

CUADERNOS ORKESTRA

ISSN 2340-7638

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

REFORMA DEL DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO

RESUMEN EJECUTIVO

Núm. 02/2024

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


Jorge Fernández Gómez

CUADERNOS ORKESTRA, núm. 02/2024. Resumen ejecutivo.

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>

© Jorge Fernández Gómez

© Instituto Vasco de Competitividad – Fundación Deusto

www.orquestra.deusto.es/eu

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 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 (PPAs y CpDs) 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 (PPAs y CpDs), 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 CpDs (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 CpDs.
- 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.
- PPAs. 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 PPAs para nueva generación renovable e impulsar estos contratos mediante la reserva (para venta a través de PPAs) 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 desarrolle 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 (PPAs y CpDs) 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 PVPC), evitar subvenciones cruzadas por una asignación ineficiente de los ingresos de los CpDs a determinados consumidores y eliminar las barreras al desarrollo de los PPAs. Además, el diseño de los esquemas públicos de apoyo a los PPAs y CpDs 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.



Orkestra

INSTITUTO VASCO
DE COMPETITIVIDAD
FUNDACIÓN DEUSTO

www.orquestra.deusto.es