

# La reforma del mercado eléctrico europeo: una valoración y próximos pasos

## AUTORES

**Pedro Linares,**

Profesor, IIT-ICAI, U.  
Pontificia Comillas

**Natalia Collado,**

EsadeEcPol

**Jorge Galindo,**

EsadeEcPol

EsadeEcPol Reaction Enero 2024

## RESUMEN EJECUTIVO

El funcionamiento del **mercado de energía eléctrica europeo necesita nuevos instrumentos para fomentar las inversiones en proyectos de energías renovables a gran escala y en almacenamiento**. Aunque en teoría los mercados como el europeo podrían incentivar la inversión, en la práctica no lo han logrado. De hecho, llegados a cierto punto de madurez, el descenso del precio en los mercados eléctricos aminoró el incentivo a la inversión a largo plazo en la instalación tanto de renovables como de capacidad extra con fuentes complementarias (por ejemplo, el ciclo combinado).

En este contexto, *shocks* energéticos como los de los últimos años se añaden a este problema estructural para subrayar la alta volatilidad que tenemos en los precios a corto plazo cuando hay fuertes desequilibrios entre la oferta y la demanda para las fuentes que habitualmente cubren cuando las renovables no pueden entrar.

La **motivación de la reforma** de los mercados eléctricos europeos es por tanto la de **re-incentivar la construcción de capacidad de generación** que permita tomar de manera más decidida la senda de descarbonización **mientras se dota de mayor flexibilidad** (tanto de oferta como de demanda) que pueda producir una **mayor estabilidad en los precios**.

Ahora bien: aunque estos objetivos últimos son compartidos entre países, la manera de alcanzarlos no, por los distintos *mix* energéticos y de consumo (industrial y también de hogares) de partida.

Línea de investigación:

Transición Verde

Dirigida por Pedro Linares

Por ello, el resultado queda lejos de los mismos y **en su forma actual la reforma del mercado eléctrico europeo se queda corta en varios aspectos clave.**

- Primero, aunque reconoce la importancia de los instrumentos de mercado a largo plazo para las renovables, no consigue desarrollar mercados europeos eficientes para su integración.
- Segundo, los contratos por diferencia, su instrumento central, se plantean más como apoyos gubernamentales que como herramientas de mercado accesibles para todos los actores.
- Tercero, la falta de estandarización en los mercados de capacidad y flexibilidad permite a los estados miembros diseñar enfoques divergentes, pudiendo distorsionar el mercado único europeo.

En cambio, donde **la reforma sí ha acertado es en el establecimiento de un mecanismo de emergencia común**, bajo la supervisión de la Unión Europea, y en el que las potenciales ayudas a los consumidores serían a tanto alzado, de forma que no distorsionen la señal de precio (y por tanto de ahorro).

Las expectativas previas a la reforma del mercado eléctrico europeo eran quizás demasiado altas, especialmente considerando que el diseño del mercado de corto plazo actual llevó casi una década. Sin embargo, **esta reforma debe ser vista como un paso inicial**, un proceso reflexivo que sienta las bases para un desarrollo más prolongado. El **objetivo final** debería ser la **creación de un mercado eléctrico europeo armonizado y enfocado en el largo plazo**, un proceso que requiere tiempo y consideración cuidadosa para lograr una integración efectiva y coherente a nivel europeo

# Introducción

Después de más de un año de arduas negociaciones, la reforma del mercado eléctrico europeo se encuentra en su recta final. Tras alcanzarse en julio una posición común en el Parlamento Europeo, en octubre los estados miembros hicieron lo propio en el Consejo, y, actualmente, la propuesta de reglamento se encuentra en la fase final de negociación tras el acuerdo provisional entre el Consejo y el Parlamento de diciembre de 2023. Las tres instituciones buscan alcanzar un acuerdo que permita, por un lado, impulsar la inversión en energías renovables y aumentar la estabilidad del coste de la energía, y por otro, proteger a los consumidores frente a la volatilidad en los precios. El objetivo es que la reforma esté aprobada antes de las elecciones europeas del próximo junio.

Sin embargo, la coyuntura actual ha llevado a que la reforma se enfoque más en responder a las circunstancias inmediatas - como el impacto de la crisis del gas en los precios de la electricidad y la protección de los consumidores domésticos e industriales - que en establecer una hoja de ruta sólida que prepare al sistema eléctrico para una economía libre de emisiones. Es más: las diferencias iniciales en las posiciones del Consejo, la Comisión y el Parlamento han puesto de manifiesto las divergencias entre los intereses nacionales de los estados miembros tanto desde el lado de la oferta, *mix* energético, como de demanda, y cómo han condicionado este proceso.

Frente a este contexto, el presente documento parte de la necesidad de esta reforma para analizar el estado en que ha desembocado, prestando especial atención a la economía política alrededor de este proceso, y evaluando en qué medida la forma que ha ido adquiriendo está alineada con las metas a largo plazo de la Unión Europea en política energética, incluyendo las dimensiones de autonomía y equidad en el impacto de la transición energética.

A tal efecto ponemos también el foco en aquellos elementos que se han quedado fuera de la actual propuesta y deberían abordarse en sucesivas revisiones para aumentar la resiliencia del sistema eléctrico y adecuarla a las necesidades de una sociedad descarbonizada. Por último, dado que el debate en torno al mercado eléctrico ha evolucionado y durante el último año la atención se ha desplazado a la competitividad de las empresas europeas en un contexto de competencia cruzada entre grandes bloques económicos (UE, EE. UU., China) por acoplar eficiencia y descarbonización, ofreceremos algunas reflexiones sobre su relación con la nueva política industrial de la Unión Europea.

# El punto de partida: cómo funciona el mercado hasta hoy

Resulta crucial entender los rasgos esenciales que definen el mercado eléctrico europeo y el contexto en que se originó su diseño actual para comprender por qué puede no ser adecuado para facilitar la transición hacia un sistema energético descarbonizado.

El mercado eléctrico es esencialmente un espacio de encuentro entre compradores y vendedores para el intercambio de electricidad, que incluye no solo el mercado mayorista diario sino también contratos a largo plazo, mercados complementarios para ajustar la generación a la demanda en tiempo real, como los de ajuste y balance, y el minorista, encargado de la comercialización del suministro a los consumidores finales.

Desde la liberalización del sector eléctrico en la Unión Europea a finales de los años 90 y principios de los 2000, el mercado diario ha sido la piedra angular del sistema. Funciona a través de una subasta que ordena las ofertas de los productores de forma creciente en la denominada orden de mérito hasta cubrir la totalidad de la demanda. La última tecnología necesaria para cubrirla, conocida como tecnología marginal, determina el precio de mercado mientras que los generadores con ofertas por debajo de este precio se conocen como inframarginales.

Aunque efectivo en ciertos aspectos clave, como asegurar una operación eficiente, presenta ciertas insuficiencias a medida que crece la integración de renovables en el sistema. Estas fuentes tienen costes marginales cercanos a cero una vez asumido el coste fijo de su instalación. Este hecho altera la dinámica de precios y la rentabilidad de todas las tecnologías. En particular, **desplazar en el *mix* de generación a los combustibles fósiles reduce los precios mayoristas** (Gelabert et al., 2011; Würzburg et al., 2013) **y lleva a una disminución en la rentabilidad de todas las tecnologías; incluidas, paradójicamente, ellas mismas a través de los efectos de canibalización y depredación** (Peña et al., 2022):

- Las renovables “canibalizan” sus propios incentivos en el sistema marginalista porque hacen disminuir la ratio de ingresos sobre total generado por ellas, algo que sucede en la medida en que su mayor presencia logra bajar el precio de la generación.
- Y, en paralelo, se “depreda” la remuneración del resto de tecnologías por la misma lógica, algo que afecta especialmente a la potencia en firme instalada en el sistema.

Así, el potencial y teórico incentivo para la inversión en renovables se ve rebajado a medida que éstas tienen más peso en el *mix* y reducen los precios.

Esta situación paradójica provoca **dos problemas fundamentales** en forma de cuestiones no resueltas:

1. **¿cómo fomentar las inversiones necesarias en proyectos de energías renovables a gran escala en un contexto de precios del mercado diario estructuralmente bajos?** (Es decir, evitar la canibalización)
2. **¿cómo incentivar la inversión en tecnologías que ofrezcan flexibilidad tanto desde la oferta como desde la demanda**, como el almacenamiento o los ciclos combinados fundamentales para asegurar el suministro de electricidad, **pero cuyos ingresos, para una parte de la potencia instalada, no reflejarán su valor real en el mercado mayorista?**<sup>1</sup> (Esto es, resolver la depredación).

Para abordar estos desafíos es esencial **fortalecer y mejorar el diseño de los mercados de largo plazo y de flexibilidad**. A pesar de su potencial, estos mercados no están suficientemente desarrollados ni estandarizados a nivel europeo, y los plazos de los contratos a menudo son demasiado cortos para respaldar inversiones intensivas en capital (ACER, 2022). Por otro lado, para solucionar el problema de la falta de ingresos de los recursos de reserva, surgen los mercados o mecanismos de capacidad, generalmente articulados a través de los “pagos por capacidad”, que remuneran a las centrales por estar disponibles para el suministro ante picos de demanda. No obstante, dependiendo de su diseño pueden presentar ciertos riesgos como servir de respaldo a tecnologías más contaminantes en aras de garantizar la seguridad de suministro (Schittekatte & Meeus, 2021; Zachmann & Heussaf, 2023), además de generalmente sobrerretrotribuir a las tecnologías seleccionadas para estos pagos.

En resumen, el diagnóstico apunta a un **reto** muy concreto: **transitar hacia un sistema híbrido que separe las decisiones de inversión a largo plazo de las señales de precios a corto plazo, asegurando al mismo tiempo la eficiencia operativa, la seguridad de suministro y la descarbonización** del sistema energético (Joskow, 2019; Keppler et al., 2022).

## Motivación de la reforma: por qué ahora

A pesar de que los desafíos a los que se enfrenta el mercado eléctrico ante la descarbonización han sido ampliamente debatidos en la literatura reciente (Blazquez et al., 2020; Joskow, 2022; Newbery, 2018; Roques & Finon, 2017; Wolak, 2022), el **interés político** en emprender una reforma **crystalizó** cuando el **impacto de la crisis energética** se hizo patente en la **economía y la población**.

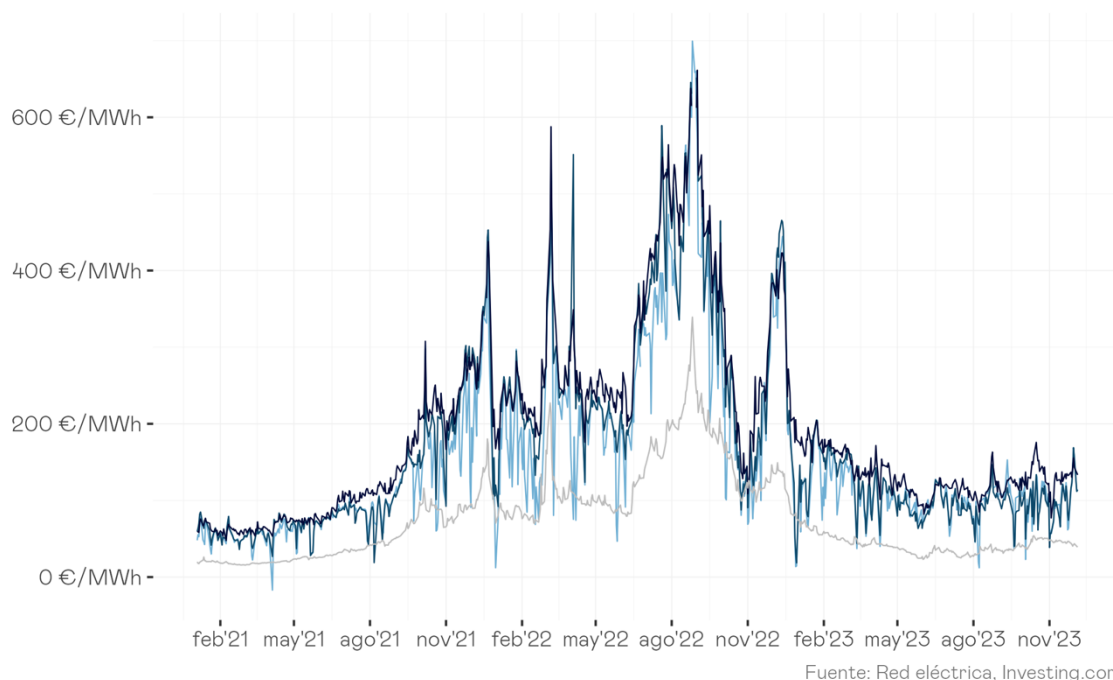
La escalada del precio del gas, iniciada con la recuperación postpandemia y exacerbada tras la invasión rusa de Ucrania, ha elevado a cotas históricas los precios de la electricidad en Europa durante los últimos dos años. La relación entre ambos precios energéticos la

---

<sup>1</sup> Una parte del almacenamiento entrará en el mercado por arbitraje de precios. Sin embargo, esto no será suficiente para incentivar la inversión en capacidad suficiente para dar fiabilidad al sistema a largo plazo.

determina la presencia de las centrales de ciclo combinado en la generación de electricidad, que utilizan gas como insumo, y su rol como tecnología marginal durante las horas en las que la producción renovable no cubre la demanda. Además, dado que, en media, se necesitan dos MWh de gas para producir uno de electricidad, el mercado eléctrico amplifica los efectos de un *shock* en el precio de este combustible fósil. La Figura 1 ilustra este efecto para los principales mercados europeos y el precio de referencia del gas en la Unión Europea, el Dutch TTF.

**Figura 1. Evolución del precio mayorista de la electricidad en Alemania, Francia e Italia y del gas en Europa (€/MWh)**



El impacto económico de este incremento en el precio de la electricidad ha sido profundo, afectando a hogares e industria, y contribuyendo de manera decisiva a una inflación sin precedentes en la Eurozona. Como respuesta, los gobiernos adoptaron distintas medidas entre las que destacan reducciones del IVA o de impuestos especiales a los productos energéticos, regulación de los precios minoristas, transferencias a los consumidores vulnerables, apoyo a la industria e impuestos a los beneficios extraordinarios<sup>2</sup> (Sgaravatti et al., 2021). Pero, dado el coste presupuestario de dichas políticas y su limitado alcance sobre el problema de raíz, los estados miembros mostraron en paralelo un renovado interés en

<sup>2</sup> Un efecto colateral de los elevados precios de la electricidad es que han generado ingresos extraordinarios para las tecnologías inframarginales, como las renovables, la hidráulica o la nuclear. Estos “windfall profits” o “beneficios caídos del cielo” pueden tener un efecto positivo en la inversión en estas tecnologías “limpias”, y contribuir a reducir la participación del gas en el mercado; sin embargo, cuando existen barreras de entrada en el mercado, se pueden transformar en rentas no eficientes (Chaves et al., 2023). A medida que aumente la penetración de renovables en el sistema, estos ingresos se reducirán e incluso podrán transformarse en pérdidas al no cubrir el precio de mercado los costes de inversión y funcionamiento (Chaves et al., 2023; Fabra, 2022).

revisar el diseño del mercado eléctrico, buscando desacoplar el precio del gas del de la electricidad y aumentar la protección de los consumidores.

Frente a este contexto, conviene señalar que, **aunque los precios de la electricidad han aumentado significativamente en los últimos dos años, esto no indica necesariamente un fallo en el diseño del mercado diario**. Al contrario: éste ha funcionado como se esperaba, transmitiendo eficientemente las señales de precio a consumidores y productores y reflejando los costes de producción y la escasez de recursos, en este caso, el gas. A medida que la participación de las energías renovables y del almacenamiento crezca en el *mix* energético, el gas perderá su papel de tecnología marginal. En consecuencia, desaparecerá esta motivación de reformar el mercado para desvincular su precio del de la electricidad (aunque persistirá la necesidad de reformar para descarbonizar).

Es más: como se ha señalado antes, en un sistema eléctrico plenamente descarbonizado, los precios del mercado mayorista de corto plazo serán generalmente bajos. No obstante, **la situación actual refleja los desafíos que podemos enfrentar durante la transición** hacia este sistema. Conforme se incrementa la implementación de energías limpias, la volatilidad de los precios en el corto plazo se intensificará, experimentando precios muy elevados en momentos de escasez y extremadamente bajos en otros períodos (Chaves et al., 2023).

Así, con todos estos elementos, la propuesta de la Comisión<sup>3</sup> se centró en dos objetivos centrales. En primer lugar, cómo enviar señales adecuadas para incentivar la inversión en tecnologías libres de emisiones preservando una operación eficiente a corto plazo. Y, en segundo lugar, cómo proteger a los consumidores frente a incrementos en la volatilidad de los precios durante momentos de crisis como el reciente. Aunque existe un consenso entre académicos y profesionales del sector en torno a estos objetivos, este se diluye al considerar cómo llevarlos a la práctica.

## Las distintas posiciones y el previsible acuerdo final

Centrándonos en el primero de los objetivos, la teoría económica ofrece dos enfoques principales para conciliar las señales de funcionamiento eficiente a corto plazo con las inversiones a largo plazo.

Por un lado, el **enfoque de planificación centralizada** se basa en que el Estado o el regulador determina las inversiones necesarias, remunerándolas a un precio fijo y relegando al mercado diario las señales de operación. Los agentes privados compiten por el mercado, es decir, por

---

<sup>3</sup> Ver Comisión Europea (2023) en las referencias.

construir y operar las distintas plantas generadoras. Los **Contratos por Diferencias (CfD)** se han convertido en la opción de referencia dentro de este enfoque, actuando como seguros para los productores de energía renovable contra las fluctuaciones de precios, asegurándoles un ingreso mínimo: consisten en acuerdos que permiten a los productores de energía vender su producción a un precio fijo, independientemente de las variaciones en el mercado. Bajo un CfD, el productor recibe la diferencia entre el precio de mercado y este precio acordado (precio de ejercicio) si el precio de mercado es más bajo, asegurando así un ingreso mínimo. En caso contrario, si el precio de mercado es más alto que el precio acordado, el productor paga la diferencia. Esto proporciona una estabilidad financiera significativa para los proyectos de energía renovable, permitiéndoles competir de manera más efectiva en el mercado y reduciendo el riesgo financiero asociado con las fluctuaciones de precios. Aunque se hayan convertido en opciones de referencia para la aproximación centralizada, como señalan Chaves et al. (2023), los CfDs no necesariamente deben ser regulados u ofrecidos de forma centralizada, pueden estandarizarse y ofrecerse en plataformas europeas similares al mercado diario o intradiario.

Por otro lado, el **enfoque de mercado** descansa las decisiones de inversión en los agentes privados, apoyados por mercados de largo plazo y de capacidad suficientemente desarrollados que complementan al mercado de corto plazo. Aquí, los **Acuerdos de Compra de Energía (PPA) son el principal instrumento**. Estos son contratos entre generadores y consumidores a un precio acordado por ambas partes, que pueden ser físicos o financieros, y que aseguran unos flujos de ingresos estables para proyectos renovables.

**Cada enfoque tiene sus propios desafíos** (Chaves et al., 2023). La planificación centralizada puede llevar a sobreinversiones y una transición más lenta hacia tecnologías eficientes, mientras que el enfoque de mercado puede enfrentar barreras en el desarrollo de mercados de largo plazo y riesgos de distorsión de precios.

En cuanto a los instrumentos, tanto los **CfD como los PPA, aunque útiles, no están exentos de riesgos** (Zachmann et al., 2023; Zachmann & Heussaf, 2023). Los primeros, si no están correctamente diseñados, pueden crear distorsiones operativas y, en un entorno inflacionario, fijar precios ineficientemente altos. Además, si la toma de decisiones recae en los estados miembros, puede llevar a resultados dispares limitando la integración de los mercados eléctricos de la UE. Los PPAs, por su parte, no están estandarizados y pueden ser rígidos, lo que dificulta la adaptación a cambios durante la vida del contrato. Por último, las pequeñas y medianas empresas tienen problemas para acceder a estos acuerdos al preferir los productores de energías renovables a empresas con gran capacidad financiera como contrapartida.

Considerando la forma que ha ido adquiriendo la reforma, que partía de los contratos por diferencias como única forma de incentivo público a la inversión en tecnologías libres de emisiones y subraya el desarrollo de los mercados de largo plazo y el acceso a los PPAs, **cabía**



**esperar que el debate se hubiera centrado en las preferencias y reticencias de los estados miembros respecto al grado de intervención en los mercados y las ventajas y debilidades de estos instrumentos.** Países como Alemania y los Países Bajos se mostraron más reticentes a intervenir en los mercados durante la crisis energética, en comparación con España, Portugal y Francia (Taylor, 2021). **Sin embargo**, como veremos, sus **posiciones** en torno a la forma que debe tomar el mercado eléctrico están **más cerca de sus intereses nacionales sobre el rumbo de la política energética e industrial europea.**

Dichos **intereses** están intrínsecamente ligados a factores de oferta, el *mix* energético actual y futuro de cada país, y de su estructura de demanda, importancia del sector industrial. Si consideramos la composición de la generación, Francia, por ejemplo, depende en gran medida de la energía nuclear, cerca del 70% de su electricidad es suministrada por esta tecnología, mientras que Alemania ha cerrado todas sus centrales nucleares y España obtiene la mitad de la electricidad a partir de energías renovables. Esta dependencia y apuesta a futuro por la nuclear ha llevado a Francia a liderar una alianza junto con otros 13 países, incluyendo a Polonia, Bélgica o Suecia, con el objetivo de que esta, bien con centrales existentes y sus ampliaciones o futuras plantas, pudiera acceder a los CfDs. Esta iniciativa se enfrentó a la oposición en el Consejo de otros estados miembros, liderados por España y Alemania, reacios al desarrollo y uso de esta energía para la descarbonización y al considerar que este instrumento se debe reservar para nuevas instalaciones, en el caso de Alemania, al sumar las preocupaciones sobre competitividad industrial (Hancock, 2023).

La industria suma el 40% del consumo eléctrico en Alemania frente al 30% en España o el 25% de Francia. Además, este sector desempeña un papel esencial en la economía aportando un 20%, 12% y 11% respectivamente al valor añadido de cada país. La competitividad y producción de las empresas electro-intensivas está estrechamente relacionada con los precios de la electricidad. El gobierno alemán temía que Francia usara los ingresos procedentes de los CfDs de su flota nuclear para distribuirlos entre sus consumidores, incluidos los industriales, sin tener que estar sometido a las reglas que regulan las ayudas de estado. Esto otorgaría al país galo una ventaja competitiva que podría acabar atrayendo empresas desde Alemania (Chazan et al., 2023).

Finalmente, tras meses de negociación el acuerdo alcanzado en el Consejo<sup>4</sup>, bajo la presidencia española, permite a las nucleares acogerse a esta forma de financiación pública, pero atribuye a la Comisión la tarea de velar por que el reparto de los ingresos no distorsione la competencia en el mercado interior. De este modo se consiguió dar respuesta a las demandas de ambos bloques. No obstante, un mes después de alcanzarse dicho acuerdo, Francia anunció su nueva propuesta para regular el precio de la energía nuclear (ARENH) de su empresa pública EDF. Según el acuerdo alcanzado con dicha empresa, se incrementa el precio de la electricidad generada con la flota nuclear desde los 42€/MWh hasta los 70€/MWh. Además, permitirá

---

<sup>4</sup> Ver Council of the European Union (2023) en las referencias.

al gobierno, cuando el precio de mercado exceda un cierto umbral, redistribuir los ingresos directamente entre hogares y empresas. El objetivo sería evitar la supervisión de la Comisión Europea asociada a la distribución de los ingresos procedentes de los contratos por diferencias (Leali, 2023). No obstante, este nuevo marco parece ser más beneficioso para los generadores nucleares que para los consumidores que podrían enfrentarse a precios más altos.

Con todos estos elementos, **el resultado final de la reforma acordada entre el Consejo y el Parlamento el pasado diciembre se acerca a las demandas expresadas por los estados miembros y plasmadas en la propuesta del Consejo**. En relación con los CfDs, estos o esquemas similares con el mismo efecto se podrán aplicar sobre las nuevas inversiones en plantas renovables y nucleares. Por otro lado, también se ha mantenido otro punto conflictivo de la propuesta del Consejo: eliminar temporalmente los límites de emisiones para que las centrales que usan combustibles fósiles puedan acceder a los mecanismos de capacidad hasta 2028. No obstante, las condiciones para aplicar esta exención serán más estrictas y la Comisión tendrá que valorar el impacto que tendría sobre las emisiones.

Como se desprende de este análisis, el **proceso de reforma del mercado eléctrico en la UE** ha reflejado la economía política de la región y cómo, en ocasiones, esto **relega a un segundo plano la consecución de los objetivos climáticos y el avance en un sistema resiliente y adaptado a la realidad de una estructura de generación libre de emisiones**.

## ¿Está alineada la reforma con los objetivos de descarbonización a largo plazo?

Realmente, y como se ha mencionado anteriormente, esta reforma más bien puede considerarse una no-reforma, en cuanto que **no alinea la estructura del mercado eléctrico europeo con las necesidades de un sistema con alta penetración de renovables**.

No-reforma porque, realmente, **no introduce ninguna modificación sustancial ni nuevos instrumentos sobre los ya existentes**: ya existían PPAs, CfDs (la base de las recientes subastas renovables en España); tampoco crea nuevas plataformas o estructuras para el impulso de los mercados de largo plazo (los *virtual forward hubs* tienen un recorrido muy limitado). Esto no es negativo en todos los aspectos: **afortunadamente**, y a pesar de que algunos países querían eliminarlo, **se mantiene el mercado de corto plazo como columna vertebral del sistema**, fuente de las señales de operación e intercambio eficiente.

Pero, como decimos, **no se desarrollan realmente los mercados de largo plazo a escala europea** necesarios para invertir en renovables e integrarlas de forma eficiente en el sistema. **Tampoco se plantean productos estandarizados a nivel europeo**, que deberían ser la base

del futuro mercado de largo plazo. Y los **contratos por diferencia** siguen planteándose más como **instrumentos de apoyo por parte de los gobiernos** que como herramienta de contratación de largo plazo accesible por todos los agentes.

**Tampoco se estandarizan los mercados de capacidad**, abriendo así la puerta a diseños diferentes por parte de los Estados Miembros. En este sentido, y aunque es cierto que la reforma no toma ninguna decisión explícita, por omisión sí traslada a los estados miembros mucha más capacidad de decisión sobre el *mix* de largo plazo, y por tanto crea muchas más posibilidades de distorsión del mercado único europeo.

Otro punto en el que la reforma tiene **lagunas** es en el **diseño de los mercados de flexibilidad**, que también se siguen dejando en manos de los Estados Miembros, a pesar de las evidentes sinergias que presentaría una flexibilidad compartida entre regiones interconectadas.

Además, tanto los mercados de capacidad como de flexibilidad están sujetos a múltiples restricciones y autorizaciones. Esto seguramente refleja la preocupación de la DG de Competencia por minimizar las distorsiones mencionadas; pero hubiera sido mucho más interesante definir un esquema homogéneo a nivel europeo, que no creara distorsiones en el mercado único, y que todos los países hubieran podido aplicar directamente.

Frente a todos estos problemas y limitaciones de la reforma, hay que decir que era **complicado conciliar la urgencia política** que sobre todo algunos estados tenían para aprobar esta reforma (y venderla a sus partidarios) **con el tiempo necesario para desarrollar un mercado a escala europea**. La implantación del mercado eléctrico europeo de corto plazo ha llevado un tiempo nada despreciable, superior a 10 años, por lo que tampoco cabía esperar milagros. **Más bien, y en eso confiamos, esta reforma debería considerarse como una primera reflexión, que abra un proceso de largo plazo** que culmine diseñando un verdadero mercado eléctrico de largo plazo armonizado a nivel europeo.

Donde la reforma sí ha acertado es en el **establecimiento de un mecanismo de emergencia común, bajo la supervisión de la Unión Europea**, y en el que las potenciales ayudas a los consumidores serían a tanto alzado, de forma que no distorsionen la señal de precio (y por tanto de ahorro).

## Política industrial: ¿oportunidad para descarbonizar el mix europeo?

Hasta hace poco la industria europea se apoyaba en la adquisición de energía a precios accesibles para mantener una cierta competitividad (Zettlemeyer, 2023). Pero la escalada de precios desde 2021 y, especialmente, 2022 con el fallo del suministro ruso hacia el este y el centro del continente (motor industrial alemán incluido), retiró este apoyo. Como

resaltábamos más arriba, el mercado (a corto) funcionó como se esperaba: transmitiendo la señal de precios. Y está implícita en la lógica de la descarbonización que así siga siendo. La misma internalización del precio de la externalidad negativa de las emisiones, y la subsiguiente discriminación de precios hacia las fuentes descarbonizadas, se espera de los grandes consumidores como de los pequeños.

Este **nuevo mundo aspira, pues, a cumplir una promesa de energía asequible, segura** (es decir, que garantice autonomía), **limpia y de suministro estable** para cimentar nuestra competitividad futura. **Pero el camino a las cadenas de valor descarbonizadas será inevitablemente largo**: además del cambio en el *mix* y de la construcción de capacidad y estabilidad a la que iba dirigida la (como hemos visto, insuficiente) reforma actual, están las cuestiones de almacenamiento, distribución e interconexiones para condicionar la transición. Pero incluso dejando de lado estos retos de mayor calado tecnológico (y político), **la salida del proceso de reforma subraya que la UE sigue sin producir una solución supranacional que le permita aprovechar en su máximo potencial las economías de escala que podrían derivarse de una acción más coordinada**. Esto sería cierto independientemente del grado de presencia pública/regulatoria que se decida para dicha solución: cierto es que una solución demasiado centralizada en un solo decisor o grupo de decisores arriesgaría más a Europa a una captura mayor por parte de sus sectores industriales con mayor acceso a la toma de decisiones; y cierto es también que si la solución es demasiado rígida en la definición de las tecnologías escogidas (con la idea de reducir ese riesgo de captura, al menos parcialmente) la capacidad de respuesta a *shocks* de corto plazo se reduce. Pero esto son anotaciones en el margen: **mientras los mercados de largo plazo europeos coordinados no están desarrollados, las diferencias entre Estados y regiones seguirán definiendo los equilibrios resultantes**, como hemos visto en secciones anteriores.

El ciclo político de reforma del mercado se agotará en estos meses, pero se iniciará uno nuevo tras las elecciones de mediados de 2024 y la subsiguiente reconfiguración de la Comisión. Uno de sus componentes centrales será con alta probabilidad el impulso de las industrias europeas, precisamente como respuesta a los empujes de industrialización verde que hemos observado en EEUU y China durante los últimos tiempos. Vale la pena por tanto terminar este *reaction* explorando al menos algunas de las posibilidades que se abren.

Contra lo que pueda parecer a primera vista, no todas estas posibilidades tienen por qué ser de raíz proteccionista. Por ejemplo, Sgaravatti et al. (2023) sopesan avanzar en la dirección contraria: **externalizar de manera mucho más diversificada que la actual aquellas partes de la cadena que aportan bajo valor añadido, pero son altamente intensivas energéticamente**. Siempre que se haga de forma estratégica, esta aproximación reduciría la dependencia energética europea: implicaría trasladar procesos industriales específicos a regiones donde las eficiencias operativas pueden ser maximizadas, preservando los tramos de mayor valor añadido dentro de las fronteras europeas.

Ahora bien, esto requeriría de una cuidadosa planificación y ejecución, además de una coordinación transnacional sólida para asegurar que los beneficios sean equitativos: el valor añadido de estos tramos de la cadena puede ser bajo en agregado, pero será muy alto en aquellos puntos de la geografía europea en los que generan considerable empleo. Además, existiría un claro riesgo de que simplemente acabemos no sólo desplazando emisiones, sino aumentándolas si no hay un monitoreo efectivo de las emisiones asociadas con cada bien intermedio importado. El impuesto al CO<sub>2</sub> en frontera (CBAM) recientemente implantado en la Unión es la herramienta elegida por ahora para evitar este riesgo de *filtración de carbono*, pero como ya vimos en Linares (2022) hay razones para dudar de que el monitoreo pueda efectivamente detectar convenientemente todas las emisiones asociadas en terceros países con los (relativamente escasos) instrumentos con los que cuentan hoy día las instituciones comunitarias.

**Otra alternativa complementaria**, discutida (por ejemplo, en Sgaravatti et al), consistiría en **facilitar paulatinamente el desarrollo de industrias intensivas en energía en áreas con ventajas comparativas de recursos naturales para la generación renovable**. Esta posible reconfiguración parcial del mapa industria-energía europeo, como lo etiquetan Sgaravatti et al, podría pesar especialmente mientras los desafíos tecnológicos en almacenamiento y distribución de energía permanezcan sin resolver. Este enfoque aprovecharía las ventajas de partida, incrementando la eficiencia y reduciendo costos energéticos.

Indudablemente, tanto el reemplazo de producción de bienes intensos en energía (por bajo que resulte su valor agregado, éste se concentrará en ciertos puntos regionales expuestos al reemplazo) como la concentración de industrias en áreas específicas terminaría por generar "ganadores" y "perdedores" regionales. El objetivo debería ser que estos ganadores fueran distintos a los que han venido ganando hasta ahora: bien enfocada, esta estrategia no solo impulsaría la descarbonización, sino que también ofrecería oportunidades económicas en regiones sur-europeas que de media disfrutaban de menor PIB per cápita, mayor desempleo, y pocas perspectivas de aprovechar la transición energética salvo por estas ventajas comparativas. Las resistencias podrían surgir de regiones más desarrolladas o "incumbentes", que podrían ver amenazadas sus ventajas actuales para la acumulación de industrias intensivas en energía.

Estas ideas representan en cualquier caso apenas un punto de partida para exploraciones futuras. Como se desprende de la valoración actual de la reforma, aún quedan pasos importantes por dar. Estas propuestas preliminares deberán ser analizadas y desarrolladas en los próximos pasos, teniendo en cuenta tanto sus potenciales beneficios como los desafíos y resistencias que podrían surgir. La evolución continua del mercado energético europeo requerirá un análisis y ajustes constantes de estas estrategias.

## Referencias

- ACER. (2022). *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. [https://www.acer.europa.eu/Publications/Final\\_Assessment\\_EU\\_Wholesale\\_Electricity\\_Market\\_Design.pdf](https://www.acer.europa.eu/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf)
- Blazquez, J., Fuentes, R., & Manzano, B. (2020). On some economic principles of the energy transition. *Energy Policy*, 147, 111807. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111807>
- Chaves, J. P., Cossent, R., Gómez San Román, T., Linares, P., & Rivier, M. (2023). *An assessment of the European electricity market reform options and a pragmatic proposal* (IIT-23-035WP).
- Chazan, G., White, S., Abboud, L., & Hancock, A. (2023, October 4). Germany seeks 'grand bargain' with France over energy. *Financial Times*. <https://www.ft.com/content/8a57f1be-20cb-4632-aecd-1a68f5211057>
- Comisión Europea. (2023). *Propuesta COM/2023/148 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://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023PC0148&qid=1679410882233>
- Council of the European Union. (2023). *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*. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-14339-2023-INIT/en/pdf>
- Fabra, N. (2022). *Electricity Markets in Transition: A proposal for reforming European electricity markets* (CEPR Press Discussion Paper No. 17689.). <https://cepr.org.bucm.idm.oclc.org/publications/dp17689>
- Gelabert, L., Labandeira, X., & Linares, P. (2011). An ex-post analysis of the effect of renewables and cogeneration on Spanish electricity prices. *Energy Economics*, 33, S59–S65. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.07.027>
- Hancock, A. (2023, October 17). Germany caves in to French demands over EU electricity market reform. *Financial Times*. <https://www.ft.com/content/73629c7f-d8a8-4d31-9487-02301c9fe894>

- Joskow, P. L. (2019). Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: the US experience. *Oxford Review of Economic Policy*, 35(2), 291–331. <https://doi.org/10.1093/oxrep/grz001>
- Joskow, P. L. (2022). From hierarchies to markets and partially back again in electricity: responding to decarbonization and security of supply goals. *Journal of Institutional Economics*, 18(2), 313–329. <https://doi.org/10.1017/S1744137421000400>
- Keppler, J. H., Quemin, S., & Saguan, M. (2022). Why the sustainable provision of low-carbon electricity needs hybrid markets. *Energy Policy*, 171, 113273. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113273>
- Leali, G. (2023, November 14). France hopes to keep Brussels sweet with new electricity pricing scheme. *POLITICO*. <https://www.politico.eu/article/france-aims-to-appease-energy-subsidy-tensions-with-new-pricing-mechanism/>
- Linares, P. (2022). Una modesta propuesta para mejorar el mecanismo de ajuste de carbono en frontera. *EsadeEcPol Insight*, #40 Junio 2022. <https://www.esade.edu/ecpol/es/publicaciones/una-modesta-propuesta-para-mejorar-el-mecanismo-de-ajuste-de-carbono-en-frontera/>
- Newbery, D. (2018). What future(s) for liberalized electricity markets: efficient, equitable or innovative? *The Energy Journal*, 39(1). <https://doi.org/10.5547/01956574.39.1.dnew>
- Peña, J. I., Rodríguez, R., & Mayoral, S. (2022). Cannibalization, depredation, and market remuneration of power plants. *Energy Policy*, 167. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113086>
- 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>
- Schittekatte, T., & Meeus, L. (2021). *Capacity Remuneration Mechanisms in the EU: today, tomorrow, and a look further ahead* (RSC 2021/71). <https://fsr.eui.eu/publications/?handle=1814/72460>
- Sgaravatti, G., Tagliapietra, S., & Zachmann, G. (2023). Adjusting to the energy shock: the right policies for European industry. *Bruegel Policy Brief 11/2023*. <https://www.bruegel.org/policy-brief/adjusting-energy-shock-right-policies-european-industry>
- Sgaravatti, G., Tagliapietra, S., Trasi, C., & Zachmann, G. (2021). *National policies to shield consumers from rising energy prices*. Bruegel Datasets, First Published 4 November

2021. <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>

Taylor, K. (2021, October 26). Nine EU countries reject Franco-Spanish push for electricity reforms. *Euractiv*. <https://www.euractiv.com/section/electricity/news/nine-eu-countries-reject-franco-spanish-push-for-electricity-reforms/>

Wolak, F. A. (2022). Long-Term Resource Adequacy in Wholesale Electricity Markets with Significant Intermittent Renewables. *Environmental and Energy Policy and the Economy*, 3, 155–220. <https://doi.org/10.1086/717221>

Würzburg, K., Labandeira, X., & Linares, P. (2013). Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Economics*, 40, S159–S171. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.09.011>

Zachmann, G., & Heussaff, C. (2023). Phased European Union electricity market reform. *Bruegel Policy Brief 06/2023*. <https://www.bruegel.org/policy-brief/phased-european-union-electricity-market-reform>

Zachmann, G., Hirth, L., Heussaff, C., Schlecht, I., Mühlenpfordt, J., & Eicke, A. (2023). *The design of the European electricity market*.

Zettlemeyer, J. (2023). Are the emerging EU fiscal rules green enough? In *Bruegel, First Glance*. <https://www.bruegel.org/first-glance/are-emerging-eu-fiscal-rules-green-enough>