LCCC) (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2022). Una alternativa sería que alguna entidad con apoyo público pudiera ofrecer garantías¹⁷ o bien un seguro que cubriera el riesgo de contrapartida.

3.2.1.2. Mecanismos de capacidad

Junto a las subastas de CpD se pondría en marcha un mecanismo de capacidad que permitiera garantizar una remuneración suficiente a las tecnologías flexibles que operan en el margen (i.e., los ciclos combinados) y a nuevos recursos energéticos flexibles, como las instalaciones de almacenamiento o la gestión de la demanda.

Los mecanismos de capacidad ya están previstos en la legislación europea actual (Directiva (UE) 2019/944 y Reglamento (UE) 2019/943) y pueden ser introducidos por los Estados miembro de la UE si pueden identificarse problemas de capacidad (“*resource adequacy*”) que no puedan resolverse eliminando las distorsiones y barreras al desarrollo de un mercado “*energy only*”.

En Fabra (2022a) se identifican varias vías para implementar este tipo de mecanismo de apoyo a nueva capacidad flexible, a través de subastas de distintos tipos de contratos, incluyendo, por ejemplo:

- contratos CpD con cláusulas específicas que incentiven la operación flexible de la capacidad instalada (p. ej., con un precio de referencia igual al promedio durante un periodo de mercado determinado, generalmente en momentos de escasez potencial de generación) (Fabra, 2022a, pp. 20-21);

teniendo en cuenta las diferencias entre el precio horario (en el mercado spot de energía) y el precio del contrato, libremente negociado entre las partes.

¹⁷ Un ejemplo de este tipo de mecanismo (no necesariamente trasladable en su totalidad a un esquema de CpD) son las garantías que ofrece la empresa Cesce (con participación mayoritaria del Estado español en su accionariado) a los consumidores electrointensivos, que facilitan que puedan firmar contratos PPA de medio y largo plazo con generadores de energía renovable (CESCE, s.f.).

- pagos por capacidad para activos que pueden realizar arbitrajes de precios (almacenamiento, gestión de la demanda), en parte para mitigar el problema de ingresos insuficientes en el mercado¹⁸;
- opciones de fiabilidad (*reliability options*) similares a un CpD *one-sided*¹⁹, con un techo de precios explícito y penalizaciones en caso de no estar disponibles en momentos de escasez de generación para centrales que ofrecen capacidad firme en el margen (ciclos combinados de gas natural).

3.2.1.3. Ingresos regulados para las tecnologías inframarginales

Los mecanismos anteriores (CpD y mecanismo de capacidad) se complementan con un sistema de precios regulados, que puede estar también basado en CpD con cláusulas flexibles (como las descritas en el apartado anterior), para las tecnologías “no contestables”²⁰.

Así, el regulador fijaría precios regulados que garanticen una rentabilidad razonable basados en auditorías de costes en los casos de tecnologías para las que “*la competencia para entrar en el mercado es imposible porque las inversiones ya se han realizado y no hay entrada libre*” (Fabra, 2022a, p. 44, traducción propia).

Tabla 3.1 Tipos de contratos propuestos para cada tecnología

Tipo de contrato	Tecnología
CpD de dos lados	<ul style="list-style-type: none"> • Energía renovable de carácter intermitente (eólica, fotovoltaica)
Contratos de flexibilidad	<ul style="list-style-type: none"> • Hidráulica gestionable • Energía renovable gestionable (biomasa o solar térmica) • Nuclear
Opciones de fiabilidad	<ul style="list-style-type: none"> • Ciclos combinados de gas natural • Carbón • Centrales de punta (<i>peakers</i>)
Pagos por capacidad	<ul style="list-style-type: none"> • Almacenamiento • Respuesta de la demanda

Fuente: elaborado a partir de Fabra (2022a).

¹⁸ Los ingresos unitarios fijados administrativamente para las distintas tecnologías darán lugar a precios *spot* inferiores a los que resultarían en un mercado “*energy only*”. Esto, a su vez, implicaría que las centrales flexibles que dan soporte en el margen no recuperarían todos sus costes fijos. Esta variante del “*missing money problem*” da lugar a la necesidad de establecer un mecanismo de capacidad (regulado) con pagos específicos para cada tecnología.

¹⁹ Un CpD de “un solo lado” (*one-sided CfD*) establece una liquidación por diferencias solamente cuando los precios están por encima (o por debajo) de un nivel determinado.

²⁰ Según los documentos publicados, las tecnologías no contestables son aquellas en las que “apenas hay competencia”, por escasez del recurso energético o de otros recursos (p. ej., ubicaciones para embalses) o falta de apoyo social y político, como las centrales hidroeléctricas y nucleares.

De acuerdo con la visión del Gobierno español, los mecanismos de contratación mencionados anteriormente buscan, para cada tecnología, resolver problemas como la gestión del riesgo de contrapartida o los niveles de ingresos insuficientes o bien inducir comportamientos más eficientes tanto desde el lado de la operación de los activos de generación como desde el lado de la demanda.

La Tabla 3.1 resume el conjunto de contratos y mecanismos de remuneración propuestos por Fabra (2022a) para las distintas tecnologías.

3.2.1.4. Otros elementos del diseño de mercado propuesto

Participación en las subastas

Además de los elementos anteriores, en Fabra (2022a,b) se incluyen algunas intervenciones adicionales en el mercado que acompañarían a la implementación de contratos regulados a muy largo plazo.

En particular, las subastas reguladas de capacidad no necesariamente generan incentivos a la participación voluntaria de los agentes en las mismas si las expectativas de evolución de los precios en el mercado *spot* hacen más atractiva la opción de dejar expuesto a los precios de corto plazo un mayor porcentaje de la generación.

Para evitar este problema, Fabra (2022b) sugiere que se haga inviable, especialmente para la capacidad renovable, la opción de vender energía en el mercado de corto plazo (o en otros mercados). Es decir, la intervención en forma de subastas reguladas da lugar a la necesidad de intervenciones adicionales para "limitar o eliminar el atractivo del mercado". En particular, Fabra indica que:

"...Incentivar a las empresas para que participen en la subasta requiere que la opción externa de vender directamente al mercado a corto plazo no sea factible o no resulte demasiado atractiva. Una vez que las energías renovables se desplieguen masivamente, los precios del mercado a corto plazo captados por las energías renovables convergerán hacia sus costes marginales (casi nulos), es decir, por debajo de sus costes medios. Por lo tanto, participar en el mercado spot evitando las subastas no será atractivo aunque sea factible. Hasta entonces, la participación en la subasta podría fomentarse limitando (a un nivel razonable) el precio máximo que las renovables pueden obtener en los mercados a corto plazo, no sólo como instrumento de crisis, sino como característica permanente del mercado. Como las renovables tienen costes marginales bajos, un tope así no distorsionaría su funcionamiento eficiente..." (Fabra, 2022b, traducción propia).

Participación en los mercados de corto plazo

En la propuesta descrita en Fabra (2022b) también se recomienda reforzar el papel a corto plazo de los mercados a corto plazo, en particular el mercado diario, mediante (a) la participación obligatoria por parte de todos los agentes; y (b) la presentación obligatoria de ofertas por central (eliminando la posibilidad de realizar ofertas en cartera). Según Fabra (2022b), esto *"...contribuirá a una mayor liquidez y transparencia sin impedir que los participantes en el mercado firmen contratos financieros con terceras partes..."* (traducción propia).

3.2.2. Valoración de la propuesta del Gobierno de España

3.2.2.1. Sobre la base conceptual de la propuesta

El diseño de “mercado” mayorista eléctrico propuesto por el Gobierno de España supone regular *de facto* el mercado, ya que:

- implica la necesidad de regular tanto cantidades (capacidad de generación de distintas tecnologías) como precios (ingresos de las distintas tecnologías de generación);
- genera la necesidad de establecer regulaciones adicionales para incentivar administrativamente la participación en los mecanismos de contratación regulados (u obligar a dicha participación, como en el caso de las tecnologías hidráulica o nuclear)²¹, garantizar ingresos suficientes a todas las tecnologías, establecer incentivos a la inversión en tecnologías flexibles y fomentar su disponibilidad en los momentos en los que más la necesita el sistema;
- supone que el legislador/regulador deberá planificar el mix de generación a medio y largo plazo.

De acuerdo con la visión de Natalia Fabra, los mercados eléctricos basados en los “diseños de mercados competitivos de libro de texto” --p. ej., el modelo propuesto en Hogan (1993)-- no funcionan porque no se dan todas las condiciones necesarias para que funcionen de manera eficiente y, en particular, no existe libre entrada y salida del mercado, lo que da lugar a la existencia de beneficios excesivos (Fabra, 2022a, p. 5). Esto implica que “...*la diferencia entre los costes marginales de la generación con gas natural y los costes medios del resto de centrales dan lugar a beneficios excesivos a expensa de los consumidores...*” (Fabra, 2022a, p. 6).

Además, Fabra (2022a) argumenta que el diseño actual del mercado no facilitará la descarbonización del sistema eléctrico porque (1) no remunera de forma adecuada las inversiones en energías renovables; (2) no remunera de forma adecuada la capacidad firme y flexible; (3) la elevada volatilidad de los precios eléctricos desincentiva las inversiones de hogares y empresas en nuevas tecnologías eléctricas (bombas de calor, vehículos eléctricos, hidrógeno verde, etc.).

Sin embargo, el análisis empírico de la evolución de los sistemas eléctricos europeos ofrece amplia evidencia que no permite corroborar los principales supuestos realizados en Fabra (2022a,b):

²¹ Una de las grandes diferencias de la visión de Fabra (2022a) respecto de la visión de consenso en la literatura académica que analiza (y respalda) mecanismos de contratación a plazo de energías renovables como los CpD y mencionada por la propia Fabra (Newbery, 2021; Roques & Finon, 2002; Kröger et al., 2022) es que estos últimos autores abogan por 1) establecer mecanismos no obligatorios y 2) no se regulan los precios de estas subastas. Todos estos autores, por tanto, proponen incrementar el conjunto de herramientas de contratación a plazo a disposición de las empresas eléctricas en un contexto de un mercado no intervenido con el objeto de facilitar la gestión de los riesgos de mercado y de contrapartida, sin obligar a vender la energía generada por una determinada tecnología a través de un tipo de contrato o mecanismo concreto y bajo un esquema de precios regulados.

Libertad de entrada y salida del mercado

La evolución de los sistemas eléctricos europeos en los últimos años muestra cómo se ha producido la entrada de nuevas tecnologías (energías renovables, ciclos combinados de gas natural, termosolar...) y se ha producido la salida de otras tecnologías (como las centrales de fuelóleo o de carbón).

En muchos lugares, como España, el rechazo a determinadas tecnologías, como la nuclear o la hidráulica, es político y social, sin que exista una prohibición o barrera regulatoria o legal a la entrada de nuevas instalaciones en el sistema eléctrico. En el caso de la hidráulica, la propia planificación del Gobierno de España implica el desarrollo de nuevas instalaciones hidráulicas (de distinto tipo), para cumplir con los objetivos energéticos y medioambientales para los próximos años (Esteller, 2022).

Por otro lado, la entrada en el mercado puede también realizarse por la vía de la adquisición de instalaciones existentes en una de las múltiples operaciones empresariales que se llevan a cabo en el sector energético.

Remuneración de las energías renovables

El caso de las renovables más maduras (eólica y fotovoltaica), resulta especialmente destacable, ya que, pese a que se han ido eliminando los esquemas de apoyo (y se ha alcanzado, poco a poco, la llamada "paridad de red"²²) y aun así ha continuado entrando nueva capacidad en todos los sistemas eléctricos europeos.

Resulta difícilmente defendible, por tanto, el argumento de que el mercado no remunera de forma adecuada las inversiones en energías renovables. De hecho, en la actualidad, tecnologías de generación como la eólica terrestre o la solar (*utility-scale* o de gran tamaño) son competitivas a los precios de mercado actuales (Lazard, 2023).

La entrada de múltiples inversores en un gran número de instalaciones de energía renovable de carácter intermitente ha tenido dos efectos adicionales:

- en primer lugar, tiende a incrementar la competencia en el mercado mayorista, con la entrada de nuevos agentes;
- además, está cambiando el perfil de precios intradiarios en el mercado, acentuando la caída de los precios en las horas centrales del día (donde se concentra la energía fotovoltaica y una buena parte de la energía eólica) modificando de esta manera el ingreso efectivo de las instalaciones renovables "merchant" (a mercado).

Remuneración de la capacidad firme y flexible

El problema de los ingresos insuficientes de tecnologías flexibles que suelen actuar en el margen (p. ej., ciclos combinados de gas natural) ha sido ampliamente estudiado en la literatura académica (Fernández Gómez, 2020).

²² La paridad de red se refiere al punto en el que las instalaciones "merchant" (cuyos ingresos los determina el mercado *spot*) de tecnologías como la eólica o la fotovoltaica comienzan a ser rentables a precios de mercado, sin necesidad de que existan esquemas de compensación específicos (tarifas *feed-in* reguladas, primas sobre el precio de mercado, etc.) para garantizar una rentabilidad razonable de las instalaciones.

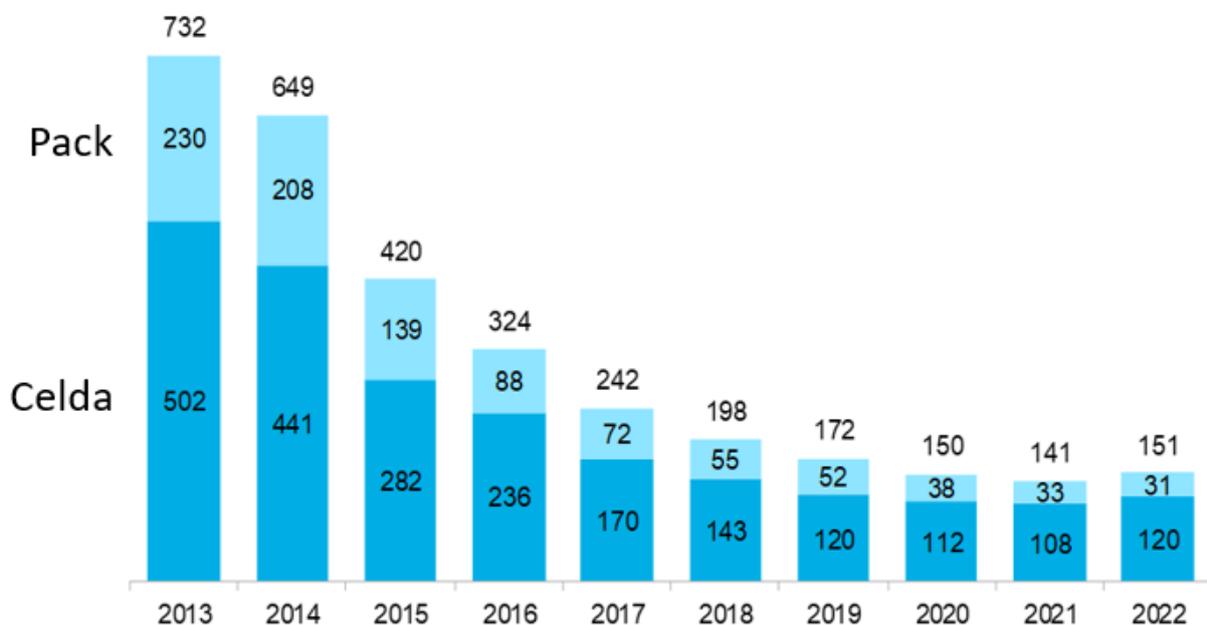
Si no es posible, por razones técnicas o bien regulatorias o sociopolíticas que en periodos de escasez de energía eléctrica (generalmente en momentos de puntas de demanda) los precios suban hasta niveles cercanos al valor de la energía no suministrada (*value of lost load* o VOLL) entonces se producirá una situación de insuficiencia de ingresos para centrales que operan unas pocas horas al año en esos momentos de escasez y que deben recuperar todos sus costes fijos en esas horas.

En esta situación, una solución “*second-best*” (frente a un mercado “*energy only*” sin limitaciones de precios y que funcionara adecuadamente) consiste en implementar mecanismos de capacidad (Hogan, 2017; Bublitz et al., 2019).

La eliminación del sistema de pagos por capacidad en mercados eléctricos como el español, por ejemplo, ha generado problemas de insuficiencia de ingresos para las tecnologías que más flexibilidad pueden aportar, a fecha de hoy, en un contexto de elevada penetración de energías renovables de carácter intermitente: los ciclos combinados de gas natural.

En el caso de otros recursos energéticos flexibles, como las baterías eléctricas y otras tecnologías de almacenamiento o la gestión activa de la demanda, el problema no es necesariamente el diseño del mercado eléctrico o los incentivos de mercado, sino otras cuestiones, como los elevados costes de inversión (Figura 3.2) y, en general, la falta de madurez tecnológica.

Figura 3.2 Evolución de los precios del almacenamiento en baterías eléctricas (\$₂₀₂₂/kWh)



Fuente: BNEF (2022).

De acuerdo con Timera Energy (2023), los principales retos a los que se enfrentan los inversores en baterías eléctricas en la UE (en relación con el Reino Unido) son los costes de recarga, la dependencia de otros servicios complementarios para una operación eficiente en mercados con poca penetración de capacidad de almacenamiento, la dificultad de participar y obtener ingresos en los mercados de servicios complementarios en tiempo real y en la resolución de restricciones técnicas, y, en el caso de algunos mercados, como el español, la ausencia de mecanismos de capacidad que permitan

complementar otros ingresos de mercado (Tabla 3.2). Los argumentos relacionados con los ingresos adicionales (por servicios complementarios, restricciones de red o mecanismos de capacidad²³) son en gran medida extrapolables y aplicables a otras tecnologías flexibles de almacenamiento de energía, incluyendo las instalaciones de bombeo hidráulico.

Tabla 3.2 Barreras que dificultan las inversiones en baterías en la UE (respecto del Reino Unido)

Elemento	Barreras
Recarga de baterías	Costes no razonables y otras barreras normativas
Servicios complementarios	Fuerte dependencia de las baterías de servicios complementarios con liquidez limitada y dificultada para materializar arbitrajes del precio de la energía
Servicios de balance	Limitaciones a la captura de ingresos en los mercados de ajuste del sistema en tiempo real
Restricciones de red	Inexistencia de mecanismos para remunerar la resolución de restricciones
Mecanismos de capacidad	Falta de mecanismos que aseguren ingresos por capacidad

Fuente: *Timera Energy (2023)*.

En todo caso, la propia evolución de los sistemas eléctricos, tanto en el lado de la demanda como de la oferta, está dando lugar a perfiles de precios horarios (la famosa “curva de pato”) y diarios que terminarán por ofrecer una base de incentivos para las inversiones en instalaciones de almacenamiento que permitan capturar el valor de los diferenciales de precios en distintos horizontes temporales (horas punta vs. horas valle, días laborables vs. días festivos, diferencias estacionales, etc.).

La respuesta al reto que implica la necesidad de flexibilidad en el corto y medio plazo (en lo que maduran estas tecnologías) puede estar, en parte, ligada a la aprobación de mecanismos de apoyo a las inversiones en tecnologías flexibles no emisoras de gases de efecto invernadero (GEI) (ver la propuesta de la Comisión Europea en la Sección 3.3²⁴) y al apoyo, también mediante mecanismos de capacidad tradicionales, a las tecnologías, como los ciclos combinados de gas o las tecnologías de almacenamiento (baterías eléctricas, bombeo hidráulico, etc.), que ofrecen flexibilidad y permiten

²³ En el momento de preparar este documento se está tramitando el apoyo de la Comisión Europea a una propuesta para poner en marcha un mercado de capacidad en España que incluya a las instalaciones de almacenamiento de energía (Acosta, 2023).

²⁴ La propuesta de diseño de mercado presentada por la Comisión Europea reconoce que los mecanismos de capacidad *market wide* (es decir, en los que participen en igualdad de condiciones generación, demanda y almacenamiento) son una herramienta para incentivar las inversiones en almacenamiento de energía eléctrica. En particular, la Comisión propone (a) fomentar el almacenamiento de acuerdo con las necesidades de flexibilidad identificadas en cada Estado miembro; (b) integrar en el mecanismo de capacidad diferentes tecnologías, lo que permitirá poner en valor los beneficios que el almacenamiento aporta en el corto, medio plazo y en el horizonte estacional, integrando renovables y reduciendo emisiones, más allá de la seguridad de suministro.

que el sistema eléctrico funcione adecuadamente en situaciones en las que la generación de energía renovable de carácter intermitente puede variar en varios miles de MW en unas pocas horas y en las que existen beneficios del almacenamiento en el corto, medio y largo plazo (reducción de vertidos, reducción de emisiones de GEI, mayor capacidad de respuesta del sistema ante desequilibrios estacionales de oferta y demanda...).

Incentivos a las inversiones en tecnologías eléctricas

Finalmente, la última línea de crítica de Fabra (2022a) al actual diseño del mercado eléctrico es que la volatilidad (y el nivel) de los precios de la electricidad dificulta la adopción de nuevas tecnologías eléctricas que permitan acelerar la descarbonización del sector eléctrico y avanzar en la electrificación de parte de los usos finales de la energía.

Sin embargo, en los tres ejemplos que menciona (bombas de calor, vehículos eléctricos o hidrógeno) la variable clave que determina su adopción por parte de los consumidores finales no es necesariamente el precio de la electricidad, sino otros factores como los costes de inversión de estas tecnologías, las barreras al desarrollo de las infraestructuras necesarias (de recarga de vehículos eléctricos, por ejemplo) y la limitada madurez tecnológica de las soluciones (especialmente en el caso del hidrógeno).

En el caso de las bombas de calor y los vehículos eléctricos, las experiencias en distintos países europeos muestran que determinadas políticas de apoyo (p. ej., en el Reino Unido, Países Bajos, Italia, Francia o Alemania –ver HM Government (2023), Wettengel (2023a,b), EHPA (2023)—) han sido eficaces para facilitar su despliegue y adopción. Por otra parte, en el caso del hidrógeno, su despliegue y adopción en determinados sectores industriales se produciría para sustituir tecnologías basadas en la combustión de gas natural u otros hidrocarburos, en usos en los que la electrificación no es posible (p. ej., generación de vapor de media y alta temperatura).

Otros dos factores adicionales que deben tenerse en cuenta son (a) la correlación entre los precios de los distintos productos energéticos y, en particular, entre los precios de la electricidad y el gas natural (i.e., precios elevados de la electricidad no necesariamente implican que las tecnologías eléctricas no sean competitivas respecto de otras opciones tecnológicas); y (b) que los consumidores finales, excepto en casos particulares²⁵, no suelen estar 100% expuestos a los precios *spot* y, en todo caso, disponen de opciones para contratar la energía con esquemas de precios que mitiguen la volatilidad de corto plazo de los precios de la electricidad.

En definitiva, el problema de la adopción de nuevas tecnologías eléctricas está más estrechamente relacionado con los costes de inversión, el marco regulatorio, el despliegue de las infraestructuras y la madurez de las tecnologías que con el diseño del mercado eléctrico o con el mecanismo de formación de los precios de la electricidad.

²⁵ En el caso de España, la exposición al precio *spot* de los consumidores domésticos con la tarifa regulada PVPC debe considerarse una anomalía y un incorrecto diseño de la tarifa. Por otro lado, los consumidores en los sectores comercial e industrial tienen la oportunidad de contratar la energía con esquemas de precios que les protejan frente a la volatilidad del precio *spot*.

3.2.2.2. Principales problemas con la propuesta del Gobierno español

La propuesta de intervención del mercado del Gobierno de España adolece de varios problemas, que se comentan a continuación.

El origen de la crisis energética en Europa no es el diseño del mercado eléctrico

En primer lugar, ignora las conclusiones de la inmensa mayoría de los análisis realizados sobre las causas de la crisis energética en Europa, que indican que ni el diseño del mercado eléctrico ni el mecanismo de formación de los precios fueron los responsables de los elevados niveles de precios de la electricidad desde mediados de 2021. Como indican, entre muchos otros, los reguladores energéticos o la propia Comisión Europea --ver ACER (2022a, 2022b, 2023), European Commission (2023)— las principales causas de la crisis energética fueron la extrema dependencia de importaciones de gas natural de terceros países para abastecer la demanda, la concentración de importaciones en un proveedor como Rusia, la rigidez relativa de la demanda de gas natural en la UE (especialmente en los meses fríos) y la escasez generalizada de oferta de gas natural y GNL en el mercado global, fruto de la rápida aceleración de la economía (especialmente las asiáticas) tras la pandemia del coronavirus y de la ralentización de las inversiones *upstream* en infraestructuras de gas natural en los años previos a la pandemia.

No tiene en cuenta la evidencia empírica sobre los beneficios de la integración de mercados basada en el diseño actual del mercado

El planteamiento del Gobierno de España no tiene en cuenta los beneficios asociados al proceso de integración de mercados nacionales (en marcha desde hace más de dos décadas) y a la construcción del mercado interior de energía basados en el diseño de mercado actual.

Estos beneficios se plasman en la penetración continuada en el mix de generación de nueva capacidad de generación y de energías renovables como la eólica o fotovoltaica (hasta hace relativamente poco tiempo sustentada en esquemas de apoyo debido a sus elevados costes) (ACER, 2022, 2023), incluso en un contexto de caída de los precios medios en los mercados spot de la electricidad antes de la pandemia del coronavirus (European Commission, 2015), una mayor seguridad de suministro que ha permitido evitar situaciones graves en algunos mercados en momentos de fuertes desequilibrios entre oferta y demanda (p. ej., las situaciones vividas en el mercado francés entre finales de 2021 y principios de 2023 como consecuencia de la elevada tasa de indisponibilidad de su parque nuclear – ver Gaulier & Serfaty (2023)), desarrollo gradual de los mercados a plazo (incluyendo instrumentos estándares y nuevos instrumentos como los PPA) o una mayor convergencia de los precios *spot* en todo el continente.

Además de los beneficios en términos de la lucha contra el cambio climático (por el despliegue de tecnologías no emisoras de CO₂) y la competencia (con un contexto de mayor igualdad en los costes energéticos en Europa) y competitividad (inducida por precios de la electricidad a la baja desde la crisis de 2008-2011 hasta 2020), la integración de los mercados eléctricos nacionales europeos en torno a un mismo diseño de mercado ofrece otra fuente de beneficios para los consumidores europeos, al evitar el riesgo de fragmentación de mercados y reducir la posibilidad intervenciones *ad hoc* que generen ventajas competitivas o distorsiones en el funcionamiento del mercado no basadas en el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica.

La situación actual implica un desarrollo incompleto del mercado interior de la energía

El análisis recientemente realizado por la Corte Europea de Auditores (European Court of Auditors, ECA) indica que las estimaciones de los beneficios para los consumidores del acoplamiento de mercados de corto plazo en la UE bajo el diseño actual se situaban en el entorno de 1.000 M€/año antes de la aprobación del Tercer Paquete (ACER, 2013) y podían alcanzar a aproximadamente 34.000 M€/año en 2021 (sin tener en cuenta el comercio transfronterizo de energía) (ACER, 2022, p. 22). Este incremento del beneficio para el consumidor está asociado al mayor volumen de intercambios transfronterizos.

Pese a ello, el desarrollo del mercado interior de la energía y el acoplamiento de mercados eléctricos adyacentes (i.e., la implementación del Tercer Paquete de Energía) no se ha completado aún, en parte debido a la dificultad técnica de armonizar e implementar los códigos de red en toda Europa y a otras cuestiones relacionadas con la gobernanza del proceso, la evaluación de impactos, etc. (ECA, 2023).

Existe, por tanto, un potencial elevado de mejora de los beneficios asociados a completar la integración del mercado europeo tomando como base el diseño del mercado eléctrico vigente.

La apreciación de que el Tercer Paquete de Energía aún no ha sido desarrollado en su totalidad o se está implementando de forma asimétrica en distintos Estados miembros es otra de las conclusiones del documento de trabajo (*staff working document*) que acompaña a las propuestas de Reglamentos presentadas por la Comisión Europea (European Commission, 2023a).

La propuesta se basa en una visión sobre el funcionamiento de los mercados competitivos que no está en línea con el consenso entre reguladores y la comunidad académica

La propuesta del Gobierno de España se basa en un entendimiento de cómo funcionan los “mercados marginalistas” alejado de las visiones de consenso mayoritariamente aceptadas entre reguladores y en la comunidad académica.

Sobre los mercados marginalistas

En primer lugar, debe mencionarse que todos los mercados son “marginalistas” (*pay-as-clear*). En todos ellos, la casación de la oferta y la demanda implica el despacho eficiente de las centrales de generación disponibles (i.e., se cubre la demanda al mínimo coste). Esto ocurre cuando se igualan el coste marginal de producción y la disponibilidad a pagar por el bien o servicio, que determina la referencia de precios en el mercado, lo que implica la mejor asignación posible de los recursos (producen las unidades con menores costes y consumen aquellas que valoran más el consumo del bien). La evidencia y los análisis disponibles sugieren que mecanismos alternativos de fijación de precio (p. ej., sistemas *pay-as-bid*) no son superiores al sistema *pay-as-clear* y dan lugar a resultados esencialmente similares y, en muchas circunstancias, menos preferibles (Pototschnig et al., 2022).

La visión del Gobierno de España sobre el funcionamiento del mercado mayorista implica, implícitamente, que el precio *spot* es el principal determinante del precio medio de la generación vendida por los generadores a los comercializadores. En la práctica, el precio medio al que venden energía los generadores depende de las carteras de contratos que tengan en cada momento y reflejarán una media ponderada de contratos bilaterales con distintos precios y con energía vendida en distintos plazos y de energía vendida en el mercado *spot* sin cobertura (que supone un porcentaje relativamente bajo del total). En la práctica, por tanto, el precio medio en el mercado de contratos

bilaterales no tiene por qué reflejar los costes del generador marginal en el mercado *spot*, sino que tenderá a reflejar el coste medio de generación más una prima que permita alcanzar una rentabilidad que, en un mercado competitivo, estará en línea con el coste de capital (WACC o coste medio ponderado) de la actividad de generación.

Relación entre mercado spot y mercados a plazo

La propuesta del Gobierno de España no tiene en cuenta la relación entre los precios spot y los precios a plazo en un mercado liberalizado y el impacto de la liquidez sobre la eficiencia de las señales económicas.

En un mercado mayorista no intervenido, los agentes que operan en él utilizan los mercados de corto plazo para ajustar las posiciones de sus carteras, que incluyen múltiples contratos de compra y venta de energía en distintos plazos y adquiridos a través de distintos canales (mercados organizados, contratación bilateral, contratación a través de *brokers*, etc.). En general, el porcentaje de energía que se intercambia en el mercado de corto plazo sin tener una cobertura es relativamente bajo. Pero la señal de precios que genera la interacción entre la demanda y la oferta de ajuste en el muy corto plazo es un buen indicador de la escasez de generación en cada momento. Precios spot elevados pueden señalar la existencia de oportunidades para determinadas tecnologías (p. ej., las más flexibles, con capacidad para responder a desequilibrios entre demanda y oferta en el muy corto plazo) y, de esta manera, fomentan decisiones eficientes de inversión.

Los precios a plazo, a su vez, reflejan las expectativas sobre cómo se equilibrará el sistema eléctrico en el muy corto plazo en los distintos horizontes temporales futuros. Entre los determinantes de los precios a plazo se incluyen factores de demanda (actividad económica, temperaturas, etc.) y de oferta (disponibilidad del parque de generación, meteorología, precios de los combustibles, etc.). Si existe escasez de generación estructural en el sistema eléctrico en determinados momentos, se reflejará tanto en los precios spot como en los precios a plazo. Por el contrario, si un sistema eléctrico está adecuadamente abastecido, situaciones puntuales de precios spot muy elevados (debidas a circunstancias concretas puntuales) no tienen por qué trasladarse necesariamente a los precios a plazo, que reflejarán las expectativas sobre cómo se ajustarán la oferta y la demanda en cada momento en función de múltiples variables.

Una condición necesaria para que las señales de precios spot y a plazo sean eficientes es que los intercambios de energía en los distintos horizontes temporales estén inducidos por necesidades reales de los agentes (en sus intentos de optimizar el valor de sus carteras de contratos) y no por obligaciones regulatorias o inducidos por normativas que distorsionen sus decisiones de compraventa de activos.

La regulación de los ingresos de la mayor parte de la generación mediante contratos a plazo reducirá la liquidez (entendida como la interacción de necesidades de intercambios entre oferentes y demandantes) tanto en el mercado spot como en los mercados a plazo. Sin ella, no se generarán señales de precios a plazo que reflejen el equilibrio entre la oferta y la demanda y las necesidades del sistema a medio plazo y se distorsionarán los incentivos que perciben los inversores en nueva capacidad.

Beneficios normales, beneficios extraordinarios y "*windfall profits*"

Los ingresos inframarginales (en exceso de los costes variables) de las tecnologías que no marcan el precio de equilibrio permiten cubrir los costes fijos (*capex* y otros costes fijos de operación) de las

centrales de generación (Arnedillo, 2007, 2009; Fernández Gómez, 2009, 2020). En una situación de equilibrio y a lo largo de la vida útil de la instalación, estos ingresos darán lugar a beneficios normales (i.e., consistentes con el coste de capital de la actividad).

En algunas situaciones, los beneficios de determinadas centrales de generación pueden ser extraordinarios (por encima de los beneficios normales) si su eficiencia operativa es superior a la de otras competidoras o si disfrutaban de ventajas competitivas por ubicación, entrada en el mercado antes que otros agentes, etc. Sin embargo, pese a generar potenciales rentabilidades por encima del coste de capital de la actividad, no deben considerarse este tipo de beneficios como ilegítimos o “caídos del cielo”.

Los beneficios extraordinarios actúan como señales de los mercados competitivos que permiten a los agentes e inversores identificar qué tecnologías son más rentables y pueden incrementar el bienestar social dados el mix de generación existente, el comportamiento de la demanda y la configuración de las infraestructuras energéticas (redes, etc.). De esta manera, incentivan la inversión en nueva capacidad de generación allí donde dará lugar a un mayor beneficio para el sistema eléctrico, tanto desde el punto de vista de la operación como desde el punto de vista del bienestar de los consumidores.

Los “*windfall profits*”, por su parte, son beneficios por encima de los beneficios extraordinarios descritos en el párrafo anterior y derivados de circunstancias singulares, inesperadas e imprevisibles que pueden dar lugar a rentabilidades del capital invertido muy por encima de las observadas en el mercado. Únicamente en casos muy concretos tiene sentido económico y regulatorio y es deseable intervenir este tipo de beneficios, debido a los problemas que existen con (1) la identificación sin lugar a dudas de los mismos; (2) su medición o valoración²⁶; y (3) la necesidad, por coherencia regulatoria y de diseño del mercado, de intervenir los “*windfall losses*” (Fernández Gómez, 2009). En general, las dificultades mencionadas anteriormente suponen que el coste de intervención de los “*windfall profits*” ligado a la incertidumbre regulatoria y la distorsión de las señales de operación e inversión es muy superior a los potenciales beneficios derivados del impacto de corto plazo sobre los costes energéticos para los consumidores.

La situación creada tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia puede cumplir con las condiciones que determinan “beneficios caídos del cielo”, como reconocían tanto reguladores como asociaciones y empresas energéticas. Sin embargo, la dificultad de identificar y valorar correctamente los “*windfall profits*” genera un riesgo elevado de intervenciones que, a medio y largo plazo, perjudiquen a los consumidores al distorsionar las señales del mercado que inducen decisiones eficientes de operación de activos, consumo de energía e inversión.

Las condiciones que impuso la Comisión Europea para intervenir los “*windfall profits*” derivados de la guerra de Ucrania eran muy estrictas y tenían en cuenta que (1) la intervención debía ser temporal; y (2) los ingresos intervenidos no debían incluir los mayores ingresos ligados a incrementos de precios asociados al funcionamiento normal de los mercados con anterioridad a la invasión de Ucrania (European Commission, 2022b,c).

²⁶ Por ejemplo, en puridad, solo puede hablarse de rentabilidades muy por encima de las observadas en el mercado si se tiene en cuenta toda la vida útil de los activos. En activos como las centrales de generación de energía eléctrica, que operan en contextos de mercado con elevada volatilidad de precios, se alternarán periodos de operación con beneficios temporales elevados con otros periodos de beneficios más bajos.

Poder de mercado, contestabilidad y competencia en mercados eléctricos mayoristas

Los mercados oligopolísticos (o en los que existen agentes con poder de mercado) pueden ser competitivos siempre que sean “contestables”. Esto implica que la amenaza de entrada de nuevos competidores, nueva capacidad de generación o nuevas tecnologías –aunque no necesariamente la entrada en sí-- dará lugar a un comportamiento competitivo por parte de los agentes incumbentes.

Por otro lado, no existe evidencia, salvo casos puntuales, de un comportamiento sistemáticamente anticompetitivo de los generadores que operan en el mercado mayorista, aunque dispongan de poder de mercado. Con sus limitaciones, la aplicación del Reglamento REMIT ha incrementado el nivel y la profundidad de la supervisión del comportamiento del mercado eléctrico en toda la UE, sin que las evaluaciones realizadas permitan concluir que el mercado no funciona de forma competitiva (European Commission, 2023a).

En la propuesta del Gobierno de España se asume que hay “tecnologías no contestables”, pero este supuesto está sujeto a varias críticas. En primer lugar, el concepto de contestabilidad tiene sentido cuando se aplica al mercado en conjunto, ya que el producto generado por las distintas tecnologías (un MWh generado o un MW disponible en un momento determinado en el tiempo es igual para todas las tecnologías). Aplicar la idea de contestabilidad a tecnologías concretas o unidades concretas de generación podría llevar a la conclusión absurda de que en ningún mercado existe contestabilidad, porque todos los activos tienen algunas características no contestables (p. ej., su ubicación). Este argumento puede aplicarse a todos los mercados, no únicamente al eléctrico.

Por otro lado, no existen, en realidad, tecnologías en el mercado español que no puedan replicarse. Por ejemplo, en contra de la creencia popular, no existe ninguna prohibición o barrera legal al desarrollo de nuevas instalaciones nucleares o hidráulicas, por lo que pueden considerarse, en teoría, tecnologías contestables. En el caso de la capacidad hidráulica, existen iniciativas en marcha para incrementar la potencia instalada de centrales de bombeo puro y otras unidades con capacidad de embalse (Esteller, 2022).

Evolución de los precios spot e insuficiencia de ingresos

Un problema adicional con la propuesta del Gobierno de España es que centra las medidas en el objetivo de reducir los ingresos excesivos de los generadores inframarginales.

Esta visión, que asumía que la situación generada tras la invasión de Ucrania tenía un componente estructural, no está alineada con el diagnóstico, aceptado de forma generalizada desde hace tiempo –ver, por ejemplo, Comisión Europea (2015), ACER (2022b)— de que uno de los principales problemas del diseño de mercado actual es el potencial problema de insuficiencia de ingresos para distintas tecnologías a medida que aumente la penetración de energías renovables no gestionables en el sistema eléctrico.

El incremento de la generación eólica y fotovoltaica tenderá a (1) reducir el precio medio del sistema, *ceteris paribus*; (2) incrementar la volatilidad de los precios horarios; (3) reducir o llevar a cero (o a valores negativos, donde eso sea posible) los precios horarios en momentos del día en los que la generación renovable no gestionable (fotovoltaica y eólica) cubran toda la demanda residual (neta de la generación no modulable en el muy corto plazo, como la nuclear); (4) incrementar los precios en las horas punta.

El cambio en los niveles, la volatilidad y los perfiles de precios en el muy corto plazo modifica la forma en que recuperan los costes las distintas tecnologías. Las instalaciones de energías renovables

de carácter intermitente que venden su energía en el mercado spot, por ejemplo, en momentos del día con precios bajos deberán cambiar su estrategia de mercado (p. ej., vendiendo una parte de la energía a plazo) para poder garantizar unos ingresos que cubran sus costes.

Por otro lado, las centrales convencionales que tradicionalmente aportan flexibilidad (i.e., los ciclos combinados), pueden enfrentarse a una situación con mayores precios en las horas punta, pero menores horas de funcionamiento. Si los precios no aumentan lo suficiente en las horas en que funcionan (p. ej., porque no exista un mecanismo de precios de escasez o “*scarcity pricing*” –ver Fernández Gómez (2020)-), podrían no recuperar todos los costes.

Un problema distinto y que no indica necesariamente la existencia de problemas con el diseño del mercado eléctrico es cómo afectará la evolución de los precios spot de la electricidad (y, en particular, el cambio en el perfil de los precios horarios) a la viabilidad económica de distintas tecnologías y fuentes de flexibilidad.

El mercado español está sujeto a múltiples intervenciones

Un problema adicional con la propuesta española es que se basa en el supuesto de que los mercados eléctricos liberalizados no funcionan adecuadamente. Sin embargo, como se comentó con anterioridad, aún no se ha completado el desarrollo del mercado eléctrico en áreas como el acoplamiento de mercados adyacentes (incluyendo los servicios complementarios y de ajuste en el muy corto plazo), el desarrollo e integración de recursos flexibles (p. ej., gestión de la demanda) en los mercados, el desarrollo de redes inteligentes o el desarrollo y crecimiento de los mercados a plazo. Al margen de esto, la evolución de los mercados eléctricos mayoristas europeos en los últimos años y el análisis detallado de su funcionamiento por parte de ACER sugiere un funcionamiento correcto de los mercados de corto plazo (ACER, 2023a), aunque existe margen de mejora en áreas como los mercados a plazo o los mercados de ajuste.

Por otro lado, debe tenerse en cuenta que existen múltiples intervenciones en los mercados mayoristas y minoristas que limitan la eficiencia del mercado eléctrico al generar trabas a la interacción libre entre la demanda y la oferta de energía. En el caso de España, por ejemplo, en la actualidad se están aplicando distintas normas que regulan los ingresos de los generadores (p. ej., techo de 67 €/MWh sobre los ingresos de las tecnologías inframarginales y “tope del gas”, por ejemplo –ver Fernández Gómez (2022a,b)–) que, junto con otras intervenciones (como la regulación de los ingresos de las instalaciones de cogeneración, renovables y residuos) o determinados impuestos y cargos, influyen significativamente en los resultados del mercado. No puede argumentarse, por tanto, que el despacho de la generación y los precios del mercado se determinen en el marco de un mercado eléctrico liberalizado y sin intervenciones.

Las normas que afectan al mercado minorista también son determinantes relevantes de la eficiencia global del mercado eléctrico, pues el comportamiento de los agentes en el mercado minorista tiene impacto sobre el funcionamiento del mercado mayorista (modificando, por ejemplo, la presión competitiva y el poder de negociación de la demanda en conjunto).

En España, una de las principales fuentes de distorsión del mercado eléctrico en conjunto durante 2021 y 2022 ha sido el impacto de la tarifa regulada PVPC, tanto por la indexación del término de energía al precio spot como por el elevado número de consumidores finales que se acogían a la misma. Esta circunstancia, única en Europa, ha tenido como consecuencia que una parte muy importante de los consumidores más pequeños (la mayoría de los cuales no pueden considerarse

consumidores vulnerables²⁷) consumieron energía en una fase de mercado excepcional a precios más elevados que en una situación en la que la tarifa regulada hubiera estado diseñada para ofrecer precios más estables a los consumidores más pequeños y vulnerables.

El impacto negativo de este diseño de la tarifa integral sobre la volatilidad de los costes energéticos de los consumidores más pequeños, conocido por el Gobierno de España y por la Comisión Europea (que instó a éste a modificarlo) no fue corregido hasta junio de 2023 (MITECO, 2023c), cuando la peor fase de la crisis de precios energéticos ya se había dejado atrás.

Por otro lado, los laxos requisitos de elegibilidad para acogerse a esta tarifa y el hecho de que los precios spot se situaron a menudo por debajo de los precios a plazo (referencias para los contratos minoristas en el mercado libre) hizo que el número de consumidores acogidos a esta tarifa han llegado a superar los 11 millones (Fernández Gómez, 2022b). Debido al componente de *pass through* de los costes de la energía en la tarifa PVPC, las comercializadoras de último recurso que, por normativa, suministran energía a los consumidores acogidos a esta tarifa regulada, operan en los mercados con incentivos distintos a los que tienen las comercializadoras en el mercado libre. Entre otras cosas, no tienen incentivos claros a operar en los mercados a plazo, reduciendo de esta manera la liquidez de los mismos. En definitiva, las reglas que determinan la competencia en el mercado minorista (p. ej., en lo relativo a tarifas reguladas) pueden tener un efecto muy significativo sobre el funcionamiento del mercado mayorista, tanto en términos de su nivel de competencia como en términos de la liquidez en los distintos nodos temporales.

No se tienen en cuenta los problemas derivados de la intervención de los mercados y la ineficiencia de los esquemas regulados

Finalmente, la propuesta española tampoco tiene en cuenta que los mercados eléctricos regulados generan ineficiencias que los sitúan como soluciones inferiores a los mercados liberalizados, pese a las dificultades en la implementación de estos últimos.

²⁷ El Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, establece que se considerará consumidor/a vulnerable a un/a consumidor/a titular del contrato de electricidad de su vivienda habitual que cumpla alguno de los tres requisitos siguientes: (a) un nivel de renta 1,5 veces inferior al Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM) con 14 pagas, para una persona, más 0,3 x IPREM por cada persona mayor de edad adicional y 0,5 x IPREM por cada menor de edad; (b) cuando el/la consumidor/a disponga de un título de familia numerosa en vigor; (c) si el titular o, si existe unidad familiar de convivencia, todos los miembros de la unidad familiar de convivencia que tengan ingresos, son pensionistas del Sistema de la Seguridad Social, por jubilación o incapacidad permanente, siempre que perciban la cuantía mínima vigente en cada momento para estas clases de pensión y no perciban otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros; (d) cuando el titular del punto de suministro o algún miembro de la unidad de convivencia sea receptor del Ingreso Mínimo Vital. Ver MITERD (s.f.). Consumidores vulnerables severos son aquellos con un nivel de renta igual o inferior a 6.300 €/año cuando no existe unidad de convivencia (una persona sola) o, cuando exista unidad de convivencia, si la renta anual es inferior o igual al 50% del umbral establecido para el consumidor vulnerable.

Como referencia de la magnitud del conjunto de consumidores vulnerables, en abril de 2023 había 106.613 pensionistas, 376.120 familias numerosas y 8.224 perceptores del Ingreso Mínimo Vital acogidos al bono social (por lo que cumplen con el criterio de consumidores vulnerables) (El Periódico de la Energía, 2023).

Así, múltiples autores y análisis académicos²⁸ indican que la regulación de precios y cantidades en el mercado mayorista y la regulación del mercado minorista a través de tarifas integrales con una amplia tasa de cobertura tienen efectos negativos sobre el funcionamiento del mercado, dando lugar a equilibrios inferiores en términos de bienestar social, debido a: (1) la destrucción de la competencia en los mercados mayorista y minorista; (2) la distorsión de las señales de precios, que reduce la eficiencia de las decisiones de operación, consumo e inversión; (3) la reducción y el empeoramiento de la liquidez en los mercados spot y a plazo; (4) la dificultad de implementación de esquemas de planificación del sistema y de fijación de costes reconocidos (por asimetría de información y falta de recursos de las entidades de regulación); (5) el incremento de la incertidumbre para los inversores debido a la arbitrariedad, el efecto de “captura regulatoria” y la retroactividad de muchas decisiones de las autoridades regulatorias y legisladoras dirigidas por una visión de corto plazo o por objetivos de carácter político o de otra naturaleza.

3.2.3. El Real Decreto-ley 8/2023

En diciembre de 2023 el Consejo de Ministros del Gobierno de España aprobó el Real Decreto-ley 8/2023, que prorrogaba diversas medidas de protección de los consumidores aprobadas como consecuencia de la invasión de Ucrania por parte de Rusia. Entre ellas, destacan las siguientes (MITECO, 2023d):

- prohibición de cortar los suministros básicos de luz, agua y gas a los consumidores vulnerables en caso de impago;
- extensión de las tres categorías de consumidores vulnerables perceptores del bono social eléctrico y los descuentos del 40%, 65% y 80%.
- prórroga del límite al crecimiento de la tarifa regulada de gas (TUR), la existencia de la TUR específica para las comunidades de vecinos y el precio máximo de la bombona de butano de 19,55 euros;
- fiscalidad reducida para la electricidad, el gas natural y los combustibles de biomasa empleados para la calefacción;
- mantenimiento de los cargos del sistema eléctrico en los niveles actuales, un 55% por debajo de los niveles previos a la guerra; y
- prórroga del descuento del 80% en los peajes de las empresas electrointensivas.

Además, vuelve a aplicarse el IVPEE (impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica), fijándose un tipo de 2,5% (frente al 7% anterior a su suspensión tras la invasión de Ucrania), se mantiene la extensión del periodo para desarrollar proyectos renovables (hasta 8 años), se fija el IVA sobre la electricidad en el 10% (frente al 5% en 2023 y al 21% antes de la crisis) y no se prorroga el Real Decreto-ley 17/2021, que limitaba el ingreso de los contratos bilaterales a 67 €/MWh (afectando fundamentalmente a la generación nuclear, hidroeléctrica y a parte de la renovable).

²⁸ Ver, por ejemplo, Galal et al. (1994), Newbery & Pollitt (1997), de Vries & Hakvoort (2004), Newbery (2006, 2018), Joskow (2006, 2008), Pollitt (2012), Owen (2014), Hyland (2015), Amenta et al. (2022).

Por otro lado, a principios de 2024 entró en vigor la nueva metodología de cálculo del precio regulado PVPC, que indexa parcialmente dicha tarifa a los precios del mercado a plazo, con un peso de estos en la tarifa del 25% en 2024, 40% en 2025 y 55% en 2026²⁹.

Finalmente, se prorroga, hasta el final de 2024, el gravamen a los beneficios extraordinarios de operadores en el sector financiero y el sector energético.

3.3. Propuesta de la Comisión Europea (marzo 2023)

3.3.1. Antecedentes

Como se explicó anteriormente, el Consejo Europeo de septiembre de 2022 dio el mandato a la Comisión Europea de presentar una propuesta de reforma del diseño del mercado eléctrico para su discusión en el ámbito del trío entre Consejo Europeo, Comisión Europea y Parlamento Europeo³⁰.

En enero de 2023, unos pocos días después de que el Gobierno de España hiciera pública los elementos de su propuesta, descritos y analizados en la Sección 3.2., la Comisión Europea puso en marcha una consulta pública (European Commission, 2023b) sobre la reforma del diseño del mercado de la electricidad de la Unión Europea, con el triple objetivo de (1) proteger mejor a los consumidores frente a la excesiva volatilidad de los precios, (2) facilitar el acceso a una energía segura procedente de fuentes limpias y (3) aumentar la resiliencia del mercado.

La consulta se centró en cuatro cuestiones/objetivos: (a) reducir la dependencia de las facturas de electricidad del precio a corto plazo de los combustibles fósiles e impulsar el despliegue de las energías renovables; (b) mejorar el funcionamiento del mercado para garantizar la seguridad del suministro y utilizar alternativas al gas natural, como el almacenamiento o la respuesta de la demanda; (c) reforzar la protección y el empoderamiento de los consumidores; y (d) mejorar la transparencia, la vigilancia y la integridad del mercado.

Tras analizar más de 1.350 respuestas recibidas (de ciudadanos y ciudadanas, empresas, asociaciones empresariales, autoridades regulatorias, ONGs, instituciones de investigación, organizaciones de consumidores y sindicatos y otras entidades) la Comisión Europea presentó su propuesta para discusión el 14 de marzo de 2023.

Formalmente, la Comisión Europea presenta dos Propuestas de Reglamentos (European Commission, 2023c,d) que revisan cinco piezas legislativas:

- Reglamento de Electricidad (UE) 2019/943;
- Directiva de Electricidad (UE) 2019/944;

²⁹ La tarifa vigente desde el 1 de enero de 2024 incluyó como precio ponderado a plazo un precio calculado como la media diaria de las cotizaciones desde 1 de julio de 2023 (i.e., los seis meses anteriores) de los siguientes contratos: anual (54% de peso), primer trimestre de 2024 (36%), enero 2024 (10%).

³⁰ La reforma del diseño del mercado fue anunciada por la presidenta Von der Leyen en el discurso sobre el estado de la Unión Europea (septiembre de 2022) y se incluyó en el programa de trabajo de la Comisión para 2023. La comisaria de Energía, Kadri Simson, presentó a los ministros las líneas generales de la propuesta en la que estaba trabajando la Comisión Europea en el Consejo de Energía del 19 de diciembre de 2022.

- Reglamento de ACER (UE) 2019/942;
- Directiva de Energías Renovables (UE) 2018/2001;
- Reglamento sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de energía (REMIT) (UE) No 1227/2011.

La Tabla 3.3 resume el alcance y objetivos de las propuestas de reforma del diseño del mercado eléctrico y del Reglamento REMIT.

Tabla 3.3 Alcance y objetivo de las propuestas de Reglamentos sobre REMIT y sobre la mejora del diseño del mercado mayorista de electricidad

	Propuesta de Reglamento para mejorar la protección de la Unión Europea frente a la manipulación del mercado en el mercado mayorista de electricidad COM(2023)147	Propuesta de Reglamento para mejorar el diseño del mercado de electricidad en la UE COM(2023)148
Alcance de la revisión	<ul style="list-style-type: none"> • Reglamento (UE) No 1227/2011 (REMIT) • Reglamento (UE) 2019/942 (ACER) 	<ul style="list-style-type: none"> • Reglamento (UE) 2019/943 (Electricidad) • Directiva (UE) 2019/944 (Electricidad) • Reglamento (UE) 2019/942 (ACER) • Directiva (UE) 2018/2001 (RED II)
Objetivos de la revisión	<ul style="list-style-type: none"> • Competencias de autorización y supervisión a ACER en relación con las plataformas de información privilegiada y mecanismos de información registrados • Centralizar la recogida de operaciones u órdenes sospechosas en ACER y dar a ACER la capacidad de supervisar a las personas que organizan transacciones profesionalmente • Facultades complementarias a ACER para investigar posibles casos transfronterizos de abuso de mercado y aplicar sanciones 	<ul style="list-style-type: none"> • Facilitar los mercados a plazo • Definir <i>hubs</i> virtuales para la negociación en los mercados a plazo. • Facilitar soluciones de flexibilidad, en particular respuesta de la demanda • Garantizar niveles de cobertura adecuados de los suministradores y normas equitativas para los suministradores de último recurso. • Derecho al uso compartido de energía

Fuente: European Parliament (2023e) (traducción propia).

3.3.2. Principales elementos de la propuesta y valoración general

La Tabla 3.4 describe los elementos más significativos de la propuesta de la Comisión Europea, organizados en torno a tres bloques:

- protección de los consumidores;
- estabilidad y predictibilidad del coste de la energía; y
- fomento de las inversiones en energía renovable y flexibilidad.

En general, la propuesta de la Comisión Europea está muy alineada con las recomendaciones ACER en su informe de evaluación sobre el funcionamiento de los mercados mayoristas de electricidad y publicado en abril de 2022 (ACER, 2022b).

Tabla 3.4 Principales cambios respecto del diseño vigente en la propuesta de la Comisión Europea de marzo de 2023

Protección de los consumidores
<ul style="list-style-type: none"> • Garantizar el derecho de los consumidores a recibir ofertas de contratos a precio fijo (al menos de un 1 año de duración y con cualquier comercializador con más de 200.000 clientes); derecho a múltiples contratos; mejor información contractual. • Establecimiento de precios regulados (por debajo de costes) en situaciones de “crisis de precios eléctricos” (aplicables a hogares y pymes, con límites al consumo cubierto) (criterios para definir “crisis”: niveles de precios x2,5, cambios en los precios 70% y efecto sobre toda la economía). • Desarrollo y establecimiento de los comercializadores de último recurso en todos los Estados miembros de la UE. • Prohibición de desconexión de consumidores vulnerables. • Posibilidad de establecer obligaciones de cobertura a los comercializadores. • Desarrollo de esquemas de compartición de energía renovable (“energy sharing”) entre consumidores activos dentro de un área de oferta o mercado (<i>bidding zone</i>) sin necesidad de crear comunidades energéticas (hogares, pymes, AAPP).
Estabilidad y predictibilidad del coste de la energía
<ul style="list-style-type: none"> • Impulso de PPA renovables (privados): garantizar el despliegue de estos instrumentos de gestión del riesgo de contrapartida (p. ej., esquemas de garantías a precios de mercado) en transacciones privadas. • Desarrollo de contratos por diferencias (CpD) (mediante subastas y con cobertura pública del riesgo de contrapartida): voluntarios, con precio mínimo y máximo, para nuevas inversiones en generación inframarginal baja en carbono o no fósil (eólica, solar, geotérmica, hidráulica fluyente y nuclear), incluyendo <i>repowering</i>, ampliaciones de instalaciones y extensiones de vida útil; ingresos por encima del “<i>strike price</i>” (precio máximo) distribuidos a toda la demanda. • Fomento de la liquidez del mercado a plazo a través del desarrollo de hubs regionales: obligación de los operadores de sistema de ofrecer derechos financieros de transporte (con duración superior a 1 año) a través de una plataforma centralizada; posibilidad de establecer obligaciones de “<i>market making</i>”. • Posibilidad de que los TSOs ofrezcan un producto demanda pico (“peak shaving product”) de corto plazo para la gestión de la demanda. • Mayor capacidad de ACER para monitorizar los mercados mayoristas (actualización del Reglamento REMIT).
Impulso de inversiones en renovables y flexibilidad
<ul style="list-style-type: none"> • Fomento de instrumentos de contratación a plazo (PPA y CpD). • Mecanismos de apoyo para nuevas inversiones en almacenamiento y gestión de la demanda (dentro del esquema de mecanismos de capacidad, si existe en el Estado miembro, o bien a través de un mecanismo específico), con objetivos nacionales de capacidad flexible. • Las tarifas de acceso a las redes deben tener en cuenta los <i>opex</i> y <i>capex</i> de los operadores de sistema para incentivar la demanda de flexibilidad • Mayor transparencia sobre la capacidad disponible en las redes de transporte y distribución. • Avanzar en el desarrollo de los mercados de muy corto plazo: “<i>gate closure</i>” a minutos del tiempo real (despacho); compartición de “<i>order books</i>” (dentro de una zona de oferta, cuando las capacidades entre zonas sean cero o después del cierre del mercado intradiario); reducción del tamaño mínimo de oferta (a 100 kW). • Mayor transparencia e información sobre el proceso de conexión a las redes.

Fuente: elaboración propia a partir de European Commission (2023c,d).

En concreto, ACER indica en su página web al presentar su informe de evaluación de abril de 2022 que:

"...considera que, si bien merece la pena mantener el diseño actual del mercado de electricidad, introducir algunas mejoras será fundamental para que pueda hacer frente a importantes retos, entre ellos:

- *Hacer que los mercados de electricidad de corto plazo funcionen mejor en todas partes.*
- *Impulsar la transición energética a través de mercados eficientes de largo plazo.*
- *Aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico.*
- *Proteger a los consumidores frente a una volatilidad excesiva, abordando al mismo tiempo las inevitables compensaciones.*
- *Eliminar las barreras no relacionadas con el mercado y los obstáculos políticos.*
- *Prepararse para futuros precios altos de la energía en "tiempos de paz"; siendo muy prudentes en relación con intervenciones en los mercados mayoristas en "tiempos de guerra"..." (ACER, 2022b).*

Las líneas generales de reforma del diseño del mercado incluidas en la propuesta de la Comisión Europea, por tanto, recogen una gran parte de las 13 propuestas de mejora del diseño del mercado mayorista de electricidad presentadas por ACER en abril de 2022 (ver la Figura 2.2).

3.3.3. Análisis de los principales elementos de la propuesta

En esta sección analizamos los principales elementos de la propuesta de la Comisión Europea. Para cada uno de ellos se describe primero el contenido de la propuesta, para posteriormente presentar una valoración del mismo.

3.3.3.1. Instrumentos de contratación a plazo

Propuesta de la Comisión Europea

Un funcionamiento adecuado del mercado a plazo es esencial para el desempeño eficiente del conjunto mercado eléctrico, de tal manera que ofrezca a los consumidores los beneficios esperados en términos de un suministro de energía asequible, medioambientalmente sostenible y seguro.

Por funcionamiento adecuado entendemos un nivel de competencia adecuado, liquidez y profundidad en distintos nodos temporales y la existencia y disponibilidad de una variedad de instrumentos de contratación que permita a los distintos agentes que participan en el mercado optimizar sus carteras energéticas en función de sus preferencias por el riesgo y otros factores (mix de activos en la cartera energética, por ejemplo).

La propuesta de la Comisión Europea incluye la promoción de dos tipos de contratos a plazo adicionales a los existentes (contratos por diferencias con liquidación financiera, futuros y forwards compensados en cámaras de compensación, contratos bilaterales físicos y/o financieros, etc.):

contratos por diferencias bidireccionales o “two-sided”³¹ y PPA asignados en subastas para nueva generación renovable y nuclear.

Contratos por diferencias (CpD)

Los CpD propuestos por la Comisión Europea tienen como principal objetivo fomentar las inversiones en energías renovables o con bajas o nulas emisiones (p. ej., energía nuclear)³², reduciendo el riesgo de contrapartida al participar como parte compradora de los contratos una entidad pública (o respaldada por el Estado).

Al contar con la cobertura de fondos públicos, se reduce significativamente el riesgo que asumen los vendedores de energía renovable (i.e., los inversores en nueva capacidad) con los contratos a plazo habituales, ligado a situaciones de impago, desaparición de alguna de las contrapartes y otras contingencias que pueden impedir la ejecución del contrato.

Al reducirse el riesgo de contrapartida en contratos de larga duración (previsiblemente más de 5 años), los CpD se convierten en un mecanismo que incrementa el atractivo de inversiones en nueva capacidad inframarginal “baja en emisiones”, facilitando la cobertura del riesgo de mercado de los vendedores de energía en horizontes temporales en los que no existe liquidez en los mercados a plazo en la actualidad³³.

Los CpD tienen un efecto de cobertura del riesgo de mercado similar al de los forwards, futuros o PPA y, de facto, establecen un precio de liquidación fijo³⁴ para ambas partes del contrato. La Figura 3.3 muestra los flujos de liquidación de un contrato por diferencias.

Cuando el precio spot (horario o diario, en función de cómo se defina el contrato) se sitúa por debajo del *strike price* o precio del contrato, el comprador del contrato (entidad pública que gestiona los CpD) debe “pagar” la diferencia (áreas de color beige) al vendedor del contrato (titular de la instalación de energía renovable). Cuando se sitúa por encima (áreas de color azul), el vendedor paga al comprador la diferencia.

Las diferencias en la práctica con otros contratos a plazo se encuentran en aspectos como (1) las contrapartes del contrato, (2) el mecanismo concreto de liquidación, (3) la gestión del riesgo de contrapartida en caso de contingencias...

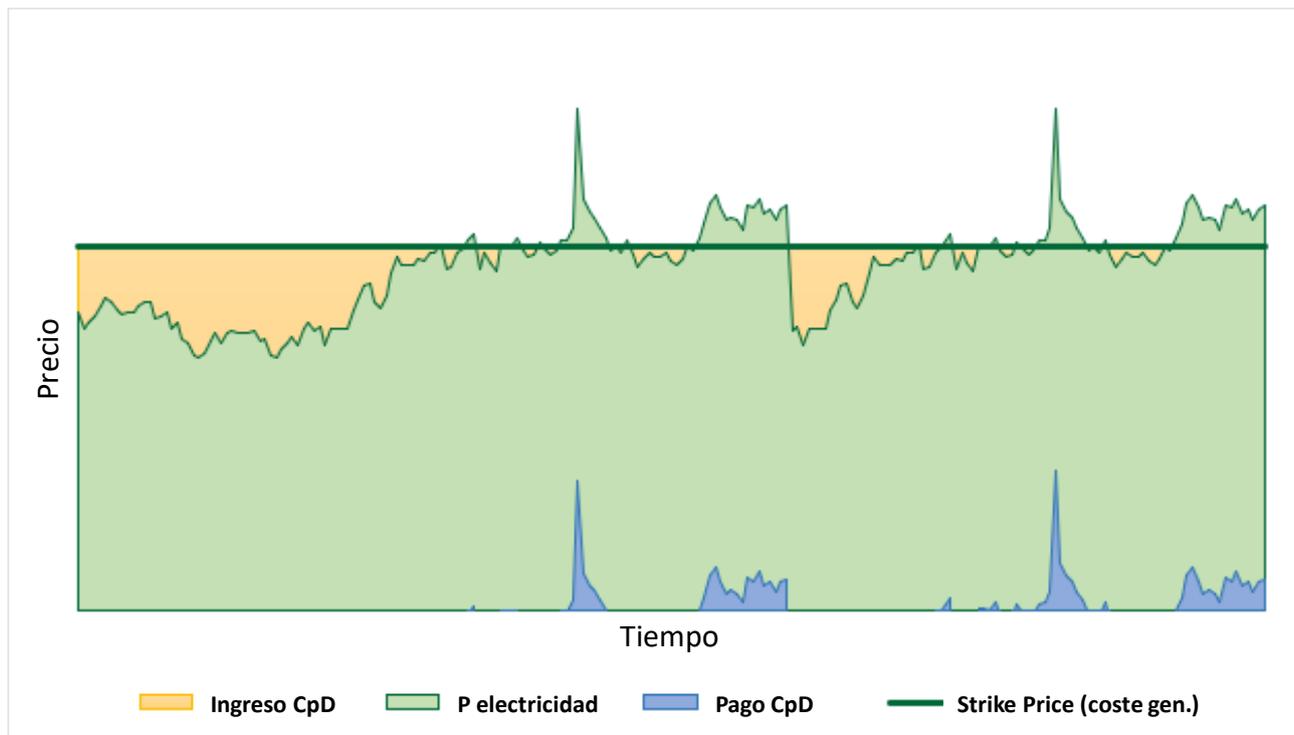
La propuesta de la Comisión Europea encajaría, a grandes rasgos, con el modelo británico de “comprador único” en el que una empresa pública (en el caso del Reino Unido, Low Carbon Contracts Company, LCCC) es contraparte de contratos CpD de dos lados.

³¹ Los contratos por diferencias “de dos lados” o “two-sided” fijan un suelo y un techo a los ingresos que pagan/reciben las partes del contrato.

³² La discusión política sobre CpD en el Consejo Europeo se centró, en parte, en el alcance de la aplicación de este tipo de contratos y, en particular, si pueden ofrecer coberturas a activos existentes, como las centrales nucleares (Taylor, 2023).

³³ En el mercado español, por ejemplo, y más allá de los PPA bilaterales, existe liquidez en contratos estándares en horizontes de hasta unos 2 años.

³⁴ En teoría, se podrían estructurar CpD con distintos tramos de precios fijos.

Figura 3.3 Ilustración de los flujos de liquidación de un CpD

Fuente: LG Energy Group (2022).

Los CpD no están exentos de generar diversos riesgos e impactos en el mercado. Entre ellos, pueden citarse los siguientes retos en la definición e implementación de este tipo de contratos:

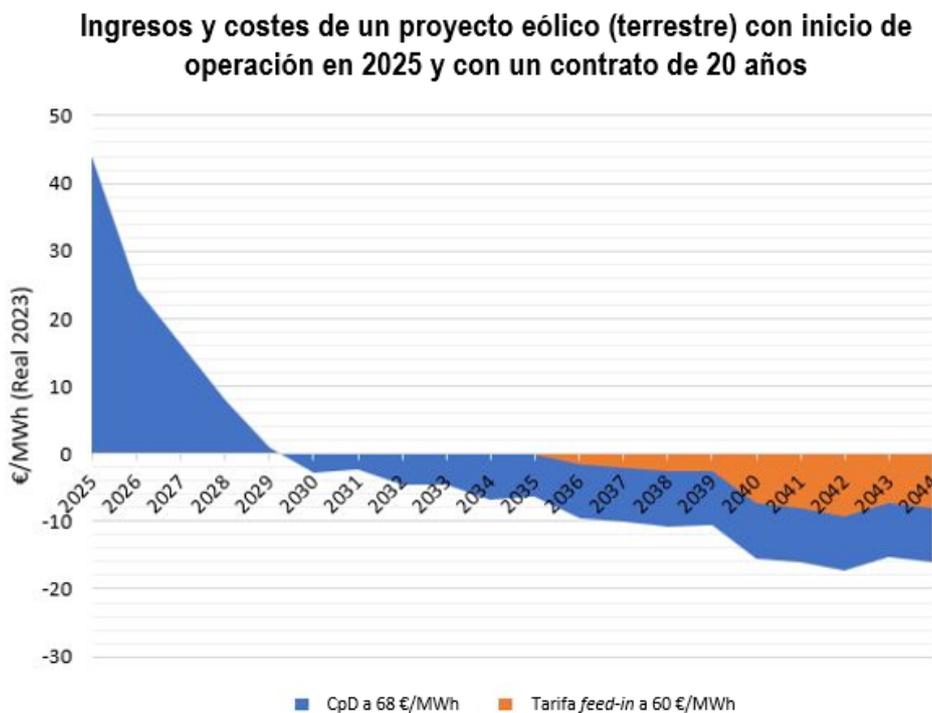
- 1. Dificultad de diseño e implementación y costes de transacción.* La complejidad de estos contratos y sus mecanismos de asignación, contratación y liquidación puede dar lugar a un uso de recursos excesivo y a un interés limitado en este tipo de contratos entre promotores de energías renovables por la dificultad para gestionarlos desde los puntos de vista legal y operativo (p. ej., por los costes de transacción que suponen y las potenciales dificultades para deshacer o gestionar las posiciones de mercado que genera en la cartera de un promotor).
- 2. Precios de subasta subóptimos.* Si no existe suficiente nivel de competencia en el lado de la oferta, aumenta la posibilidad de que los precios de equilibrio en la subasta de CpD no sean óptimos.
- 3. Potencial distorsión del mix de generación a largo plazo.* Si este tipo de mecanismos induce un mayor (y excesivo) incremento de la capacidad de determinadas tecnologías de energías renovables (las que puedan acogerse a ellos) que el nivel óptimo desde el punto de vista social, se generarán ineficiencias (p. ej., ligadas a un mayor coste de suministro) o, incluso, peores niveles de seguridad y calidad del suministro eléctrico. Esto puede tener, a su vez, implicaciones adicionales sobre los incentivos a invertir en nuevas tecnologías y desarrollar soluciones de descarbonización más eficientes.
- 4. Reducción de la liquidez en el mercado a plazo.* Esto podría deberse a la generación de "trade-offs" con los PPA y con otros instrumentos en los mercados a plazo, afectando especialmente

a la contratación y liquidez en los plazos más cortos, donde se ha alcanzado un nivel de madurez mínimo en el mercado a plazo.

5. *Menor competencia en el mercado minorista.* Esto podría ocurrir si está cubierta una mayor parte de la generación y la demanda a través de este tipo de contratos, reduciendo el mercado potencial para los nuevos entrantes en el mercado de comercialización de energía.

6. *Impactos operativos.* Dependiendo de cómo se estructuren los contratos, podrían reducirse los incentivos a realizar una gestión de la disponibilidad y la producción de las plantas de energías renovables de carácter intermitente en función de las señales de mercado (e.g., puede generarse un efecto "producir y olvidar"), dando lugar a la necesidad de mayores servicios de gestión de restricciones y de ajuste en el sistema.

Figura 3.4 Ilustración del impacto de distintos tipos de contratación a plazo sobre el coste total para los consumidores



Fuente: LinkedIn (Matthew Jones, ICIS), 10/03/23.

7. *Precios de los contratos no alineados con las preferencias de los consumidores.* Si la entidad pública que gestiona la asignación y la liquidación de los CpD, en representación de los consumidores, no tiene en cuenta sus preferencias, cabe la posibilidad de que se cierren precios a muy largo plazo sin tener en cuenta las preferencias de los consumidores. Esto podría generar potencialmente mayores costes para los consumidores (representados por la), si la

evolución de los precios implica que los contratos por diferencias puedan suponer flujos monetarios desfavorables a largo plazo (Figura 3.4)³⁵.

8. *Menores incentivos a invertir en flexibilidad y eficiencia energética.* La contratación a muy largo plazo de una parte de la generación y su asignación a los consumidores a precios fijos puede reducir los incentivos a la gestión de la demanda y a la inversión en flexibilidad y en eficiencia energética.

9. *Distorsiones entre tipos de consumidores.* El mecanismo de reparto de los ingresos que generen los CpD asignados en las subastas puede también generar distorsiones entre distintos tipos de consumidores, dependiendo del esquema que se implemente.

10. *Distorsiones en el Mercado Interior de Energía.* La implementación de otras cláusulas que incrementen el atractivo y la flexibilidad de los contratos (p. ej., liquidaciones basadas en volúmenes de referencia, fijación de bandas de precios –i.e., techo y suelo, en vez de un único *strike price*-- en las que no se liquidarían diferencias o la posibilidad de reventa de los contratos como contratos financieros cuando queden pocos años para su finalización) deberían tener en cuenta criterios de armonización para evitar asimetrías entre los distintos mercados europeos³⁶ (ACER-CEER, 2023).

Power Purchase Agreements (PPA)

La propuesta de la Comisión Europea de promoción de *power purchase agreements* (PPA) o acuerdos privados de largo plazo de compraventa de energía de instalaciones renovables (o con bajas emisiones de GEI) tiene como objetivo la reducción de barreras regulatorias, de mercado y financieras (riesgo de contrapartida) a la contratación a largo plazo entre partes privadas de generación de origen no fósil.

La reducción de las barreras a este tipo de contratación y, especialmente, la reducción del riesgo de contrapartida actuará como incentivo a la inversión en activos renovables con elevados periodos de amortización.

De acuerdo con la propuesta de la Comisión Europea, los Estados miembros de la UE podrán definir políticas de promoción de PPA propias que deberán describirse en los planes nacionales integrados energía-clima (PNIEC). En España, existen soluciones en el mercado, como los seguros de CESCE (www.cesce.es), que cubren el riesgo de contrapartida de empresas electrointensivas (riesgo de impago o riesgo de desaparición de la empresa) en contratos de suministro de energía de muy largo plazo. Este tipo de soluciones, convenientemente adaptadas al caso de PPA renovables, ofrece una base para desarrollar instrumentos adecuados de cobertura de riesgos de contrapartida.

³⁵ En una situación de precios elevados en el corto plazo frente a precios más bajos en el largo plazo, el precio de un CpD (que generalmente incluirá una prima de riesgo por la cobertura del riesgo de contrapartida) podría situarse por encima del precio de otros esquemas de contratación (PPA, por ejemplo), lo que podría dar lugar, durante la vida útil del contrato, a un volumen total de desembolsos superior al volumen de ingresos.

³⁶ En general, en la medida en que no se armonicen la normativa, el diseño de los contratos, la operación de las subastas, los mecanismos de liquidación, los mecanismos de asignación de contratos entre clientes finales, etc., existe el riesgo de fragmentación del mercado europeo debido a la posible asimetría en los impactos mencionados anteriormente.

Al igual que en el caso de los CpD, la promoción de PPA no está exenta de retos:

1. *Potencial impacto sobre la liquidez del mercado a plazo.* En primer lugar, aunque deberán diseñarse contratos que limiten (o eviten) impactos negativos sobre la liquidez del mercado, tanto a corto como a largo plazo. La posibilidad de establecer PPA financieros puede facilitar la negociación de derechos relacionados con los PPA relativos a distintos momentos de la vida del PPA y, de esta manera, mejorar la liquidez del mercado a plazo.

2. *Incentivos a los promotores de energías renovables.* Para incrementar el atractivo de la participación de promotores de energías renovables en subastas públicas de nueva capacidad renovable, se establece la posibilidad de garantizar que un porcentaje determinado de la energía asociada a los contratos que se asignen en estas subastas pueda acogerse a los esquemas de cobertura de riesgo de contrapartida con PPA públicos.

3. *Apoyo a las pymes.* Un objetivo relevante de la Comisión Europea es facilitar el acceso de las pymes a contratos a largo plazo de energía renovable. Para incentivar la contratación de PPA por parte de pymes, la Comisión Europea propone establecer una preferencia en la evaluación de la elegibilidad para sistemas de apoyo a proyectos de generación si existen PPA firmados o un compromiso de firma del PPA con pymes u otros consumidores que se enfrenten a barreras de acceso.

4. *Condiciones de salida y terminación de los contratos.* Debido a la larga duración de los contratos, un reto especialmente complejo para incrementar el atractivo y el éxito de este tipo de contratos es la definición de un conjunto de condiciones de salida (p. ej., basadas en preavisos, penalizaciones) para productores y consumidores que permitan deshacer los compromisos en determinados escenarios. Este problema es común a otros instrumentos de largo plazo, aunque en este caso resulta relevante la participación de una empresa pública (o el Estado) como garante del cumplimiento del contrato.

5. *Detalles de los contratos.* La propuesta de la Comisión Europea no entra en detalle en algunos aspectos que pueden tener un impacto grande sobre el atractivo y éxito de este tipo de contratos, como los requisitos de información entre las partes, los mecanismos específicos de gestión del riesgo de contrapartida (p. ej., tipos de garantías y colateral exigido a las partes, si es que se exigen) y otras cuestiones regulatorias, como la interacción con las garantías de origen o mecanismos de apoyo (a través del PNIEC, esquemas de apoyo específico a pymes como tenedores/*offtakers*³⁷ de los contratos...).

La Comisión Europea también propone como una vía para incrementar el volumen de energía contratada con PPA la posibilidad de establecer una obligación sobre los comercializadores de mantener determinados niveles de cobertura en sus carteras, utilizando como uno de los instrumentos de cobertura los PPA con respaldo público.

³⁷ Los *offtakers* son los compradores de la energía en un contrato de generación y suministro a largo plazo.

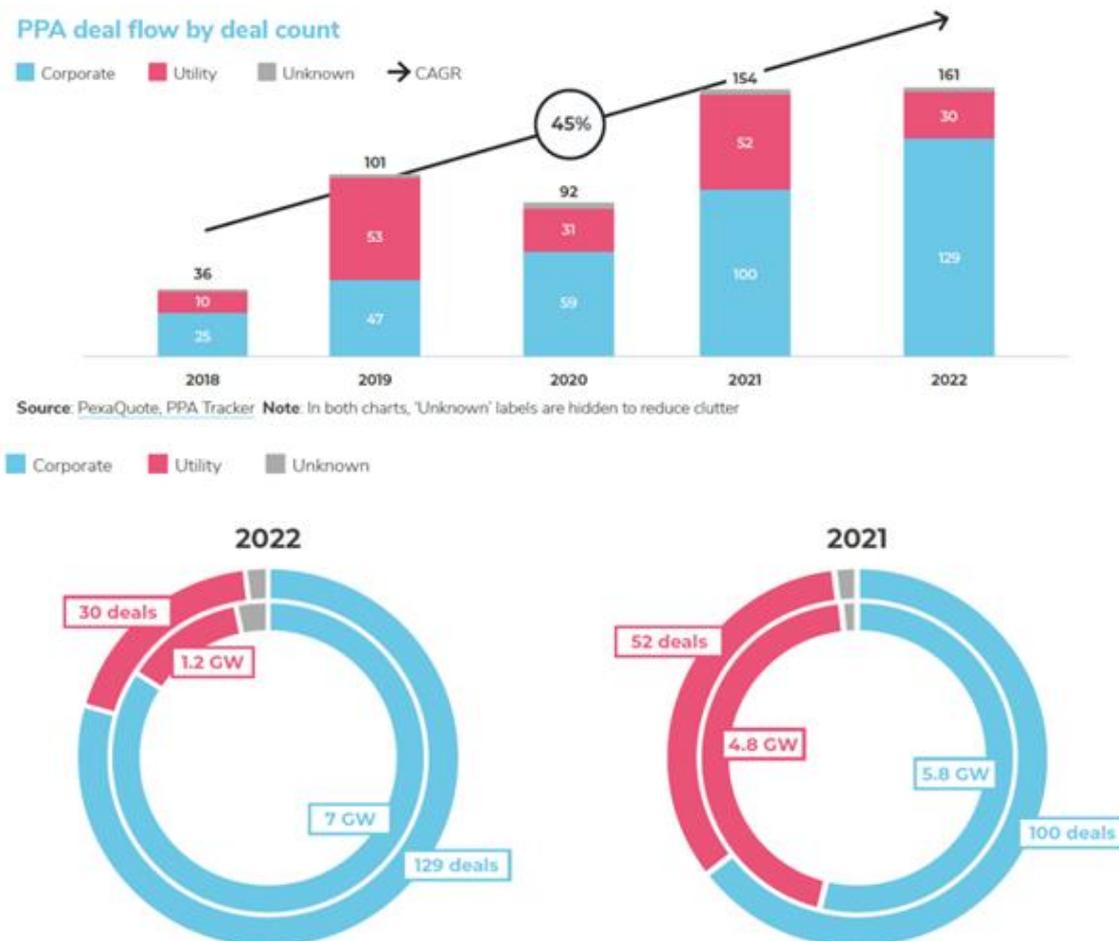
Valoración

Los contratos a plazo juegan un rol esencial para garantizar un correcto funcionamiento del mercado eléctrico en conjunto, facilitando la gestión y asignación eficiente del riesgo de mercado (y los riesgos de contrapartida) entre agentes con distintas posiciones (generadores, comercializadores, *traders*) e incrementando la competencia en los distintos segmentos del mercado, a través de menores barreras de entrada y mayor contestabilidad de los mercados mayorista y minorista.

Además, los contratos a plazo pueden contribuir a fomentar la inversión y la entrada de nueva capacidad renovable en un momento en el que los sistemas eléctricos están inmersos en una transformación para alcanzar las cero emisiones netas.

Los agentes han desarrollado, desde el inicio del proceso de liberalización del sector eléctrico, distintos instrumentos a plazo de compraventa de energía, incluyendo contratos bilaterales (incluyendo contratos por diferencias y PPA) con distintos esquemas de liquidación (financiera o con entrega física), *forwards* estandarizados intercambiados a través de un intermediario (*broker*), contratos de futuros, contratos por diferencias

Figura 3.5 Evolución del número de PPA privados firmados en Europa en los últimos años



Fuente: Yuen (2023).

El desarrollo de nuevas formas de contratación a plazo de la energía puede tener, por tanto, un efecto neto positivo sobre el bienestar de los consumidores y la eficiencia global del sistema eléctrico. Para maximizar este efecto positivo de contratos como los CpD o PPA descritos en las secciones anteriores, deberán tenerse en cuenta algunos principios:

- *No discriminación entre tipos de contratos.* Los agentes de mercado deben contratar los nuevos productos a plazo solo si les resultan atractivos y rentables desde el punto de vista financiero y operativo. Esto evitará incrementos en los costes de suministro (p. ej., ligados a coberturas impuestas, no deseadas o ineficientes de las carteras de los comercializadores) y reducir la capacidad de los comercializadores de ofrecer productos que tengan en cuenta las preferencias de los consumidores finales.
- *Productos flexibles con diseños sencillos.* Definir productos a largo plazo (bien CpD o PPA) sencillos, flexibles, con posibilidad de titulización de derechos y de liquidación financiera que faciliten una gestión ágil y eficiente de los riesgos de mercado y contrapartida y que complementen el rango de productos existente (y, en particular, los PPA, cuya negociación está creciendo en muchos países de Europa –y en España en particular— desde hace unos años) evitará impactos negativos sobre la liquidez en el mercado a plazo (Figura 3.5)³⁸.
- *Incentivar decisiones de operación y consumo eficientes.* Diseños adecuados de los nuevos contratos a plazo (CpD) que tengan en cuenta la realidad, las necesidades y los usos de contratación en los mercados minimizará el impacto sobre la eficiencia de las decisiones de operación de activos y de consumo que tiene la contratación a precios fijos (i. e., que no ofrecen en cada momento señales sobre el nivel de escasez de generación en el mercado).
- *Fomentar la contratación a plazo por parte de los agentes pequeños.* El despliegue de los nuevos contratos a plazo debe complementarse con la reducción de barreras que dificultan la contratación a plazo por parte de los agentes de menor tamaño, como el tipo de garantías exigidas en los mercados organizados, etc.

3.3.3.2. Liquidez del mercado a plazo

Propuesta de la Comisión Europea

Además de fomentar la adopción de nuevos instrumentos de contratación (CpD y PPA), la Comisión Europea propone incrementar la liquidez del mercado a plazo de electricidad a través de la creación de *hubs* regionales.

Los "*hubs*" regionales unen las zonas de oferta de distintos mercados nacionales (p. ej., el mercado ibérico y el mercado francés). En estos *hubs* se negocian contratos con precios de referencia (para distintos plazos) que pueden utilizarse para realizar coberturas en cada uno de los mercados que conforman el *hub*.

³⁸ Ver Keating (2023) y, para el caso del Reino Unido, Aurora Energy Research (2023).

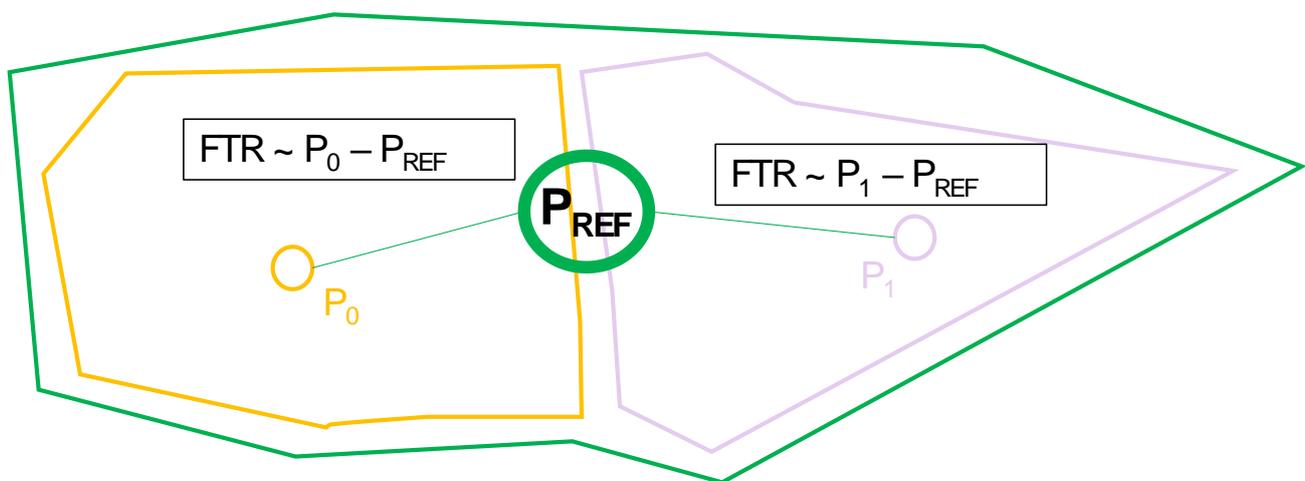
La cobertura del “riesgo de base” (o diferencia de precios entre los distintos mercados y el precio de referencia del *hub*) se puede realizar mediante derechos de transporte físicos o financieros, a través de varias vías:

- la emisión de derechos de transporte (físicos) a largo plazo entre las zonas que conforman el *hub* (*long-term transmission rights*, LTTR), junto con un mecanismo de asignación eficiente de los mismos, gestionado por los TSOs (con emisiones más frecuentes, cubriendo plazos más largos, con actualización de cantidades...);
- derechos de transporte financieros (*financial transmission rights*, FTRs), definidos como el *spread* entre el precio de referencia del *hub* y los precios zonales –con duraciones entre 1 mes y 3 años, al menos).

Además, la Comisión Europea abre la puerta en su propuesta a la posibilidad de establecer esquemas de *market making* (dinamización del mercado)³⁹.

La creación de hubs de negociación virtuales permite “agrupar” liquidez en los distintos productos a plazo (e.g., 1 año, 2 años, etc.) en torno a un *hub* virtual (o unos pocos hubs virtuales).

Figura 3.6 Ilustración de la unión de dos zonas de mercado en un *hub* virtual



Fuente: elaboración propia.

La Figura 3.6 ofrece un ejemplo visual de un *hub* virtual con FTRs. Dos zonas eléctricas (la zona 0 naranja y la zona 1 azul) se unen en una zona virtual (verde) que agrupa a ambas. Se calculan precios de referencia para esta última (P_{REF} , para los distintos plazos) bajo determinadas reglas que permiten incorporar algunos parámetros de los mercados subyacentes (p. ej., los precios o volúmenes de los mercados “naranja” y “azul”). Además de los contratos a plazo referenciados a los precios P_{REF} , se

³⁹ Los esquemas voluntarios de *market making* son habituales en mercados de energía en fase de formación y crecimiento y con liquidez limitada. En ellos, determinados agentes, generalmente con posiciones relevantes y una operación significativa en los mercados, se comprometen a ofrecer determinados volúmenes de energía (u otros productos) en uno o los dos lados del mercado (oferta y demanda), a cambio habitualmente de una rebaja en las comisiones de operación (*trading fees*).

negocian *spreads* o contratos cuyos subyacentes son los diferenciales de precios entre los precios P_{REF} y los precios de cada mercado ($P_0 - P_{REF}$ y $P_1 - P_{REF}$). Todos los contratos se liquidan financieramente (por diferencias, por ejemplo).

El modelo de hubs virtuales propuesto se asemejaría, en esencia, al modelo de precios zonales establecido en Nord Pool⁴⁰. En el mercado Nord Pool se establece un precio de referencia para el conjunto de los sistemas eléctricos de Noruega, Suecia, Dinamarca, Finlandia, Estonia, Letonia y Lituania. Las diferencias de precios entre cada zona de oferta (p. ej., 4 en Suecia y 5 en Noruega) y el precio de referencia del sistema (*system price*), conocidas como *Electricity Price Area Differentials* (EPADs), son los subyacentes de distintos contratos financieros de cobertura del riesgo de base negociados en distintos mercados organizados⁴¹.

La propuesta de la Comisión también contempla la obligación de que los gestores de redes (OS) autoricen derechos de transmisión superiores a un año y detalla el papel de la asociación de reguladores energéticos ACER en relación con la futura Plataforma Única de Asignación⁴² de derechos de transporte y una ampliación de las competencias de dicha plataforma, que deberá garantizar:

- la negociación de derechos de transporte a largo plazo entre cada zona de oferta y hub virtual;
- la asignación de capacidad entre zonas a largo plazo de forma sistemática, transparente, con mecanismos de mercado y de forma no discriminatoria;
- la negociación de derechos financieros de transporte (FTR) con vencimientos frecuentes y que alcancen un horizonte de al menos hasta tres años.

Valoración

Pese al atractivo teórico de la propuesta de implantación de *hubs* que permitan agrupar la liquidez de productos a plazo negociados en distintas zonas, de esta manera concentrando (e incrementando) la liquidez del mercado en un menor número de productos, su implementación se enfrenta a diversos retos.

En primer lugar, no debe desdeñarse la complejidad en la implantación de un sistema de *hubs* y precios zonales en toda la UE. Aunque el algoritmo Euphemia permite casar los mercados de energía en casi toda Europa de forma conjunta, el funcionamiento de los *hubs* exigiría la casación asignación conjunta de las capacidades físicas entre sistemas y, en definitiva, la puesta en funcionamiento de la Plataforma Única de Asignación de derechos de transporte. Las diferencias en las normas de los mercados intradiarios y de servicios complementarios también pueden actuar

⁴⁰ Ver Nord Pool (s.f.) y una evaluación empírica del funcionamiento y la eficiencia de los EPADs en Nord Pool en el periodo 2000-2013 en Spodniak et al. (2014) y Spodniak & Collan (2018).

⁴¹ Ver, por ejemplo, las especificaciones del contrato de Electricity Price Area Differential (EPAD) para la zona NO3-Trondheim (Noruega) negociado en Nasdaq Commodities en Nasdaq (2019).

⁴² En marzo de 2023 ACER publicó una decisión sobre la propuesta de los GRT de modificación de los requisitos de la plataforma Única de Asignación (SAP) y la metodología de reparto de costes asociados (ACER, 2023b).

como barreras a la integración de los mercados a plazo en la forma propuesta por la Comisión Europea.

Por otro lado, la agrupación de zonas de oferta genera el riesgo de reducción (o desaparición) de la liquidez observada en la actualidad en los productos a plazo en determinados mercados si existe una gran asimetría entre zonas al determinar los *hubs* virtuales.

También existen problemas con la liquidez y profundidad de los productos de cobertura de los diferenciales de precios entre los precios de referencia de un *hub* y los precios de cada zona dentro del mismo *hub*.

En el mercado Nord Pool, por ejemplo, dos de los problemas detectados por los reguladores energéticos recientemente (NVE, 2021) han sido la percepción de los agentes participantes en el mercado de la dificultad de cubrir adecuadamente el riesgo de precios y la falta de liquidez y profundidad en muchos spreads EPAD. Entre los factores que pueden influir en esto último se incluyen la carga administrativa y financiera (garantías, colateral) de negociar estos productos en los mercados organizados y la necesidad de responder a los requisitos de información establecidos por la regulación. Otros factores que pueden afectar a la liquidez de estos productos son el número relativamente bajo de agentes operando en algunas zonas, potenciales situaciones de poder de mercado y asimetrías en algunas zonas entre la generación y el consumo.

3.3.3.3. Nuevo marco para el uso compartido de energía (“*energy sharing*”)

Propuesta de la Comisión Europea

De acuerdo con la propuesta de la Comisión Europea, el nuevo esquema de “*energy sharing*” o uso compartido de energía implicará que los pequeños consumidores de electricidad (hogares, pymes y organismos públicos), incluidos los más vulnerables, tengan derecho a participar en usos compartidos de energía como clientes activos.

El uso compartido de energía se basa en los siguientes principios:

- Posibilidad de compartir energía a través de contratos privados entre partes o a través de intermediarios que no sean consumidores activos (p. ej., una comunidad energética u otro tipo de entidad) y bajo esquemas con precio o sin precio⁴³.
- Se establecen límites de potencia para participar en esquemas de uso compartido de energía de hasta 10,8 kW (hogares individuales) y hasta 50 kW (bloques de apartamentos).
- Además, el uso compartido de energía deberá ocurrir dentro de una única zona de oferta o mercado (p. ej., Iberia).
- Los activos que generan energía renovable pueden ser de titularidad propia o estar alquilados o bajo régimen de *leasing*.
- Los clientes activos tendrán acceso a modelos de contratos con condiciones justas y transparentes para intercambios bilaterales (*peer-to-peer*) realizados entre hogares, así como

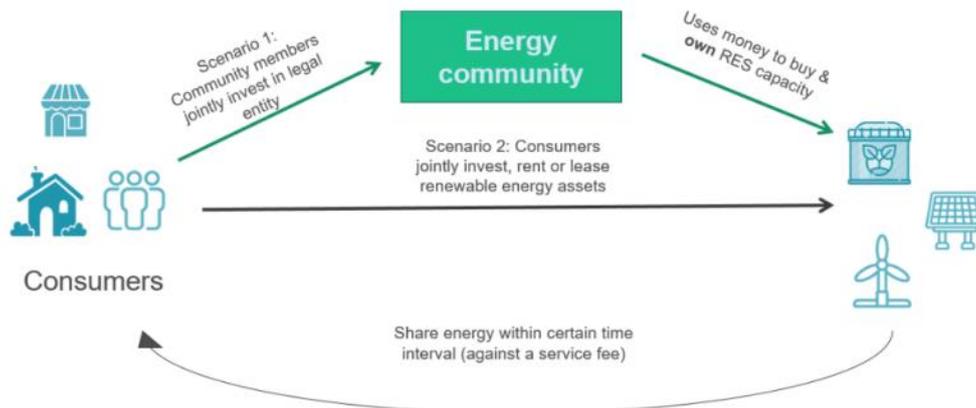
⁴³ Sin perjuicio del pago de peajes y cargos que puedan corresponder.

para los acuerdos de arrendamiento, alquiler o inversión en instalaciones de almacenamiento y generación de energía renovable con el fin de compartir energía.

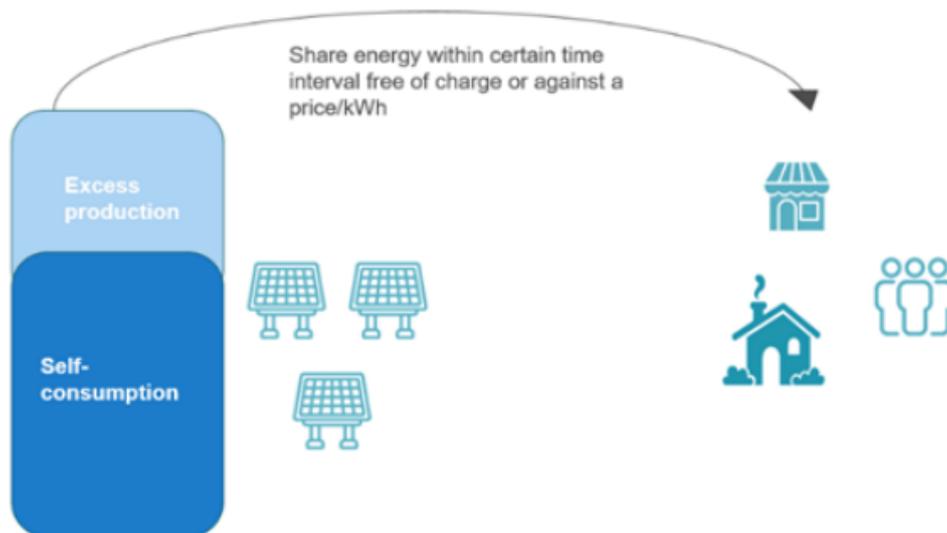
- Los clientes activos tienen derecho a la compensación de la energía (consumo menos inyección) en los periodos de liquidación de desvíos.
- Los Estados miembros deberán garantizar que se desarrolla la infraestructura de IT y el *software* (para cada "zona de oferta" o mercado) necesarios para garantizar estos esquemas de compensación generación-consumo y de intercambios y liquidación de energía.
- Los TSOs y DSOs deberán comunicar información de medidas al menos una vez al mes.
- La normativa debe garantizar el acceso de consumidores vulnerables a estos esquemas (e.g., mediante esquemas de apoyo financiero, cuotas de producción, etc.).

Figura 3.7 Ilustración de algunos modelos de uso compartido de energía

Modelo 1. Activos en régimen de propiedad, alquiler o leasing



Modelo 2. Compartición de energía sobrante por un prosumidor



Fuente: European Commission (2023e).

El Documento Técnico de Trabajo (European Commission, 2023e) que acompaña a la propuesta de reforma presentada por la Comisión Europea hace mención a diversas posibilidades de esquemas de uso compartido de energía (Figura 3.7).

El primer modelo de uso compartido de energía implica que los consumidores son dueños o alquilan (bajo régimen de arrendamiento o leasing) los activos energéticos. Esto pueden hacerlo a través de un vehículo jurídico como una comunidad energética o bien siendo directamente (sin intermediario) propietarios o arrendadores de los activos.

El segundo modelo⁴⁴ implica el uso compartido de energía generada por un prosumidor (o grupo de prosumidores, como una comunidad de vecinos). La energía sobrante se comparte sobre la base de un acuerdo privado (*peer-to-peer*) y puede venderse a un precio acordado o bien cederse gratuitamente.

Valoración

La propuesta de la Comisión Europea de extender y flexibilizar el marco normativo que rige el uso compartido de energía es potencialmente disruptiva, porque elimina el vínculo "local" del autoconsumo (uno de cuyos pilares centrales es la compensación consumo-generación) de energía renovable. Los activos de generación renovable que se utilicen pueden estar a cientos de km de los puntos de consumo.

Bajo la nueva propuesta (sin que existan los detalles del desarrollo normativo) se permite la compensación de energía sin que deba utilizarse un vehículo jurídico intermediario (como las comunidades energéticas) o una figura regulatoria concreta (como los esquemas de autoconsumo compartido). Tampoco es necesaria la titularidad de los activos para poner en marcha esquemas de uso compartido de energía.

Además, se atomiza la posibilidad de compartir energía, pues un consumidor con un Código Unificado de Punto de Suministro (CUPS) (p. ej., en un piso en una ciudad o pueblo) puede participar en este tipo de esquemas sin que tenga que cumplir con requisitos adicionales.

Los requerimientos informáticos y de sistemas de comunicación son significativos, pues la compensación de generación y consumo en periodos temporales con mucha granularidad (p. ej., horaria) requiere la captura, envío y gestión de un gran volumen de datos e información. Esto implica la necesidad de actualizar y desarrollar nuevos sistemas de información y gestión de datos por parte de transportistas y distribuidores.

De salir adelante la implementación de esta propuesta, probablemente tendrá un impacto sobre los modelos de negocio en los que se basan las comunidades energéticas y los esquemas de autoconsumo compartido y otros modelos que incorporan a los consumidores como parte activa de los nuevos esquemas de gestión de la energía.

El impacto de estas nuevas formas de interactuar en el sistema energético dependerá, crucialmente, de cómo se definan las obligaciones de las partes en los intercambios de energía (compradores y vendedores) y de potenciales cambios en otros parámetros, como las normas de acceso a las redes.

⁴⁴ El documento de trabajo de la Comisión Europea menciona, dentro de este segundo modelo, el caso del programa de autoconsumo colectivo "*Zero. Energía de proximidad*", desplegado en la Comunidad Valenciana.

3.3.3.4. Fomento de la flexibilidad “no fósil” e integración eficiente de las energías renovables

Propuesta de la Comisión Europea

En línea con las recomendaciones de ACER (2022b), la propuesta de la Comisión Europea presta atención a la necesidad de incentivar la inversión en tecnologías y recursos flexibles de origen no fósil (i.e., con bajas o nulas emisiones) que faciliten la integración de energías renovables y la operación eficiente de un sistema eléctrico con cero emisiones netas.

El sistema eléctrico muestra diferentes necesidades de flexibilidad, con distintos requerimientos geográficos y temporales, por ejemplo:

- en entornos locales, nodos o zonas geográficas concretas de la red donde haya desequilibrios entre la oferta y la demanda;
- en el conjunto del sistema, para responder a las variaciones en tiempo real entre la oferta y la demanda;
- en el conjunto del sistema, en periodos de unas pocas horas, para cubrir las variaciones intradiarias en la generación de carácter intermitente (eólica, fotovoltaica, hidráulica no gestionable...), que pueden alcanzar varios miles de MW.

Las tecnologías y recursos energéticos que ofrecen flexibilidad son variados. Por otro lado, al igual que la energía generada, la flexibilidad puede definirse como un *commodity* o bien homogéneo que puede ser provisto por distintas tecnologías, existiendo diferentes posibles definiciones de la misma en función del horizonte temporal de respuesta (p. ej., capacidad de variar la generación o el consumo en 1 MW en un periodo de tiempo dado), de su nivel de firmeza, etc.

Entre las tecnologías y recursos energéticos que ofrecen flexibilidad al sistema podemos incluir:

- generación térmica convencional (p. ej., ciclos combinados);
- generación hidráulica gestionable con capacidad de almacenamiento (embalse);
- generación hidráulica de bombeo;
- capacidad de gestión activa de la demanda;
- tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica de gran escala;
- otras configuraciones de recursos energéticos (p. ej., instalaciones renovables híbridas con generación y almacenamiento, microrredes, centrales eléctricas virtuales, instalaciones *behind-the-meter*, sistemas que incluyan flexibilidad de sistemas de recarga de vehículos eléctricos...).

La propuesta de la Comisión Europea se centra en medidas de promoción de las inversiones en algunas de estas tecnologías y recursos energéticos; en particular, en el almacenamiento de energía no basado en combustibles fósiles y la flexibilidad en el lado de la demanda.

Entre ellas, se incluyen:

- la posibilidad de utilizar los mecanismos de capacidad existentes, cumpliendo los requisitos y la normativa vigente;
- la posibilidad de definir nuevos esquemas de apoyo específicos;
- la posibilidad de que los OS definan productos de flexibilidad de demanda en las puntas (*peak shaving products*) en determinados periodos.

Además, se obliga a los Estados miembros de la UE a evaluar las necesidades de flexibilidad de sus sistemas eléctricos y a establecer objetivos concretos para distintas tecnologías y recursos energéticos flexibles que den respuesta a dichas necesidades.

La integración de las energías renovables se mejorará también en teoría con dos medidas adicionales:

- la obligación para los operadores de sistema (tanto de transporte como de distribución) de mejorar la información sobre la capacidad de conexión disponible en las redes;
- acercar el "*gate closure*"⁴⁵ en los mercados de energía de muy corto plazo al momento de despacho de la generación y del consumo.

Valoración

El desarrollo e implementación de nuevos esquemas de fomento de inversiones en recursos flexibles es una buena noticia en la medida en que existe suficiente evidencia en la actualidad de que las configuraciones actuales del mix de generación/flexibilidad y la evolución de la demanda residual puede dar lugar a situaciones de desequilibrio en el sistema en momentos puntuales (p. ej., las horas centrales del día) y en zonas o nodos puntuales de la red.

Debido a la diversidad de soluciones tecnológicas disponibles, con distintos costes de inversión y distintas prestaciones técnicas, debe estudiarse en profundidad qué tipo de mecanismos de incentivos pueden dar lugar a una solución de mínimo coste para los consumidores en el medio y largo plazo.

Para alcanzar la solución más eficiente, en primer lugar, deben analizarse las necesidades concretas de flexibilidad de los distintos sistemas (como propone la Comisión Europea)⁴⁶. No es lo mismo, por ejemplo, requerir flexibilidad en momentos de escasez de generación en puntas de demanda que en momentos en los que existe un exceso de generación renovable (en horas centrales del día). Las soluciones a estas demandas de flexibilidad pueden ser distintas.

⁴⁵ El *gate closure* es el momento en el que cierran todos los mercados en los que los agentes que operan en él pueden enviar ofertas de compra y venta de distintos productos. A partir de ese momento, el Operador del Sistema tiene en cuenta los programas de generación y consumo resultantes del conjunto de los mercados (notificados por los agentes y los Operadores de Mercado) y, en caso de desequilibrios entre oferta y demanda, pone en marcha mecanismos de corrección (e.g., gestión de desvíos, servicios complementarios, etc.).

⁴⁶ Esto debería realizarse con modelos de simulación de flujos de energía en los sistemas que permitieran evaluar los riesgos y necesidades de distintos escenarios de evolución de la demanda, el mix de generación y otros activos y soluciones energéticas (p. ej., almacenamiento, comunidades energéticas, instalaciones de autoconsumo, uso compartido de energía, penetración de vehículos eléctricos, etc.).

De este análisis debe extraerse una conclusión sobre qué tipo de respuesta flexible (p. ej., en relación con el horizonte temporal o la ubicación geográfica) aporta mayor beneficio neto al sistema.

En general, una aproximación sin limitaciones o distinciones tecnológicas a la definición de los requisitos de flexibilidad tenderá a reducir el coste de provisión de la misma. Otros factores que deben tenerse en cuenta en el análisis son

- el coste de inversión (y operación) de las distintas tecnologías;
- la madurez tecnológica de las distintas opciones;
- la velocidad de implementación de los proyectos con recursos energéticos flexibles;
- las barreras regulatorias, técnicas o administrativas al despliegue de las distintas soluciones de flexibilidad o de proyectos híbridos (generación-almacenamiento);
- el impacto de distintos mecanismos de apoyo alternativos sobre el funcionamiento del mercado (p. ej., mercados de capacidad u opciones de fiabilidad);
- la definición de las subastas públicas de nueva capacidad renovable y su adecuación a las necesidades del sistema en cada momento⁴⁷;
- el diseño de señales económicas que incentiven la entrada de soluciones tecnológicas que no incrementen los riesgos y costes de operación del sistema;
- la posibilidad de incentivar las actividades de I+D y desarrollo tecnológico en torno a tecnologías prometedoras.

La propuesta de la Comisión Europea se decanta por apoyar dos tipos concretos de tecnologías de flexibilidad (almacenamiento no basado en combustibles fósiles y gestión activa de la demanda). Resulta relevante que la definición de "almacenamiento" (*storage*, en inglés) en este contexto sea lo más amplia posible, sin cerrar la puerta a alternativas tecnológicas (p. ej., el bombeo hidráulico) que pueden resultar más eficientes que otras opciones en este momento y que, a su vez, faciliten la innovación tecnológica y el avance en la madurez de determinadas tecnologías.

La elección de mecanismos de apoyo (p. ej., entre mecanismos o mercados de capacidad y otras soluciones como las opciones de fiabilidad) debe también basarse en un análisis detallado de los beneficios y costes de las distintas opciones.

Por ejemplo, en ausencia de esquemas de *scarcity pricing* (o si la preferencia política o regulatoria es contraria a precios muy elevados en situaciones puntuales del mercado), los mecanismos de capacidad tradicionales (diseñados para las tecnologías de generación que operan en el margen) permiten reducir la volatilidad y el nivel de los precios horarios y diarios en los periodos de punta en el sistema

⁴⁷ Por ejemplo, debe evaluarse si, en una situación en la que se producen situaciones de exceso de generación renovable no gestionable en determinados momentos del día y de manera sistemática, debe continuar incentivándose a través de subastas la entrada de nueva generación no gestionable que agrave dicho exceso de generación.

Sin embargo, pueden reducir, simultáneamente, los incentivos al consumo eficiente de electricidad, a la respuesta activa de la demanda y a la instalación de tecnologías flexibles cuyo valor dependa de los diferenciales de precios de corto plazo. Además, la aprobación de este tipo de mecanismos debe cumplir con todos los requisitos legislativos y normativos que establece la UE para evitar, lo que da lugar a procesos de evaluación y aprobación que pueden durar años.

Alternativamente, pueden diseñarse otros tipos de esquemas de apoyo a tecnologías flexibles (p. ej., opciones de fiabilidad o *reliability options*) que, convenientemente definidos, pueden permitir apoyar el despliegue de capacidad con distintos "grados de flexibilidad"⁴⁸, incluyendo, además, incentivos a la disponibilidad de las instalaciones y ofreciendo límites al coste soportado por los consumidores. La definición e implementación de este tipo de soluciones, sin embargo, puede entrañar bastante complejidad.

3.3.3.5. Protección de los consumidores

Propuesta de la Comisión Europea

Uno de los principales bloques de medidas de actualización de las normas del mercado eléctrico propuestas por la Comisión Europea se centra en la protección de los consumidores frente a la variabilidad (o volatilidad) de los precios de la energía.

Estas medidas no están enfocadas en modificar el diseño del mercado mayorista, sino en reforzar la competencia y el empoderamiento de los consumidores más vulnerables en el mercado minorista de electricidad.

Sobre los contratos

La Comisión Europea propone garantizar el derecho de los consumidores a recibir ofertas de contratos con precio fijo⁴⁹ (de al menos un año de duración y con cualquier comercializador con más de 200.000 clientes) y también a un contrato con precios dinámicos (si disponen de contadores inteligentes). Esto implica imponer obligaciones sobre los comercializadores de energía, aunque en la mayor parte de los mercados una gran mayoría de los comercializadores ya incluye, en su paquete de oferta de contratos, productos con un precio fijo.

La propuesta también prevé establecer cambios normativos para facilitar la posibilidad de que los comercializadores puedan firmar múltiples contratos para un punto de suministro⁵⁰. Esto fomentaría

⁴⁸ Ver, por ejemplo, la discusión en Pöyry (2015) sobre "opciones de fiabilidad descentralizadas" como una vía para incrementar la seguridad del sistema eléctrico en un contexto de cambio en el mix de generación. En Suecia, Svenska Kraftnät (2023) propuso al regulador sueco a finales de marzo de 2023 un mecanismo de capacidad basado en un mercado de capacidad complementado con opciones de fiabilidad. Ver también Holmberg & Tangerås (2022).

⁴⁹ En concreto, se define este tipo de contrato como un "contrato de suministro de electricidad entre un proveedor y un cliente final que garantiza las mismas condiciones contractuales, incluido el precio, al tiempo que puede, dentro de un precio fijo, incluir un elemento flexible con, por ejemplo, variaciones entre precios punta y precios valle".

⁵⁰ Esto implica que los consumidores finales "tengan derecho a tener más de un punto de medición y facturación cubiertos por el punto de conexión único de sus locales".

la competencia en servicios de flexibilidad, como el suministro de energía para recarga de vehículos eléctricos o de instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica.

También se propone mejorar la información contractual a la que tienen acceso los consumidores antes de firmar un contrato o una prórroga de un contrato (p. ej., resumen de las condiciones contractuales principales, incluyendo el precio total, promociones, servicios adicionales y descuentos y otros derechos), para que sus decisiones de contratación de energía sean más eficientes y ajustadas a sus preferencias sobre el riesgo y la volatilidad de precios y a sus perfiles de consumo.

Sobre los precios minoristas

Para fortalecer los mecanismos de protección de los consumidores más pequeños (hogares y pymes), se proponen varios cambios normativos que incrementan la flexibilidad de los esquemas de precios en situaciones extraordinarias en el mercado.

En particular, se propone nueva regulación que permitiría a los Estados miembros de la UE establecer precios regulados por debajo de costes en situaciones de “crisis de precios eléctricos”. La Comisión Europea podrá declarar estas situaciones de crisis para toda la UE o a escala regional y por periodos de hasta un año si se cumplen simultáneamente estas tres condiciones: (a) los precios mayoristas superan al menos en dos veces y media el precio medio de los cinco años anteriores y se espera que continúen en esos niveles durante al menos seis meses; (b) se produce un aumento de al menos el 70% de los precios minoristas de la electricidad y se espera que se mantenga en esos niveles durante al menos seis meses; y (c) la economía en general se ve afectada por el aumento de los precios de la electricidad.

En estas situaciones, se podrán fijar precios regulados por debajo de costes que afecten a un máximo del 70% del consumo durante el mismo período del año anterior, en el caso de pymes, y un máximo del 80% de la mediana del consumo de los hogares, manteniendo en ambos casos un incentivo para la reducción de la demanda y garantizando que no existe discriminación entre comercializadores (i.e., todos los suministradores son elegibles para presentar estas ofertas) y se establecen compensaciones por suministrar energía por debajo de su coste.

Otras medidas de protección de los consumidores

Además de garantizar la variedad de los contratos que pueden firmar los consumidores y de establecer medidas excepcionales de control de los precios minoristas en situaciones de crisis de precios, la Comisión Europea propone otras medidas adicionales para garantizar que existen herramientas de mercado adecuadas para proteger a los consumidores.

Entre estas pueden destacarse:

- el desarrollo de la figura y el establecimiento (donde no existan) de los comercializadores de último recurso en todos los Estados miembros de la UE;
- la protección de los consumidores vulnerables frente a desconexiones, incorporando esto en el concepto regulatorio de “consumidor vulnerable”;
- la garantía de un servicio universal de suministro de electricidad (con una calidad determinada y a unos precios competitivos, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios) para hogares (y, si los Estados miembros lo consideran adecuado, las

pymes), sin que esta garantía interfiera con la posibilidad de agrupación voluntaria de la representación en el mercado de hogares y pymes;

- la garantía de que los suministradores tengan y apliquen estrategias de cobertura adecuadas del riesgo de mercado de sus carteras de contratos, manteniendo la liquidez y las señales de precios eficientes en los mercados a corto plazo. Si existen mercados de contratos suficientemente desarrollados y con competencia efectiva, los Estados miembros podrán exigir que una parte de la exposición al riesgo de variaciones de precios mayoristas se cubra mediante contratos de compraventa de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables que correspondan a la duración de su exposición al riesgo en el lado del consumidor.

Valoración

En general la gran mayoría de las medidas propuestas por la Comisión Europea relativas a la protección de los consumidores mejorarán la resiliencia del mercado eléctrico y el conjunto de herramientas para hacer frente a situaciones de crisis en los mercados eléctricos que afectan, especialmente, a los consumidores más vulnerables.

Para que sean efectivas estas medidas, deberán diseñarse de forma adecuada, para que tengan los efectos deseados, protegiendo a los consumidores más expuestos a los riesgos sin generar incentivos no deseados (p. ej., a consumir energía de una manera ineficiente, sin tener en cuenta la escasez relativa de la energía en los distintos periodos de mercado).

Esto implica, por ejemplo, establecer mecanismos que permitan identificar de forma adecuada a los consumidores más vulnerables, para que las medidas tengan el máximo impacto positivo sobre estos grupos de consumidores, o definir reglas de intervención detalladas y acotadas en el tiempo en el caso de las herramientas de intervención en situaciones de crisis de precios de la electricidad.

Una de las medidas que puede generar efectos negativos sobre la eficiencia del mercado (y, en última instancia, incrementar el coste de suministro, afectando al bienestar de los consumidores) es la posibilidad de que se establezcan obligaciones de cobertura a los comercializadores. Este tipo de intervenciones pueden resultar contraproducentes, ya que, en general, la asimetría de información entre las empresas de comercialización (que conocen bien el conjunto de activos y la cartera de clientes que gestionan y que están especializadas en la gestión de riesgos de mercado) y el regulador hará que éste último imponga niveles de cobertura que no reflejen correctamente ni las preferencias de los comercializadores por el riesgo ni los niveles de riesgo a los que estos se enfrentan.

La cobertura óptima de los riesgos de mercado de una cartera de comercialización (y de otros riesgos, como los riesgos de contrapartida) depende de múltiples factores, incluyendo las características de la empresa (activos, cartera de clientes, etc.) y de otros factores como la liquidez de los mercados a plazo, el coste de las garantías de los productos a plazo, etc. Además, la volatilidad y variabilidad de los mercados de electricidad implica que la estrategia óptima de cobertura de riesgos de mercado deberá ser dinámica, para adecuar los niveles de cobertura y el mix de instrumentos utilizados a la realidad cambiante del mercado.

Establecer obligaciones de cobertura sobre los comercializadores reducirá su capacidad de (1) gestionar de manera óptima los riesgos de mercado y, de esta manera, ofrecer los mejores precios y productos a sus clientes; (2) innovar en el tipo de contratos y de opciones de consumo de energía

de forma que se tengan en cuenta las preferencias y características de los distintos tipos de consumidores.

Existen alternativas, algunas de ellas incluidas en las propuestas de la Comisión Europea, para mejorar la seguridad de los consumidores finales ante problemas de solvencia financiera de sus suministradores de electricidad que no implican establecer limitaciones a la actuación de los comercializadores en los mercados y a su capacidad de gestionar de forma óptima los riesgos. Entre ellas, pueden señalarse las siguientes:

- Reforzar el papel de los comercializadores de último recurso.
- Incrementar la variedad de los contratos y opciones de suministro disponibles para los consumidores finales.
- Establecer mecanismos de control de precios en situaciones extraordinarias en los mercados.
- Incrementar la supervisión por parte de los reguladores de la salud financiera de los comercializadores (p. ej., haciendo un seguimiento de determinados indicadores financieros, realizando *stress tests*⁵¹, etc.).
- Agilizar y optimizar los procesos de cambio de comercializador en casos de quiebra o desaparición de una empresa, garantizando la continuidad del suministro durante estos procesos.

3.3.3.6. Riesgos de la tramitación de la propuesta de la Comisión Europea

El debate y discusión de la propuesta de la Comisión Europea durante el “trílogo” entre ésta, el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo, implicará, probablemente, la modificación, adaptación o incluso eliminación de alguno de los planteamientos realizados por la Comisión Europea.

Los cambios que se realicen en el paquete legislativo pueden contribuir a mejorar la propuesta, pero también generan diversos riesgos.

Como se analizó en la Sección 3.3, en líneas generales la propuesta de la Comisión Europea está alineada con la visión de los reguladores energéticos europeos, que en ACER (2022b) plantearon la necesidad de realizar cambios normativos y regulatorios que permitan avanzar con el desarrollo del diseño de mercado eléctrico liberalizado que se planteó en la UE con la aprobación de la primera Directiva de Electricidad, en 1996, y en el que se avanzó en las distintas olas de desarrollo legislativos y normativos (la última de ellas, el Tercer Paquete de Energía).

Las principales fuentes de riesgos derivados de una discusión tripartita de la reforma planteada por la Comisión Europea son dos (analizadas a continuación) y están asociadas a la modificación de partes de la propuesta sin tener en cuenta la arquitectura de un mercado liberalizado en conjunto.

⁵¹ Análisis del impacto sobre la viabilidad económica de la posición de mercado de un agente de cambios significativos en variables de mercado relevantes (nivel y volatilidad de los precios, liquidez en el mercado, tasa de impago, etc.).

Riesgo de ineficiencia y mayores costes para los consumidores

La lógica en la que se basa la reforma propuesta por la Comisión Europea, como recoge el análisis de ACER (2022b) se asienta en los siguientes principios:

- preservar los principales elementos de los mercados liberalizados mayoristas de electricidad basados en un modelo *"energy only"*⁵², con la posibilidad de establecer mecanismos de capacidad;
- impulsar el desarrollo de la competencia en el mercado minorista facilitando el despliegue de innovación y nuevos productos y servicios a los consumidores y reduciendo las interferencias de los precios regulados.
- avanzar en el desarrollo del mercado en áreas como los mercados a plazo, la integración de recursos flexibles, la integración de mercados de energía, capacidad y servicios complementarios en momentos muy cercanos al despacho de la energía, el diseño de peajes que generen incentivos adecuados a generadores y consumidores...; e
- incrementar la resiliencia del mercado eléctrico en momentos de crisis y tensión de oferta extraordinarios, como los vividos durante 2022, especialmente, mediante herramientas temporales que mitiguen los impactos no deseados sobre los consumidores más vulnerables.

Realizar cambios en áreas específicas de la estructura de regulación y normativa del mercado para responder a problemas o retos concretos sin tener en cuenta la arquitectura completa del mercado eléctrico (mercado mayorista más mercado minorista) dará lugar, inevitablemente, a ineficiencia en el funcionamiento del mismo, que se traducirá a la larga en mayores costes de suministro para los consumidores.

En particular, resultan especialmente perjudiciales para el buen funcionamiento del mercado las intervenciones arbitrarias de los mecanismos de formación de precios (p. ej., techos de precios) que impidan que los mecanismos de mercado corrijan los desajustes entre oferta y demanda.

Los precios puntualmente elevados en el mercado mayorista, por ejemplo, permiten a las distintas tecnologías (y, especialmente, a las que ofrecen capacidad en el margen en los momentos de puntas de demanda) recuperar sus costes fijos. Esos precios, además, generan señales a la eficiencia en el consumo en un mercado desarrollado y competitivo. Por otro lado, los precios *"pay-as-clear"* que genera el diseño de mercado actual dan soporte a las decisiones de inversión e incentivan dedicar capital a expandir el parque de energías renovables en el mix de generación eléctrica.

En este sentido, mantener techos de precios (u otros mecanismos para limitar los ingresos de los generadores) en situaciones "normales" de mercado⁵³ y alejadas de la situación extraordinaria que

⁵² En esencia, el diseño del mercado mayorista en la UE es un diseño de mercado *"energy only"* estándar, con casación *"pay-as-clear"* el día anterior, una secuencia de mercados intradiarios hasta unas pocas horas antes del despacho y mercados de servicios complementarios (energía y capacidad) y de desvíos en momentos más cercanos al tiempo real.

⁵³ En el informe sobre la propuesta de la Comisión Europea elaborado por el parlamentario Nicolás González Casares y presentado al Parlamento Europeo a mediados de mayo de 2023 se sugería la posibilidad de

se vivió en Europa durante casi todo el año 2022 tenderá a distorsionar las señales de mercado, afectando a las decisiones sobre el consumo, la generación de energía y las inversiones en nueva capacidad de generación y, en última instancia, incrementando los costes del suministro de energía eléctrica.

Otro tipo de intervenciones potencialmente perniciosas para el funcionamiento del mercado, los incentivos a la inversión y los costes de suministro están asociadas a obligaciones de contratación (p. ej., de PPA o CpD) o de cobertura de las carteras de activos y clientes o, en general, a cualquier cambio en el diseño del mercado que se aplique de forma retroactiva.

Definir el mix de generación futuro administrativamente y de forma rígida y estricta, impulsando mecanismos (p. ej., subastas de capacidad para determinadas tecnologías) o esquemas de apoyo que impidan la competencia entre tecnologías variadas (como puede ser el caso de las distintas tecnologías de almacenamiento), es otra manera de inducir ineficiencia en el mercado eléctrico.

Implementar cambios de diseño que generen mucha complejidad (como el desarrollo de sistemas basados en hubs virtuales con precios zonales o nodales) o productos cuya implementación sea compleja (p. ej., CpD públicos o regulados) debería también realizarse después de llevarse a cabo un análisis de evaluación de los impactos sobre el funcionamiento del mercado en áreas como la competencia mayorista y minorista, la liquidez del mercado a plazo, etc.

Ruptura de la unidad y fragmentación del mercado interior europeo

Una segunda fuente de riesgo está ligada a la posibilidad de que se interrumpa el proceso de creciente armonización del diseño del mercado en conjunto en los distintos Estados miembros de la UE.

La introducción, por ejemplo, de la posibilidad de establecer techos de ingresos en el mercado mayorista durante el periodo de crisis energética que vivimos en 2021 y 2022 (algunos de los cuales estarán vigentes hasta finales de 2023 e, incluso, hasta marzo de 2025) ha dado lugar a mercados mayoristas nacionales que generan incentivos muy diversos tanto para los agentes que operan en él (generadores o consumidores) como, especialmente, para los inversores.

Así, aunque originalmente se fijó un techo de precios en 180 €/MWh aplicable en todos los Estados miembros de la UE, se abrió la puerta a distintas soluciones "nacionales" específicas (la "excepción ibérica" de marzo de 2022 es un claro ejemplo de ello) que dan lugar a una gran variedad de ingresos máximos en los distintos mercados mayoristas europeos, con modelos de implementación muy diversos que variaban en función de variables como los mercados concretos en los que se aplicaban, los ingresos sujetos al techo, las tecnologías o la duración del esquema⁵⁴. La eficacia de estas medidas ha sido también limitada, con ingresos muy inferiores a los esperados⁵⁵ debido a diversas causas,

mantener, de forma estructural y como parte del diseño del mercado, un techo a los ingresos unitarios en el mercado mayorista de electricidad (González Casares, 2023).

⁵⁴ Por ejemplo, 61€/MWh en Italia, 67 €/MWh en España, 85€/MWh en Grecia o 130€/MWh en Bélgica, entre otras (Eurelectric, 2023).

⁵⁵ En España, por ejemplo, la "excepción ibérica" permitió recaudar menos del 12% de los 3.000 M€ previstos inicialmente.

como la adaptación del comportamiento de los agentes a las nuevas reglas de mercado o la interacción con otras intervenciones implementadas en los mercados mayoristas.

A estas distorsiones deben sumarse las intervenciones (de carácter fiscal, la mayoría) en los mercados minoristas, que muestran una gran variedad de instrumentos de apoyo a los consumidores⁵⁶ y que generan asimetrías con impactos significativos en los distintos mercados eléctricos nacionales. Los distintos esquemas de apoyo a los consumidores (especialmente, industriales) se traducen en fuentes de desigualdad en la competitividad de las empresas de los distintos Estados miembros, que, en muchos casos centran una parte muy significativa de su actividad y sus ventas en el mercado europeo.

En última instancia, las asimetrías competitivas derivadas de intervenciones en los mercados nacionales de energía tienen efectos negativos sobre el empleo y la actividad económica en aquellas regiones y países con menor capacidad de apoyo a sus empresas.

Debido a todas estas razones, resulta muy importante que en el proceso de negociación de la reforma del diseño del mercado eléctrico (1) se limiten al máximo las intervenciones ad hoc que desvirtúan el modelo de mercado estándar, (2) se defina una arquitectura común para el mercado mayorista de electricidad y (3) se limiten las intervenciones en los mercados minoristas nacionales que fomenten la fragmentación del mercado interior de la energía.

3.4. Posiciones del Parlamento Europeo y el Consejo Europeo

3.4.1. Parlamento Europeo

Tras la publicación de la propuesta de la Comisión Europea, el Parlamento Europeo inició el proceso de análisis y debate sobre la misma para fijar su reacción.

Las enmiendas aprobadas por el Parlamento Europeo no modifican sustancialmente la reforma propuesta por la Comisión Europea. Están esencialmente enfocadas en la protección de los consumidores y la promoción de los nuevos instrumentos de contratación a plazo (European Parliament, 2023a,b,c,d) y, en particular, a:

Incrementar la protección de los consumidores frente a la volatilidad de los precios de la energía:

- prohibición a los suministradores, por parte de los Estados miembros, de cortar el suministro eléctrico a los consumidores vulnerables o en riesgo, incluso en situaciones de disputa o controversia entre las partes;
- prohibición a los suministradores de requerir a los consumidores vulnerables o en riesgo la utilización de sistemas de prepago;
- impulso y refuerzo del derecho a compartir energía (*energy sharing*);

⁵⁶ Sgaravatti et al. (2023).

- derecho de los consumidores a elegir entre contratos a precio fijo o con precios variables y a recibir más información sobre sus opciones en el mercado;
- eliminación de la posibilidad de que los comercializadores cambien los términos de un contrato de forma unilateral.

Aumentar la protección de los consumidores ante potenciales situaciones de manipulación del mercado:

- nuevas medidas para garantizar la integridad del mercado mayorista y limitar la manipulación del mercado a través de mecanismos de transparencia y supervisión más robustos;
- el refuerzo del papel de la agencia de reguladores europeos de energía ACER.

Introducir nuevos instrumentos de contratación a plazo:

- impulso de los CpD para incentivar la inversión en energías renovables y posibilidad de establecer esquemas de contratación similares (con la aprobación de la Comisión Europea);
- encargo a la Comisión Europea de poner en marcha de un mercado de PPA antes del final de 2024.

Definir situaciones de crisis de precios de la energía:

- revisión de los criterios para la declaración de situaciones de crisis de precios de la energía, para asegurar una mayor protección de los consumidores y las empresas.

Desarrollar fuentes de flexibilidad "no fósiles":

- fomento de las fuentes de "flexibilidad no fósil", incluyendo una mayor capacidad de la red para adaptarse a las fluctuaciones de la oferta y la demanda sin depender de tecnologías basadas en combustibles fósiles y la flexibilidad de la demanda (capacidad de respuesta en tiempo real de los consumidores, despliegue de baterías eléctricas...).

En septiembre de 2023, el Parlamento dio la luz verde al inicio de las negociaciones con el Consejo Europeo una vez este hubiera alcanzado un acuerdo sobre su posición relativa a la reforma del mercado eléctrico europeo (esto ocurrió en octubre de 2023, ver el siguiente apartado).

3.4.2. Consejo Europeo

Tras la publicación de la propuesta de la Comisión Europea en marzo de 2023 y el acuerdo del Parlamento Europeo de septiembre de 2023, el Grupo de Trabajo sobre Energía del Consejo Europeo inició un debate interno.

El 17 de octubre, el Consejo Europeo alcanzó un acuerdo sobre un "acuerdo general" relativo a la reforma del diseño del mercado eléctrico propuesta por la Comisión Europea (no incluyendo la reforma del Reglamento REMIT) (European Council, 2023b,c,d). Los principales elementos de la posición del Consejo Europeo son los siguientes:

- libertad de elección de suministrador para todos los consumidores y garantía de que estos puedan acceder a contratos con precios dinámicos, contratos con duración determinada y

contratos de precio fijo, siempre que ello no reduzca la disponibilidad global de contratos fijos;

- reglas más estrictas para los suministradores en relación con sus estrategias de cobertura del riesgo de mercado para proteger a los consumidores de la volatilidad de los precios mayoristas;
- puesta en marcha de los comercializadores de último recurso (al menos para consumidores domésticos) en aquellos mercados donde no existan;
- derecho de los consumidores a participar en esquemas de compartición de energía (consumo, compartición o almacenamiento de energía autogenerada) y extensión de todos los derechos de los consumidores finales a los consumidores que participen en estos esquemas;
- incremento de la flexibilidad en la distribución de los ingresos de los CpD (por ejemplo, además de destinarse a los consumidores finales, pueden ser utilizados para financiar los costes de esquemas de apoyo directo o de inversiones para reducir los costes de los consumidores finales);
- impulso del mercado de contratos a largo plazo, reforzando el mercado de PPA, generalizando los CpD y mejorando la liquidez del mercado a plazo mediante:
 - la eliminación de barreras no justificadas o procedimientos o cargos desproporcionados o discriminatorios;
 - el impulso de medidas como esquemas de garantías con cobertura estatal a precios de mercado, garantías de entidades privadas o mecanismos de agregación de demanda para contratar PPA.
 - la obligación de contratar CpD para los proyectos de generación de energía renovable o energía nuclear financiados con fondos públicos, con algunas excepciones;
 - la aplicación de CpD de dos lados a inversiones en nueva capacidad de generación eólica, solar, geotérmica, hidráulica sin capacidad de embalse y nuclear;
 - la aplicación de la regla sobre CpD de dos lados tras un periodo de transición de 3 años tras la entrada en vigor del Reglamento (cinco años para los proyectos de eólica offshore híbridos conectados a dos o más zonas de oferta), para reforzar la certidumbre legislativa y regulatoria de los proyectos en marcha.
- mayor flexibilidad para la aprobación de mecanismos de capacidad mediante:
 - la eliminación del carácter temporal de los esquemas que aprueben los Estados miembros de acuerdo con la legislación aplicable a estos esquemas de apoyo;
 - derogación de los límites de emisión de CO₂ para que los generadores sean elegibles para recibir ingresos de acuerdo con los mecanismos de capacidad, bajo condiciones estrictas y hasta el 31 de diciembre de 2028;
 - cambios para agilizar el procedimiento de aprobación de los mecanismos de capacidad y una petición a la Comisión Europea para que prepare un informe sobre cómo simplificar el proceso de aplicación en la práctica de los mecanismos de capacidad;

- cambio en las condiciones para establecer situaciones de crisis de precios de la energía y sus implicaciones mediante:
 - el refuerzo del papel del Consejo Europeo en la declaración de crisis de precios de la electricidad en ámbitos regionales o en el ámbito de la UE;
 - la posibilidad de aplicar tarifas reguladas con carácter temporal, incluso por debajo de costes, a pymes en situaciones de crisis⁵⁷;
 - la posibilidad de que puedan declararse las crisis de precios si se esperan precios medios muy elevados en el mercado mayorista durante al menos 6 meses y si se esperan fuertes repuntes de los precios minoristas durante más de 3 meses;
- posibilidad de que los Estados miembros puedan aplicar un techo a los ingresos de mercado excesivos de los generadores inframarginales (energías renovables, nuclear y lignito) hasta el 30 de junio de 2024, con las mismas condiciones que se fijaron en la medida de emergencia adoptada el 6 de octubre de 2022.

3.4.3. El acuerdo final de diciembre de 2023

A partir de finales de octubre se inició el proceso de negociación entre el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo para llegar a un acuerdo definitivo.

El 16 de noviembre ambas instituciones llegaron a un acuerdo sobre el control de la manipulación del mercado mayorista (reforma del Reglamento REMIT) (European Council, 2023d). Las principales líneas del acuerdo se refieren a:

- el registro de participantes en el mercado. Obligación sobre los participantes de terceros países de designar un representante en un Estado miembro en cuyo mercado mayorista estén activos y que cumpla con las obligaciones de información de los reguladores nacionales y de ACER;
- la extensión de las competencias y poderes de ACER para llevar a cabo inspecciones en instalaciones, peticiones de información a los agentes o a los repositorios de información e imponer sanciones por incumplimiento de estas peticiones. Se extiende también su competencia para investigar casos⁵⁸ con dimensión transfronteriza o en los que las conductas de los agentes afecten a dos Estados miembros.

Finalmente, en diciembre de 2023 se anunció el acuerdo definitivo entre el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo (European Council, 2023e). El texto de este acuerdo se publicó el 19 de diciembre de 2023 (European Council, 2023e,f).

⁵⁷ De acuerdo con la normativa vigente, los Estados miembros pueden aplicar precios regulados a los hogares pobres y vulnerables desde el punto de vista energético y, como medida transitoria, a los hogares y microempresas, esté declarada o no una crisis de precios de la electricidad.

⁵⁸ Los reguladores nacionales podrán objetar en contra de las investigaciones de ACER cuando tengan en marcha investigaciones por los mismos hechos.

En general, las enmiendas acordadas por el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo a la propuesta de reforma del diseño del mercado eléctrico planteada por la Comisión Europea matizan (en algunos casos, de manera relevante), pero no modifican en lo esencial, las bases de la reforma propuesta en marzo de 2023 y que, a su vez, se inspiraba en la visión de ACER sobre el funcionamiento de los mercados mayoristas de electricidad en la UE (ACER, 2022).

Los elementos más destacables del acuerdo final de diciembre de 2023 son los siguientes:

1. *Contratos por diferencias de dos lados*

La participación en esquemas de CpD (o similares) será siempre voluntaria. Si los Estados miembros deciden implementar esquemas públicos de apoyo directo a los precios (*direct price support schemes*) para inversiones en nuevas instalaciones de generación con bajas emisiones y que no utilicen combustibles fósiles (i.e., energía eólica, solar, geotérmica, hidráulica sin capacidad de embalse y nuclear), deberán tomar la forma de contratos por diferencias de dos lados o "esquemas equivalentes con los mismos efectos". Se mantienen, para todos los esquemas de apoyo directo a los precios, los criterios de diseño⁵⁹ incluidos en el "enfoque general" del Consejo del 17 de octubre. Los ingresos (públicos) generados por los CpD se redistribuirán a los consumidores finales y pueden también contribuir a financiar los esquemas de apoyo directo a los precios o inversiones que reduzcan el coste de la energía para los consumidores finales. El esquema se aplicará tras un periodo de transición de tres años tras la entrada en vigor del Reglamento.

2. *Mecanismos de capacidad*

Se acordó mantener los mecanismos de capacidad como un elemento estructural del diseño del mercado eléctrico en la UE, aplicables a todas las tecnologías que ofrezcan la respuesta técnica y operativa requerida y por un periodo máximo de diez años. Se abre la puerta a la derogación temporal de los límites⁶⁰ de emisiones de CO₂ en los mecanismos de capacidad vigentes (p. ej., en Polonia) tras la evaluación del impacto (emisiones, penetración de energías renovables...) y la aprobación por parte de la Comisión Europea. La Comisión deberá, en los 6 meses siguientes a la entrada en vigor del Reglamento, evaluar las alternativas para agilizar los procesos de implementación de mecanismos de capacidad (solicitud, análisis de su necesidad en términos de adecuación de la capacidad de generación, prevención de distorsiones en el mercado interior...).

3. *PPA*

Se mantienen los principios generales de neutralidad tecnológica, voluntariedad en el desarrollo de este tipo de contratos y fijación de precios a través de mecanismos de mercado. Además, se establecerán mecanismos para evitar el impacto de medidas retroactivas sobre los PPA existentes. Por otro lado, los Estados miembros podrán limitar los esquemas de garantías (públicos) a PPA para nueva generación renovable, evitando un impacto sobre la liquidez del mercado (p. ej., a través de PPA financieros) y su aplicación a generación de origen fósil. Entre

⁵⁹ Ver el considerando nº 41 en European Council (2023c, p. 30).

⁶⁰ Los criterios para fijar dichos límites se establecieron en el Artículo 22.4 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo.

las medidas para fomentar el desarrollo del mercado de PPA se incluyen la reserva (para venta a través de PPA) de parte de la generación en subastas públicas de energías renovables o la preferencia en las subastas de proyectos que presenten PPA firmados o el compromiso de firma de PPA con pymes u otros agentes que se enfrentan a barreras de entrada al mercado de PPA. Además, deberá prestarse atención al desarrollo de PPA transfronterizos. Finalmente, ACER deberá evaluar el funcionamiento del mercado de PPA, analizar la necesidad de desarrollar contratos estándares (de adopción voluntaria) y publicar informes anuales de seguimiento del mismo.

4. Protección a consumidores vulnerables frente a la desconexión

Los consumidores vulnerables o afectados por pobreza energética deberán estar protegidos frente a desconexiones (p. ej., a través de prohibiciones de desconexión u otras medidas similares). La definición de pobreza energética se incorporará en el marco normativo a través de una referencia a la Directiva de Eficiencia Energética 2023/1791.

5. Situaciones de crisis de precios de la electricidad

Se acuerda dotar al Consejo con el poder de declarar una situación de crisis, a propuesta de la Comisión Europea. Se plantean dos criterios principales para iniciar una situación de crisis: precios medios mayoristas de la electricidad elevados (que superen 2,5 veces el precio medio de los últimos años y se sitúen por encima de 180 €/MWh, con la expectativa de que se mantenga la situación durante al menos 6 meses) e incrementos de los precios minoristas de al menos el 70% (con la expectativa de que se mantengan al menos 3 meses). En situaciones de crisis de precios los Estados miembros podrán fijar de manera excepcional y temporal precios regulados minoristas por debajo de costes (con compensación para los comercializadores) y aplicables a consumidores vulnerables o en situación de especial desventaja (hogares y pymes).

6. Compartición de energía (energy sharing)

Se establece el derecho de los hogares y las pymes a participar en esquemas de compartición de energía dentro de una zona de mercado (o un área geográfica más limitada, según lo disponga cada Estado miembro). Este derecho se podría extender también a consumidores más grandes. Se establecen las condiciones, roles y responsabilidades de los distintos agentes involucrados (consumidores activos, "organizadores" del esquema de compartición, etc.). Los consumidores vulnerables o con pobreza energética tendrán acceso a (al menos, un 10% de) la energía compartida en proyectos públicos.

7. Mercado diario y mercados intradiarios y a plazo

Se fomentará la operación integrada de los mercados diario e intradiarios mediante una mayor coordinación entre operadores de sistemas de transporte y operadores de mercado. El tiempo de "gate closure" intradiario entre zonas de mercado se reducirá a 30 minutos antes del despacho a partir del 1 de enero de 2026. Respecto del mercado a plazo, la Comisión deberá evaluar, antes de transcurridos 18 meses desde la entrada en vigor del Reglamento, el impacto de potenciales medidas (p. ej., relativas a los derechos de capacidad de transporte en interconexiones, el fomento de la liquidez en el mercado secundario o la posible introducción de "regional virtual hubs") para alcanzar los objetivos de desarrollo de los mercados a plazo, incluyendo la capacidad de los agentes de gestionar los riesgos de mercado en el mercado

interior de la energía. En momentos de crisis de precios de la electricidad se podrán activar “*peak shaving products*” (i.e., productos de reducción de demanda en horas punta).

8. Medidas de flexibilidad

Deberán estimarse, cada dos años, las necesidades de flexibilidad en el sistema eléctrico en cada Estado miembro con horizontes de 5 y 10 años. Además, los Estados miembros deberán fijar objetivos de “flexibilidad de origen no fósil” teniendo en cuenta distintos tipos de recursos de flexibilidad y poniendo el foco especialmente en la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía eléctrica. También podrán los Estados miembros poner en marcha sistemas de apoyo a las fuentes de flexibilidad de origen no fósil (p. ej., pagos por la disponibilidad de capacidad flexible de origen no fósil o permitiendo a la respuesta de la demanda y al almacenamiento participar en mecanismos de flexibilidad vigentes).

9. Revisión del Reglamento

Antes del 30 de junio de 2026 la Comisión deberá realizar una revisión del Reglamento que incluya, si es necesario, una propuesta de cambios legislativos. El análisis deberá evaluar la efectividad del funcionamiento de los mercados de corto plazo de electricidad, sus potenciales ineficiencias y medidas que puedan utilizarse en situaciones de crisis o emergencia. La Directiva de Electricidad, por otro lado, deberá analizarse antes de diciembre de 2025.

La Tabla 3.5 describe los elementos más significativos del acuerdo final de reforma del diseño del mercado eléctrico.

Tabla 3.5 Principales elementos del acuerdo final de reforma del diseño del mercado eléctrico en la Unión Europea

Protección de consumidores
<ul style="list-style-type: none"> • Adopción de la definición de pobreza energética incluida en el Artículo 2 de la Directiva de Eficiencia Energética (UFE) 2023/1971; • Derecho de los consumidores finales a recibir, de los comercializadores, ofertas de contratos de precios fijo y de precios dinámicos; • Derecho a la compartición de energía (“energy sharing”); • Supervisión de la gestión de los riesgos de mercado por parte de los comercializadores; • Establecimiento de comercializadores de último recurso en los mercados nacionales donde no estén definidos y operando; • Derecho de los hogares (y, si los Estados miembros lo aprueban, de pequeñas empresas) al servicio universal; • No discriminación, por parte de los operadores de sistemas de distribución, por tipo de usuario o clases de usuario, incluyendo comunidades energéticas renovables y ciudadanas; • Supervisión, por parte de las autoridades regulatorias, de la eliminación de las barreras y restricciones al desarrollo del autoconsumo, los esquemas de compartición de energía y las comunidades energéticas (renovables o ciudadanas); • Posibilidad de que los Estados miembros soliciten a los operadores de sistema el diseño de productos de punta (“peak shaving products”) para mitigar la volatilidad de los precios en momentos de escasez de oferta;
(cont.)

- Definición de **crisis de precios de la electricidad** (y la aplicación de precios máximos en el mercado mayorista o tarifas reguladas en el mercado minorista) cuando los precios mayoristas y minoristas superen determinados umbrales y exista la expectativa de que se mantengan elevados durante un tiempo.

Estabilidad y predictibilidad del coste de la energía

- Impulso de **PPA renovables** voluntarios con esquemas públicos de garantías.
- Fomento del **mercado de PPA**.
- Desarrollo de **contratos por diferencias (CpD)** (mediante subastas y con cobertura pública del riesgo de contrapartida): voluntarios, con precio mínimo y máximo, para nuevas inversiones en generación inframarginal baja en carbono o no fósil (eólica, solar, geotérmica, hidráulica fluyente y nuclear), incluyendo *repowering*, ampliaciones de instalaciones y extensiones de vida útil.
- Asignación de los **ingresos de los CpD** con apoyo público entre consumidores finales (hogares, pymes y consumidores electrointensivos);
- Fomento de la liquidez del mercado a plazo a través del **desarrollo de hubs regionales**: obligación de los operadores de sistema de ofrecer derechos financieros de transporte (con duración superior a 1 año) a través de una plataforma centralizada; posibilidad de establecer obligaciones de "*market making*".
- Posibilidad de que los TSOs ofrezcan un producto demanda pico ("**peak shaving product**") de corto plazo para la gestión de la demanda.
- Mayor capacidad de ACER para **monitorizar** los mercados mayoristas (actualización del Reglamento REMIT).
- Integración de los **mecanismos de capacidad** (para todas las tecnologías, con límites de emisiones de CO₂) como elemento estructural del diseño del mercado y simplificación de los procesos de solicitud, evaluación y aprobación.

Impulso de inversiones en renovables y flexibilidad

- Fomento de **instrumentos de contratación a plazo** (PPA y CpD) y de la liquidez del mercado a plazo en general.
- Mecanismos de **apoyo para flexibilidad no fósil (i.e., nuevas inversiones en almacenamiento y gestión de la demanda)** dentro del esquema de mecanismos de capacidad, si existe en el Estado miembro, o bien a través de un mecanismo específico.
- Fijación de objetivos nacionales indicativos de capacidad flexible no fósil.
- Las **tarifas de acceso a las redes** deben tener en cuenta los *opex* y *capex* de los operadores de sistema para incentivar la demanda de flexibilidad.
- Mayor transparencia sobre la **capacidad disponible en las redes** de transporte y distribución.
- Avanzar en la integración geográfica (*market coupling*) y el desarrollo de los **mercados de muy corto plazo**: "*gate closure*" a minutos del tiempo real (despacho); compartición de "*order books*" (dentro de una zona de oferta, cuando las capacidades entre zonas sean cero o después del cierre del mercado intradiario); reducción del tamaño mínimo de oferta (a 100 kW).
- Mayor transparencia e información sobre el **proceso de conexión a las redes y posibilidad de conexiones flexibles**.

Fuente: elaboración propia a partir de European Council (2023e,f).

4. Conclusiones

La motivación que impulsaba las voces que demandaban una reforma estructural del diseño del mercado eléctrico cambió en 2023 respecto de los dos años anteriores.

La primera conclusión del análisis realizado es que las bases del debate sobre la necesidad de reformar en profundidad el diseño del mercado eléctrico han cambiado a medida que fueron modificándose las circunstancias y el contexto del mercado eléctrico. A finales de 2021 y durante todo el año 2022 la principal motivación de quienes defendían un cambio radical en el diseño del mercado era intervenir los mercados de forma permanente y evitar, mediante regulación, los “ingresos excesivos” de una buena parte de los generadores y el impacto sobre los consumidores eléctricos del incremento de los precios del gas natural y de la electricidad.

Desde el inicio de 2023, sin embargo, a medida que se fueron moderado los precios de la electricidad y del gas natural, la principal motivación de quienes defendían una reforma profunda del mercado eléctrico pasó a ser la necesidad de mitigar el riesgo de ingresos insuficientes para muchas de las tecnologías de generación (especialmente, las energías renovables) y la necesidad de garantizar señales económicas e incentivos adecuados a la inversión en energías renovables y en recursos energéticos flexibles que permitieran avanzar en el proceso de descarbonización de la economía europea.

El acuerdo final sobre la reforma del diseño del mercado eléctrico supone una evolución del diseño de mercado adoptado desde el inicio del proceso de liberalización del sistema eléctrico en la UE a finales de los años 90, pero no una reforma radical del mismo.

La reforma del diseño del mercado eléctrico acordada por el Parlamento Europeo y el Consejo en diciembre de 2023 matiza (en algunos casos, de manera relevante), pero no modifica en lo esencial, las bases de la reforma propuesta por la Comisión Europea en marzo de 2023. A su vez, la Comisión Europea recogía en su propuesta, en líneas generales, los principios descritos en ACER (2022), donde se defiende la validez del diseño actual basado en (a) un mercado de corto plazo “energy only” con un mecanismo de formación de precios a través de subastas “pay as clear” y con la posibilidad, si se cumple la normativa europea, de implementar un mecanismo de capacidad; y (b) mercados de contratos a plazo voluntarios y que ofrecen a los agentes del mercado la posibilidad de intercambiar contratos diversos a través de distintos canales (OTC a través de bróker, mercados organizados, contratación bilateral entre agentes, etc.).

Además, la propuesta base de la Comisión Europea incorporaba, de manera más o menos explícita, las principales recomendaciones de ACER sobre las vías para mejorar el diseño del mercado: (1) avanzar en la integración de los mercados eléctricos en la UE; (2) mejorar el funcionamiento de los mercados a plazo (mayor liquidez, eliminar barreras de acceso, integrar los distintos mercados, incorporar nuevos mecanismos de contratación...); (3) mejorar la eficiencia de los mecanismos de apoyo a las inversiones en energías renovables; (4) proteger la señal de precios de corto plazo basada en el modelo “pay-as-clear” vigente; (5) eliminar barreras a la integración de recursos energéticos flexibles e infraestructuras necesarias; (6) proteger a los consumidores vulnerables de la volatilidad de precios; e (7) incorporar mecanismos temporales de mitigación de subidas rápidas y significativas en los precios de la electricidad.

El acuerdo final sobre la reforma del diseño del mercado evita la incertidumbre y el riesgo regulatorio asociado a intervenciones de los mecanismos del mercado no justificadas y basadas en la regulación de precios y cantidades

El debate que se ha producido en la UE en los últimos dos años ha puesto de manifiesto que una parte muy relevante de la industria eléctrica, junto con los reguladores energéticos y la mayor parte de expertos académicos defienden los mercados liberalizados en los que los precios se fijan libremente y por interacción entre la oferta y la demanda.

El principal problema de los modelos que proponen la regulación parcial del mercado o intervenciones de calado en el mercado eléctrico, como la propuesta del Gobierno de España (descrita en la Sección 3.2) y otras posiciones intervencionistas es que generan ineficiencia y mayores costes de suministro para los consumidores, debido a la incertidumbre ligada a la necesidad de fijar administrativamente precios y cantidades en el mercado y al riesgo de captura regulatoria y de decisiones del regulador o legislador basadas en motivos políticos o tomadas con una visión cortoplacista.

Por otra parte, la mayoría de las entidades y expertos que han analizado posibles cambios al diseño del mercado han insistido en la necesidad de realizar evaluaciones detalladas del impacto de los cambios propuestos, teniendo en cuenta todos los beneficios y costes de las modificaciones, y de evitar elementos de retroactividad en las reformas.

Los cambios que recogerá el nuevo Reglamento y la nueva Directiva⁶¹ intentan resolver algunos de los problemas detectados durante la crisis de precios energéticos de 2021-2022, con especial énfasis en la necesidad de desarrollar los mercados de contratación a plazo como instrumento clave para proteger a los consumidores finales.

La principal causa de la crisis de precios energéticos en la UE desde mediados de 2021 es doble: 1) la elevada dependencia (de carácter estructural) de los sistemas energéticos europeos a las importaciones de gas natural, y (2) la excesiva exposición a un único exportador (Rusia) cuyo comportamiento cambió, por razones geopolíticas, en contra de los intereses de la UE.

Los grandes bloques de medidas en las que se enfoca el acuerdo del Parlamento Europeo y el Consejo Europeo a partir de los cambios propuestos por la Comisión Europea en marzo de 2023 pretenden dar una respuesta a los retos que planteó la invasión de Ucrania (reducción de la dependencia energética y protección de los consumidores de los excesivos niveles y volatilidad de los precios energéticos), pero, principalmente, están orientados a completar el desarrollo del mercado eléctrico.

El incompleto desarrollo actual del diseño del mercado se debe a diversos factores, como los posicionamientos estratégicos de los distintos Estados miembros, múltiples intervenciones en los mercados mayorista y minorista en los distintos Estados miembros de la UE a lo largo de casi tres

⁶¹ La reforma se instrumentará a través de (a) el Reglamento (UE) 2024/XXX del Parlamento Europeo y del Consejo que modifica los Reglamentos (UE) 2019/943 y (UE) 2019/942 para mejorar el diseño del mercado eléctrico --Anexo I en European Council (2023e)— y (b) la Directiva (UE) 2024/XXX del Parlamento Europeo y del Consejo que modifica las Directivas (UE) 2018/2001 y (UE) 2019/944 para mejorar el diseño del mercado eléctrico de la Unión. [Nota: XXX se refiere a que no ha sido publicado aún.]

décadas o la falta de armonización de los marcos normativos y regulatorios nacionales que dificultan el desarrollo de niveles adecuados de competencia, especialmente en el mercado minorista.

Entre estos bloques mencionados anteriormente pueden destacarse: a) el fortalecimiento de las señales de inversión en energías renovables, b) la estabilización de los precios de la electricidad para los consumidores más vulnerables; c) el desarrollo de mecanismos de capacidad; d) incentivos al desarrollo de recursos energéticos flexibles; e) mecanismos para gestionar situaciones de crisis.

a. Incentivos a la inversión en energías renovables

La vía elegida para fomentar la inversión en nuevas energías renovables es introducir nuevos productos de contratación a plazo con apoyo público (CpD y PPA) y reforzar las bases de la liquidez y el funcionamiento de los mercados a plazo.

Los principales objetivos de los mecanismos propuestos son, por un lado, estabilizar los ingresos de la nueva generación renovable en un contexto de precios volátiles y con tendencia a medio y largo plazo a la baja, y, por otro, facilitar la gestión de riesgos asociados a incumplimientos de los contratos a largo plazo.

Los PPA son acuerdos de compraventa de energía a largo plazo voluntarios entre generadores y consumidores sin que exista intervención regulatoria a la hora de fijar sus precios. Los Estados miembros podrán desarrollar mecanismos de garantías (con soporte público) que cubran los riesgos de incumplimiento por parte de los compradores, podrán establecer mecanismos de agregación de demanda de consumidores que, individualmente, se enfrentan a barreras para contratar PPA y podrán limitar la aplicación de estos sistemas de garantías a PPA basados en generación renovable.

Los CpD (o esquemas equivalentes con los mismos efectos que puedan implementarse) son contratos (con liquidación financiera) que cubren el riesgo de precios para vendedores y compradores (generalmente, una entidad pública) de energía. En caso de que los Estados miembros decidan establecer “esquemas de apoyo directo a los precios” para nuevas inversiones en energía renovable o en repotenciación (o incremento significativo de potencia o incremento de la vida útil) de instalaciones existentes⁶², dichos esquemas de apoyo deberán basarse en CpD y serán voluntarios. Los ingresos de los CpD (o sistemas equivalentes) deberán trasladarse a los consumidores finales (hogares, pymes y empresas electrointensivas).

La complejidad en la implementación de las propuestas de incrementar la liquidez del mercado a plazo (a través de PPA, CpD y, especialmente, del posible desarrollo futuro de los “hubs” virtuales) aconseja analizar con detalle el impacto sobre el funcionamiento del mercado de las distintas herramientas que se puedan definir.

Así, como recoge el acuerdo del Parlamento Europeo y el Consejo Europeo, la implementación de nuevas formas de contratación a plazo y de fomento de la liquidez en el mercado a plazo debe basarse en la participación voluntaria por parte de los agentes y fomentar la eficiencia en la generación y el consumo de energía eléctrica, sin generar distorsiones en el mercado o dañar la liquidez del mismo.

⁶² Dichos esquemas de apoyo son aplicables únicamente a las siguientes tecnologías de generación: eólica, solar, geotérmica, hidráulica sin capacidad de embalse y nuclear.

En el caso de los PPA, por ejemplo, deberá tenerse en cuenta que el mercado de PPA privados bilaterales existe y está creciendo, en parte reflejando la adaptación de los agentes a las condiciones del mercado en los últimos 2-3 años. Los nuevos esquemas de PPA con garantías públicas deben evitar limitar el crecimiento de este mercado e, idealmente, deberían impulsarlo, eliminando algunas de las barreras a su desarrollo, como el coste y la dificultad de los agentes privados, especialmente, de tamaño más pequeño, de gestionar el riesgo de contrapartida.

Por otro lado, debe tenerse en cuenta que la implementación de los esquemas de CpD está sujeta a complejidad, debido a la necesidad de que participe una entidad pública como comprador centralizado que asignará, posteriormente, la energía entre los consumidores finales. El desarrollo de estas herramientas debe evitar distorsiones en los mercados a plazo y, en este sentido, será muy relevante analizar y entender el impacto de los esquemas propuestos.⁶³

b. Protección de los consumidores más vulnerables

Una parte importante de la reforma aprobada se centra en la definición de mecanismos y herramientas para proteger a los consumidores finales de situaciones de mercado con precios extraordinariamente elevados y volátiles.

Los mecanismos de protección a los consumidores que introducirá la nueva normativa son muy variados y ofrecen una amplia gama de recursos normativos, regulatorios y de mercado para evitar impactos inesperados o no deseados sobre el coste de la energía para los consumidores finales y, en situaciones extraordinarias o de emergencia en los mercados de energía, limitar las subidas de precios de la electricidad.

Entre ellas se incluyen:

- la adopción de la definición de pobreza energética incluida en el Artículo 2 de la Directiva de Eficiencia Energética (UFE) 2023/1971;⁶⁴
- el derecho de los consumidores finales a recibir, de los comercializadores, ofertas de contratos de precios fijo y de precios dinámicos;
- el derecho a la compartición de energía (“energy sharing”);
- la supervisión de cómo gestionan los riesgos de mercado los comercializadores;
- el establecimiento de comercializadores de último recurso en los mercados nacionales donde no estén definidos y operando;

⁶³ Ver, por ejemplo, la evaluación llevada a cabo del esquema de CpD en el Reino Unido en Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2022). <https://www.gov.uk/government/publications/evaluation-of-the-contracts-for-difference-scheme>

⁶⁴ «Pobreza energética»: toda situación en la que un hogar no puede acceder a los servicios energéticos esenciales cuando dichos servicios proporcionan unos niveles básicos y dignos de vida y salud, como calefacción, agua caliente, refrigeración e iluminación adecuadas, y la energía para hacer funcionar los aparatos, dados el contexto nacional pertinente, la política social nacional existente y otras políticas nacionales pertinentes, como consecuencia de varios factores, incluidos, como mínimo, los siguientes: inasequibilidad, renta disponible insuficiente, gasto energético elevado y escasa eficiencia energética de los hogares.

- el derecho de los hogares (y, si los Estados miembros lo aprueban, de pequeñas empresas) al servicio universal⁶⁵;
- la no discriminación, por parte de los operadores de sistemas de distribución, por tipo de usuario o clases de usuario, incluyendo comunidades energéticas renovables y ciudadanas;
- supervisión, por parte de las autoridades regulatorias, de la eliminación de las barreras y restricciones al desarrollo del autoconsumo, los esquemas de compartición de energía y las comunidades energéticas (renovables o ciudadanas);
- la posibilidad de que los Estados miembros soliciten a los operadores de sistema el diseño de productos de punta ("*peak shaving products*") para mitigar la volatilidad de los precios en momentos de escasez de oferta;
- la definición de crisis de precios de la electricidad (y la aplicación de precios máximos en el mercado mayorista o tarifas reguladas en el mercado minorista) cuando los precios mayoristas y minoristas superen determinados umbrales y exista la expectativa de que se mantengan elevados durante un tiempo.

c. Desarrollo de mecanismos de capacidad

Se incluye la definición de mecanismos de capacidad como un elemento estructural y necesario del diseño del mercado eléctrico en el proceso de transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado.

Los esquemas que se apliquen tendrán una duración máxima de 10 años. Todas las tecnologías que cumplan con los requisitos técnicos y los límites de emisiones de CO₂ (550 gramos por kWh)⁶⁶ serán elegibles para recibir pagos dentro del mecanismo de capacidad. Los Estados miembros con mecanismos de capacidad en vigor deberán, además, evaluar su potencial adaptación para facilitar la participación de recursos flexibles como la respuesta de la demanda o el almacenamiento. En todo caso, la capacidad total sujeta a pagos dentro de estos mecanismos deberá ir reduciéndose a medida que se vayan implementando los planes para resolver distorsiones o deficiencias de mercado que exige la Directiva (UE) 2019/943 a los Estados miembros que detecten problemas de cobertura de la demanda.

Para facilitar el despliegue de estos mecanismos, la Comisión deberá, en un plazo de 6 meses desde la entrada en vigor del nuevo Reglamento, preparar un informe con alternativas para aligerar y simplificar los procedimientos de solicitud de los Estados miembros. En un plazo de 9 meses tras la entrada en vigor del Reglamento, deberá presentar propuestas para simplificar el proceso de evaluación de los mecanismos de capacidad.

⁶⁵ Derecho a un suministro eléctrico con una calidad determinada a precios competitivos, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios.

⁶⁶ Se establecen condiciones bajo las cuales se puede derogar la aplicación de este requisito en un Estado miembro.

Sin embargo, no se resuelve necesariamente el problema de la suficiencia de ingresos de las centrales convencionales, especialmente las que operan en el margen en momentos de escasez de generación.

El acuerdo de reforma del diseño del mercado no fija criterios para que los mecanismos de capacidad que aseguren la resolución de potenciales problemas de “missing money” en momentos de escasez de generación permitirán a los activos que ofrecen flexibilidad en el margen (especialmente, los ciclos combinados de gas natural, en la actualidad) mantener su capacidad de generación disponible en escenarios de tensión entre oferta y demanda en el mercado, de esta manera incrementando la seguridad de suministro del sistema en conjunto.

El problema de insuficiencia de ingresos, por otro lado, puede afectar también a centrales inframarginales, especialmente si se producen intervenciones regulatorias que limiten artificialmente los precios *spot* de la energía eléctrica.

Los mecanismos de capacidad son difíciles de implementar, pero pueden basarse en mecanismos de mercado y diseñarse de manera que generen incentivos únicamente cuando el sistema lo necesita (p. ej., en función de la evolución de los márgenes de reserva en el sistema o teniendo en cuenta la evolución de la red, del mix de generación y la penetración de otros activos y tecnologías flexibles).

Aunque dan lugar a un “second best” en comparación con los mercados “energy only” sin restricciones, permiten (1) reducir el nivel de precios en los momentos de escasez de generación y, por tanto, limitar la volatilidad de los precios *spot*, sin modificar en esencia la estructura del mercado; (2) garantizar un nivel adecuado de flexibilidad de generación en el margen mientras avanza el proceso de descarbonización del *mix* de generación eléctrica con la entrada de energías renovables de carácter intermitente y se desarrollan otras fuentes de flexibilidad (e.g., centrales hidráulicas de bombeo, almacenamiento eléctrico, respuesta activa de la demanda...).

La falta de criterios y reglas para homogeneizar los posibles mecanismos de capacidad que se implementen en distintos Estados miembros puede dar lugar a distorsiones en el mercado interior de la energía.

Probablemente este es uno de los principales riesgos que genera el acuerdo adoptado para reformar el diseño del mercado eléctrico. Debido al impacto de estos esquemas sobre las decisiones de inversión (y operación) de activos y, a largo plazo, sobre el *mix* de generación, la posibilidad de que distintos Estados miembros implementen (o no implementen) mecanismos de capacidad con alcances e impactos distintos puede generar barreras a una integración eficiente de los distintos sistemas eléctricos y dar lugar a distorsiones en la formación de los precios de la electricidad en distintos Estados miembros (Linares et al., 2024).

d. Fomento de la flexibilidad de origen no fósil

El desarrollo de esquemas de apoyo a los recursos energéticos flexibles de origen no fósil debe buscar la eficiencia en la asignación de los recursos disponibles.

El desarrollo de esquemas de apoyo a las tecnologías flexibles (generación flexible, almacenamiento, gestión activa de la demanda) debe buscar la eficiencia en la asignación de los recursos disponibles, garantizando en la medida de lo posible un beneficio neto positivo para los consumidores y el sistema y evitando distorsiones en los mercados, costes varados futuros, etc.

Para ello, el despliegue de esquemas de apoyo al desarrollo de flexibilidad en el sistema deberá basarse en una definición de flexibilidad⁶⁷ que tenga en cuenta las necesidades reales del sistema (p. ej., horas del día en las que puede ser más necesaria y distintos requisitos de flexibilidad en distintos horizontes temporales). Los resultados más eficientes se obtendrán si se permite a las distintas tecnologías de almacenamiento (baterías eléctricas, generación hidráulica de bombeo, gestión de la demanda) competir por suministrar al sistema los servicios de flexibilidad necesarios en cada momento.

En todo caso, los esquemas de apoyo que se implementen deben ser revisados de forma continuada, para tener en cuenta las modificaciones en la configuración del sistema (evolución del mix de generación y de las redes eléctricas, nuevos activos de almacenamiento, mejora en la capacidad de respuesta de la demanda, etc.) y, especialmente, la evolución de los precios de la energía⁶⁸.

Para resolver determinados problemas estructurales de los sistemas eléctricos que están aflorando por la entrada masiva de tecnologías de generación renovable como la solar fotovoltaica o la eólica (p. ej., "vertidos" de energía en horas centrales del día o desequilibrios zonales o nodales entre oferta y demanda), pueden establecerse condiciones (geográficas y tecnológicas⁶⁹) que orienten el despliegue de nueva capacidad renovable (p. ej., determinadas condiciones en las subastas de nueva capacidad renovable).

Al igual que en el caso de los mecanismos de capacidad genéricos, la posibilidad de que se desarrollen sistemas distintos de apoyo a la flexibilidad de origen no fósil en distintos Estados miembros puede generar riesgos de distorsiones (en los incentivos a la inversión en flexibilidad, en la formación de los precios, en la penetración de energías renovables...) y una integración ineficiente de los distintos sistemas eléctricos.

e. Medidas de emergencia y gestión de situaciones de crisis

Siguiendo la recomendación de ACER (2022), la Comisión Europea incluye en su propuesta medidas extraordinarias de intervención en los precios minoristas para mitigar los impactos temporales de incrementos extremos en los precios del mercado mayorista.

Las medidas excepcionales de intervención, cuando sean declaradas las situaciones de crisis de precios de la electricidad, se definen, de forma adecuada, como temporales. Para garantizar la integridad del diseño del mercado eléctrico y su correcto funcionamiento, la aplicación de estas medidas se acota a momentos de estrés en el sistema, definidos de forma transparente, evitando que se alarguen más tiempo del necesario, minimizando además las distorsiones en el mercado interior de la energía y centrándose en el mercado minorista (y, especialmente, en los consumidores más vulnerables, como los hogares y las pymes), para limitar en la medida de lo posible las distorsiones de las señales del mercado mayorista. En caso de que los Estados miembros fijen tarifas

⁶⁷ Por ejemplo, capacidad de modificar el consumo o la generación en una cantidad X y en un horizonte temporal Y (una hora, varias horas...).

⁶⁸ El valor de la flexibilidad está determinado por las diferencias de precios entre distintos momentos de mercado. La capacidad de almacenamiento puede entenderse

⁶⁹ Por ejemplo, las subastas de nueva capacidad renovable pueden incentivar el despliegue de instalaciones híbridas de generación-almacenamiento que permitan poner en valor toda la energía renovable generada.

reguladas con carácter temporal por debajo de costes para los hogares, los comercializadores serán compensados.

El acuerdo para la reforma del diseño del mercado eléctrico no incluye disposiciones específicas para mejorar la planificación del sistema eléctrico o los esquemas de retribución de las actividades relacionadas con el desarrollo y la operación redes eléctricas.

La evolución del sistema eléctrico en los próximos años estará sujeta a grandes cambios en la configuración del conjunto de activos (incremento de las inversiones en energías renovables y tecnologías flexibles) y las redes y la incertidumbre sobre los desarrollos tecnológicos y regulatorios. El acuerdo alcanzado por el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo reconoce que *"...fortalecer el mercado interior de energía y alcanzar los objetivos de la transición climática y energética requerirá una actualización significativa de las redes eléctricas en la Unión para integrar grandes cantidades de capacidad renovable [...] y nueva demanda, como la de los vehículos eléctricos o las bombas de calor. Las inversiones en redes, dentro de los Estados miembros y en las interconexiones, son cruciales para un funcionamiento correcto del mercado interior, incluyendo la seguridad de suministro..."* (European Council, 2023e, p. 13).

Sin embargo, no se incluyen criterios para desarrollar mecanismos o sistemas de incentivos concretos que faciliten ese desarrollo y actualización de las redes. Entre las novedades del acuerdo, pueden mencionarse menciones breves (en el Reglamento) a la necesidad de que las autoridades regulatorias reconozcan como elegibles costes relevantes como los "costes de inversiones anticipadas" e introduzcan en el diseño de las tarifas de acceso incentivos a la mejora de la eficiencia del sistema en conjunto y también a desarrollar infraestructuras de interconexión para alcanzar los objetivos de interconexión de la Unión Europea para 2030 (un 15% de la capacidad instalada).

La penetración creciente de energía fotovoltaica y eólica distribuida y a gran escala, el desarrollo de nuevos esquemas de uso compartido de energía (comunidades energéticas, autoconsumo colectivo), el incremento de la demanda eléctrica para nuevos usos (bombas de calor, calderas industriales, vehículos eléctricos, producción de hidrógeno...) y otros cambios en el sector eléctrico (e.g., gestión activa de la demanda, microrredes, sistemas *behind-the-meter*, edificios y barrios inteligentes, integración de sistemas energéticos...) implica la necesidad de llevar a cabo un seguimiento dinámico de la planificación del sistema eléctrico y mejorar la información de operadores e inversores sobre las situación del sistema eléctrico en cada momento (y, específicamente, sobre la capacidad de las redes de integrar nuevos recursos energéticos en distintas zonas y nodos de las mismas).

Para ello, deberán desarrollarse nuevos esquemas de planificación dinámicos, basados en herramientas de análisis potentes que permitan evaluar escenarios complejos y afectados por múltiples fuentes de incertidumbre que garanticen el desarrollo acompasado de activos de generación, demanda, tecnologías flexibles y redes eléctricas y, en definitiva, un proceso de transición energética que genere el máximo beneficio neto posible para el conjunto de la sociedad.

Adicionalmente deberá avanzarse en el desarrollo e implementación de esquemas inteligentes de regulación y retribución de las actividades de redes, que incluyan incentivos a la innovación, a una integración eficiente de las energías renovables y a un uso adecuado de la flexibilidad de los recursos distribuidos.

El acuerdo alcanzado no implica avances en la eliminación de las tarifas reguladas, para eliminar las distorsiones que generan en el mercado minorista.

Aunque las tarifas reguladas pueden mitigar en parte el impacto de la volatilidad de los precios sobre los consumidores más vulnerables, no resuelven otros problemas de los mercados minoristas de electricidad y reducen la eficiencia y el nivel de competencia en el mercado en conjunto.

El acuerdo para la reforma del diseño de mercado no incluye elementos que aceleren el proceso de transición de las tarifas integrales existentes hacia tarifas reguladas diseñadas únicamente para consumidores vulnerables, como establece el artículo 5 de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. La existencia de tarifas integrales a las cuales se acoge una parte importante de los consumidores domésticos (muchos de ellos no vulnerables) en sistemas como el español impide el desarrollo de competencia efectiva en el mercado minorista, generando distorsiones entre el “mercado regulado” y el “mercado libre”, reduciendo los incentivos a participar en la actividad de comercialización y limitando la liquidez de los mercados a plazo⁷⁰.

En definitiva, perpetuar la existencia de tarifas reguladas con un amplio rango de cobertura de clientes en el mercado reducirá los beneficios que pueden obtener los consumidores asociados a la mayor oferta e innovación en los productos y servicios y a la capacidad del mercado de responder a las necesidades específicas y preferencias de cada cliente.

Finalmente, un aspecto positivo del acuerdo alcanzado es que se establecen mecanismos para la supervisión y evaluación de la eficiencia de la reforma aprobada al cabo de un tiempo.

En concreto, la Comisión Europea deberá, antes del 30 de junio de 2026, llevar a cabo una evaluación del funcionamiento del nuevo Reglamento y presentar al Parlamento Europeo y al Consejo un informe acompañado de una propuesta de cambio legislativo, si resulta apropiada. La revisión deberá centrarse, entre otras cuestiones, en: (a) la efectividad de la estructura y el funcionamiento actual de los mercados de corto plazo de electricidad, también en momentos de crisis; (b) la idoneidad de los marcos legales y de financiación de las redes eléctricas para cumplir con los objetivos de la Unión Europea; (c) el potencial y viabilidad para desplegar plataformas de mercado para PPA de uso voluntario.

Por otro lado, la Comisión Europea deberá, antes del 31 de diciembre de 2025, llevar a cabo una evaluación del funcionamiento de la Directiva y presentar al Parlamento Europeo y al Consejo un informe acompañado de una propuesta de cambio legislativo, si resulta apropiada. La revisión deberá centrarse, entre otras cuestiones, en: (a) la calidad del servicio ofrecido a los consumidores finales; (b) si los consumidores (especialmente los vulnerables o sujetos a pobreza energética) están protegidos de forma adecuada por la Directiva.

⁷⁰ Los comercializadores independientes acuden a los mercados a plazo para cubrir sus posiciones naturales cortas y para gestionar de manera dinámica los riesgos de mercado asociados a sus carteras de clientes.

Referencias bibliográficas

- ACER. (2013). *ACER Market Monitoring Report 2013*.
<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202013.pdf>
- ACER. (2021). *High Energy Prices*.
https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/The_agency/Organisation/Documents/Energy%20Prices_Final.pdf
- ACER. (2022a). *Update on Europe's high energy prices and ACER's forthcoming assessment of the current EU electricity market design. Informal Ministerial meeting - Council Presidency of France. Amiens, France*.
https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/The_agency/Organisation/Documents/2022-01-19%20Amiens%20Informal%20Ministerial%20-%20ACER%20presentation%20-%20FINAL.pdf
- ACER. (2022b). *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*.
https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf
- ACER. (2023a). *Progress of EU electricity wholesale market integration 2023. Market Monitoring Report. November 2023*. https://www.acer.europa.eu/Publications/2023_MMR_Market_Integration.pdf
- ACER. (2023b). *DECISION No 05/2023 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 22 March 2023 on the TSOs' proposal for amendments to the requirements for the Single Allocation Platform (SAP) and the SAP cost sharing methodology*.
https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions/ACER_Decision_05-2023_on_SAP.pdf
- ACER-CEER. (2023). *Reaction to the European Commission's public consultation on electricity market design*.
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/2bf4fff4-b32b-9b00-c2e2-c039101ad39c>
- Acosta, S. (2023, 15 de noviembre). El Gobierno acelera la puesta en marcha del mercado de capacidad para dar entrada al almacenamiento. *El Periódico de la Energía*. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-acelera-la-puesta-en-marcha-del-nuevo-mercado-de-capacidad-para-dar-entrada-al-almacenamiento/>
- Amenta, C., Aronica, M. & Stagnaro, C. (2022). Is more competition better? Retail electricity prices and switching rates in the European Union. *Utilities Policy*, 78, 101405.
<https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101405>
- Arnedillo Blanco, Ó. (2007). Modelos de mercado eléctrico. Paradigma competitivo y alternativas de diseño. *Revista de Economía Industrial*, 364, 39-54.
<https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/39.pdf>
- Arnedillo Blanco, Ó. (2009). Inversión y seguridad de suministro. En F. Becker, L. M. Cazorla, J. Martínez-Simancas y J. M. Sala (eds.), *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico. Tomo II. Aspectos Económicos*. Editorial Aranzadi. Cizur Menor (Navarra), 367-399. ISBN: 9788483559024.
- Aurora Energy Research. (2023). *The Role of PPA in the GB Power Market*. <https://auroraer.com/insight/the-role-of-PPA-in-the-gb-power-market/>
- BNEF. (2022, 6 de diciembre). *Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh* [artículo en web]. <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>

- Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., Fraunholz, C. y Fichtner, W. (2019). A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms. *Energy Economics*, 80, 1059-1078. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.01.030>
- CESCE. (s.f.). *Garantía para vendedores de energía – Consumidores Electrointensivos* <https://www.cesce.es/es/w/coberturas-electrointensivos/garantias-vendedores-energia>
- CNMC (2022, 21 de marzo). *La CNMC observa un traspaso de consumidores eléctricos al mercado liberalizado a precio fijo y la contención del precio doméstico del gas en el mercado regulado* [nota de prensa]. https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Notas%20de%20prensa/2022/20220321_NP_IN_F_Minorista_2020-avance-2022.pdf
- Cores. (2023). *Boletín Estadístico de Hidrocarburos nº 309, Agosto 2023*. <https://www.cores.es/sites/default/files/archivos/publicaciones/boletin-est-hidrocarburos-309-agosto-2023.pdf>
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2022). *Evaluation of the Contracts for Difference scheme*. <https://www.gov.uk/government/publications/evaluation-of-the-contracts-for-difference-scheme>
- de Vries, L. J., Hakvoort, R. A. (2004). *The Question of Generation Adequacy in Liberalised Electricity Markets*. INDES Working Paper, 5. <https://www.files.ethz.ch/isn/20165/005.pdf>
- ECA. (2023). *Internal electricity market integration. Complex legal architecture, delays, weaknesses in governance and incomplete market surveillance hamper full achievement of the ambitious objective*. ECA Special Report EN-2023-03. https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/SR23_03/SR_Energy_Union_EN.pdf
- EHPA. (2023, 20 de febrero). *Heat pump record: 3 million units sold in 2022, contributing to REPowerEU targets* [nota de prensa]. https://us4.campaign-archive.com/?e=test_email&u=bfc2e18bc7b091b9b2f6c30f9&id=44d122f20a
- El Periódico de la Energía. (2023, 18 de septiembre). *Las familias numerosas triplican en número a los pensionistas que perciben el bono social de la luz* [artículo en web]. *El Periódico de la Energía*. <https://elperiodicodelaenergia.com/las-familias-numerosas-triplican-en-numero-a-los-pensionistas-que-perciben-el-bono-social-de-la-luz/>
- Esteller, R. (2022, 15 de diciembre). *España reactiva la hidroeléctrica con planes de inversión de 15.000 millones*. *El Economista*. <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/12073174/12/22/Espana-reactiva-la-hidroelectrica-con-planes-de-inversion-de-15000-millones.html>
- Eurelectric. (2023). *Casares' report on the electricity market reform: the good, the bad, and the ugly*. https://www.eurelectric.org/news/emd_draftreport
- European Commission. (2015). *COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT. Investment perspectives in electricity markets. Accompanying the document COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. Launching the public consultation process on a new energy market design. Brussels, 15.7.2015. SWD(2015) 142 final*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52015SSC0142&rid=1>
- European Commission. (2021). *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support. COM/2021/660 final*. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A660%3AFIN&qid=1634215984101&utm_source=aposto
- European Commission. (2022a). *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL*

COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy. COM(2022) 108 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0108>

European Commission: (2022b). COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS REPowerEU Plan. COM/2022/230 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

European Commission. (2022c, 23 de marzo). Commission outlines options to mitigate high energy prices with common gas purchases and minimum gas storage obligations [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1936

European Commission. (2023a). REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL on the review of emergency interventions to address high energy prices in accordance with Council Regulation (EU) 2022/1854 COM/2023/302 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023DC0302>

European Commission. (2023b, 23 de enero). Electricity Market Design: Commission launches consultation on reform to support a clean and affordable energy transition [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_324

European Commission. (2023c). Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design. COM/2023/148 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A52023PC0148>

European Commission. (2023d). Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 to improve the Union's protection against market manipulation in the wholesale energy market. COM/2023/147 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023PC0147&%3Bqid=1679411047615>

European Commission. (2023e). COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Reform of Electricity Market Design Accompanying the documents Proposal for a Regulation (EU) of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design, Proposal for a Regulation (EU) of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 to improve the Union's protection against market manipulation in the wholesale energy market. SWD(2023) 58 final. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/SWD_2023_58_1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf

European Council. (2022). Proposal for a power market design in order to decouple electricity prices from soaring gas prices ENER 366. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-11398-2022-INIT/en/pdf>

European Council. (2023a). Infographic - Energy crisis: Three EU-coordinated measures to cut down bills. <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-measures-to-cut-down-energy-bills/>

European Council. (2023b, 17 de octubre). Reform of electricity market design: Council reaches agreement [nota de prensa]. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/10/17/reform-of-electricity-market-design-council-reaches-agreement/>

European Council. (2023c). Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design - General approach. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-14339-2023-INIT/en/pdf>.

- European Council (2023d, 5 de diciembre). *Electricity market reform* [artículo en web]. <https://www.consilium.europa.eu/en/polices/electricity-market-reform/>
- European Council. (2023e). *Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design - Analysis of the final compromise text with a view to agreement*. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16964-2023-INIT/en/pdf>
- European Council. (2023f, 14 de diciembre). *Reform of the electricity market design: Council and Parliament reach deal* [nota de prensa]. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/12/14/reform-of-electricity-market-design-council-and-parliament-reach-deal/>
- European Parliament. (2023a, 19 de julio). *MEPs back plans for a more affordable and consumer-friendly electricity market* [nota de prensa]. <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20230717IPR03028/meps-back-plans-for-a-more-affordable-and-consumer-friendly-electricity-market>
- European Parliament. (2023b, 19 de septiembre). *EU energy market reform: protecting against high prices* [artículo en la web]. <https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/economy/20230915STO05212/eu-energy-market-reform-protecting-against-high-prices>
- European Parliament. (2023c, 14 de septiembre). *Creating a more stable, affordable and sustainable electricity market* [nota de prensa]. <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20230914IPR05103/creating-a-more-stable-affordable-and-sustainable-electricity-market>
- European Parliament. (2023d). *REPORT on the proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design. Report - A9-0255/2023*. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0255_EN.html
- European Parliament. (2023e). *EU electricity market design reform. Findings on implementation of the existing rules*. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747421/EPRS_BRI\(2023\)747421_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747421/EPRS_BRI(2023)747421_EN.pdf)
- Fabra, N. (2022a). *Electricity Markets in Transition. A proposal for reforming European electricity markets*. EnergyEcoLab, Carlos III University and CEPR. http://nfabra.uc3m.es/wp-content/uploads/2022/12/Electricity_Reform-REV.pdf
- Fabra, N. (2022b). *Electricity markets in transition: A proposal for reforming European electricity markets*. VoxEU. <https://cepr.org/voxeu/columns/electricity-markets-transition-proposal-reforming-european-electricity-markets>
- Fernández Gómez, J. (2009). La recuperación de los costes en los mercados de generación. En F. Becker, L. M. Cazorla, J. Martínez-Simancas y J. M. Sala (eds.), *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico. Tomo II. Aspectos Económicos*. Editorial Aranzadi. Cizur Menor (Navarra), 401-436. ISBN: 9788483559024.
- Fernández Gómez, J. (2020). *Mecanismos de capacidad y mercados de electricidad*. Orkestra Working Paper Series in Territorial Competitiveness. ISSN 1989-1288, No. 2020-R01. <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/articulos-cientificos/orkestra-working-papers/200025-mecanismos-capacidad-mercados-electricos.pdf?v=1>
- Fernández Gómez (2021, 5 de noviembre). *¿Cómo se determinan las facturas de electricidad que pagan los consumidores finales y qué medidas pueden adoptarse para reducirlas?* [artículo de blog]. Blog Orkestra Beyond Competitiveness. <https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2284-determinacion-facturas-electricidad-consumidores-finales>

- Fernández Gómez, J. (2022a, 27 de mayo). *Crisis energética, mercados de energía y "excepción ibérica"* [artículo de blog]. Blog Orkestra Beyond Competitiveness. https://www.orkestra.deusto.es/images/220038_excepcion_iberica.pdf
- Fernández Gómez (2022b, 13 de diciembre). *Tarifas Reguladas de Electricidad y Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* [artículo de blog]. Blog Orkestra Beyond Competitiveness. <https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2468-tarifas-reguladas-de-electricidad-y-precio-voluntario-para-el-pequeno-consumidor>
- Fernández Gómez, J. (2023, 1 de febrero). *Por qué no es una buena idea regular el mercado mayorista eléctrico* [artículo de blog]. Blog Orkestra Beyond Competitiveness. <https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2514-regular-mercado-mayorista-electrico>
- France24 (2022, 26 de agosto). Europe's electricity prices hit record high as Russian supply cuts begin to bite. *France 24*. <https://www.france24.com/en/economy/20220826-europe-s-electricity-prices-hit-record-high-as-supply-cuts-begin-to-bite>
- Galal, A., Jones, L., Tandon, P. & Vogelsang, I. (1994). *Welfare consequences of selling public enterprises : an empirical analysis - a summary (English)*. Washington, D.C. : World Bank Group. <http://documents.worldbank.org/curated/en/517121468052737074/Welfare-consequences-of-selling-public-enterprises-an-empirical-analysis-a-summary>
- Gaulier, G. & Serfaty, C. (2023, 24 de noviembre). Energy balance in 2022: the crisis in nuclear power generation came at the worst possible time [artículo de blog]. *Banque de France*. <https://www.banque-france.fr/en/publications-and-statistics/publications/energy-balance-2022-crisis-nuclear-power-generation-came-worst-possible-time>
- González Casares, N. (2023). *INFORME sobre la Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/943 y (UE) 2019/942 y las Directivas (UE) 2018/2001 y (UE) 2019/944 para mejorar la configuración del mercado de la electricidad de la Unión*. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0255_ES.html
- Göss, S. (2022, 13 de septiembre). *As spot market electricity prices break all records, what is the prediction for winter?* [artículo en web]. <https://energypost.eu/as-spot-market-prices-for-electricity-break-all-records-what-is-the-prediction-for-winter/>
- HM Government. (2023). *Heat Pump Investment Roadmap*. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1166439/heat-pumps-investment-roadmap.pdf
- Hogan, M. (2017). Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system, *The Electricity Journal*, 30(1), 55-61. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.12.006>
- Hogan, W. W. (1993). *A Competitive Electricity Market Model*. Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, mimeo. <https://scholar.harvard.edu/whogan/files/transvis.pdf>
- Holmberg, P. & Tangerås, T. (2022). *A survey of capacity mechanisms with lessons for the Swedish electricity market*. Mimeo. <https://www.ifn.se/media/tyubdqog/holmbergtanger%C3%A5s220627.pdf>
- Hyland, M. (2015). *Restructuring European electricity markets: A panel data analysis*. ESRI Working Paper, No. 504, The Economic and Social Research Institute (ESRI), Dublin. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/129417/1/827657609.pdf>
- Joskow, P. L. (2006). Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross Country Studies. En Sioshansi, F. & W. Pfaffenberger (eds.), *Electricity Market Reform: An International Perspective*,

- 1-32. Amsterdam: Elsevier. ISBN: 9780080450308. <https://www.elsevier.com/books/electricity-market-reform/sioshansi/978-0-08-045030-8>
- Joskow, P. L. (2008). Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal*, Special Issue, The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery, 9-42. <https://economics.mit.edu/sites/default/files/2022-09/Lessons%20Learned%20from%20Electricity%20Market%20Liberalization.pdf>
- Keating, C. (2023, 17 de febrero). *150 GW later: The dizzying rise of the power purchase agreement*. <https://www.greenbiz.com/article/150-gw-later-dizzying-rise-power-purchase-agreement>
- Kroger, M., Neuhoff, K. & Richstein, J. C. (2022). *Contracts for difference support the expansion of renewable energy sources while reducing electricity price risks*. DIW Weekly Report 12.35/36, 205-213. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.852061.de/dwr-22-35-1.pdf
- Lazard. (2023). *LCOE Analysis April 2023*. <https://www.lazard.com/media/20zoovyg/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf>
- LG Energy Group. (2022, 27 de julio). *Contract for Difference* [artículo en web]. <https://lgegroup.com/contract-for-difference>
- Linares, P., Collado, N. & Galindo, J. (2024). *La reforma del mercado eléctrico europeo: una valoración y próximos pasos*. EsadeEcPol Reaction Enero 2024. https://www.esade.edu/ecpol/wp-content/uploads/2024/01/20240108_reforma_mercado_electrico_final.pdf
- MITECO. (2023a, 10 de enero). *España remite a la Comisión Europea su propuesta para reformar el mercado eléctrico europeo*. [nota de prensa]. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/230110_ndpespanaremitealacomisioneeuropea_spropuestaparareformarelmercadoelectricoeuropeo_tcm30-550163.pdf
- MITECO. (2023b). *Propuesta española para la reforma del mercado eléctrico*. https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2023/100123-Presentacion_hidrogeno-verde-reforma-mercado-electrico-UE.pdf
- MITECO. (2023c, 13 de junio). *El Gobierno aprueba la nueva metodología de cálculo de la tarifa regulada* [nota de prensa]. https://www.miteco.gob.es/fr/prensa/ultimas-noticias/2023/06/el_gobierno_apruebalanuevametodologiadecalculodelatarifaregulad.html
- MITECO. (2023d, 27 de diciembre). *El Gobierno prorroga las medidas energéticas de protección por la guerra en Ucrania, impulsa las renovables y reduce el impacto de la sequía*. [nota de prensa]. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/23.12.27_NdP_El_Gobierno_prorroga_las_medidas_energ%C3%A9ticas_de_protecci%C3%B3n.pdf
- MITERD. (s.f.). *Bono Social. Preguntas Frecuentes*. <https://energia.gob.es/bono-social/Paginas/preguntas-frecuentes-bono-social.aspx>
- Nasdaq. (2019). *Contract Specifications. Commodity Derivatives*. <https://www.nasdaq.com/docs/Contracts-Specification-EPAD-NO3-Trondheim.pdf>
- Newbery, D. M. (2006). Electricity Liberalization in Britain and the Evolution of Market Design. En Sioshansi, F. & W. Pfaffenberger (eds.), *Electricity Market Reform: An International Perspective*, 109-144. Amsterdam: Elsevier. ISBN: 9780080450308. <https://www.elsevier.com/books/electricity-market-reform/sioshansi/978-0-08-045030-8>
- Newbery, D. M. (2018). What Future(s) for Liberalized Electricity Markets: Efficient, Equitable or Innovative? *The Energy Journal*, 39 (1), 1-28. <https://www.jstor.org/stable/26534403>

- Newbery, D. M. (2021). *Designing an Incentive-Compatible Efficient Renewable Electricity Support Scheme*. Cambridge Working Paper in Economics 2128. <https://www.econ.cam.ac.uk/research-files/repec/cam/pdf/cwpe2128.pdf>
- Newbery, D. M. & Pollitt, M. G. (1997). The Restructuring and Privatisation of Britain's CEGB—Was It Worth It? *The Journal of Industrial Economics*, 45, 269-303. <https://doi.org/10.1111/1467-6451.00049>
- Nord Pool. (s.f.). *Bidding Areas*. <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Bidding-areas/>
- NVE. (2021). *Investigation of Bilateral Hedging and Hedging Strategies*. RME EKSTERN RAPPORT Nr. 6/2021. https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2021/rme_eksternrapport2021_06.pdf
- Owen, A. (2014). Do Liberalized Electricity Markets Discourage Investment in Renewable Energy Technologies? *The Electricity Journal*, 27(8), 53-59. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.09.001>
- Pollitt, M. G. (2012). The role of policy in energy transitions: Lessons from the energy liberalisation era. *Energy Policy*, 50, 128-137. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.004>
- Pototschnig, A., Glachant, J.-M.; Meeus, L. & Conti, I. (2022). *Consumer protection mechanisms during the current and future periods of high and volatile energy prices*. EUI-FSR Policy Brief, Issue 2022/20. <https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/74376/QM-AX-22-020-EN-N.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Pöyry. (2015). *Decentralized Reliability Options. Securing Energy Markets*. https://afry.com/sites/default/files/2020-07/decentralisedreliabilityoptionsfullreport_v300.pdf
- Roques, F. & Finon, D. (2017). Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime? *Energy Policy*, 105, 584-596. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.035>
- Sgaravatti, G., Tagliapietra, S., Trasi, C. & Zachmann, G. (2023). *National fiscal policy responses to the energy crisis*. Bruegel. <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>
- Spodniak, P., Chernenko, N. & Nilsson, M. (2014). *Efficiency of Contracts for Differences (CfDs) in the Nordic Electricity Market*. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2496889>
- Spodniak, P. & Collan, M. (2018). Forward risk premia in long-term transmission rights: The case of electricity price area differentials (EPAD) in the Nordic electricity market. *Utilities Policy*, 50, 194-206, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2018.01.004>
- Svenska Kraftnät. (2023). *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/framtidens-kapacitetsmekanism-for-att-sakerstalla-resurstillracklighet-pa-elmarknaden_svk-2022_3774.pdf
- Taylor, K. (2023, 20 de junio). EU countries fail to agree position on electricity market reform. *Euractiv*. <https://www.euractiv.com/section/electricity/news/eu-countries-fail-to-agree-position-on-electricity-market-reform/>
- Timera Energy. (2023). *EU Battery Investment*. <https://timera-energy.com/wp-content/uploads/2023/05/Timera-EU-BESS-webinar-Apr-2023-live-1.pdf>
- Wettengel, J. (2023a, 30 de junio). Germany's plan to install half a million new heat pumps annually "ambitious but feasible" – industry [artículo en web]. *Clean Energy Wire*. <https://www.cleanenergywire.org/news/germanys-plan-install-half-million-new-heat-pumps-annually-ambitious-feasible-industry>
- Wettengel, J. (2023b, 28 de agosto). Planned state support means heat pumps pay off even in inefficient buildings – WWF [artículo en web]. *Clean Energy Wire*. <https://www.cleanenergywire.org/news/planned-state-support-means-heat-pumps-pay-even-inefficient-buildings-wwf>

Yuen, S. (2023, 9 de febrero). Number of PPA deals in Europe grow but volume falls, finds Pexapark [artículo en web]. *Solar Power Portal*. <https://www.solarpowerportal.co.uk>

Zachmann, G. (2023, 16 de enero). *The great 2022 European energy crisis - what actually happened and how did Europe cope?* [artículo en página web]. <https://www.bruegel.org/newsletter/great-2022-european-energy-crisis-what-actually-happened-and-how-did-europe-cope-0>



Orkestra

INSTITUTO VASCO
DE COMPETITIVIDAD
FUNDACIÓN DEUSTO

www.orquestra.deusto.es