

# Crisis energética, mercados de energía y “excepción ibérica”

**Jorge Fernández Gómez**

Investigador Sénior y Coordinador del Lab de Energía y Medioambiente de Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad

27 de mayo de 2022

## Introducción

Vivimos tiempos extraordinarios. Al gran reto global de combatir el cambio climático se ha sumado en el inicio de 2022 una guerra en suelo europeo con una evolución impredecible en el momento de escribir estas líneas.

En el mundo de la energía, la situación de los mercados de electricidad y gas natural en la Unión Europea (UE) es inédita desde hace ya muchos meses.

A lo largo de 2021, por ejemplo, los precios de la electricidad y el gas natural alcanzaron niveles nunca vistos. El precio diario del gas natural en el hub holandés TTF aumentó desde 20 €/MWh a principios de 2021 hasta superar 180 €/MWh en diciembre<sup>1</sup>. Esto impulsó al alza los [precios de la electricidad](#) en toda Europa. Los precios de otros productos energéticos, como el [petróleo](#) y sus derivados, el [carbón](#) o los [derechos de emisión de CO<sub>2</sub>](#) también aumentaron significativamente a lo largo de 2021.

En el mercado energético español, los precios *spot* diarios de la electricidad llegaron a superar 400 €/MWh en diciembre de 2021, mientras que el precio *spot* diario en MIBGAS se situó por encima 180 €/MWh a finales de ese mes.

A partir de la invasión de Ucrania por parte de Rusia, la situación crítica en los mercados energéticos europeos y la tensión sobre los precios se ha agudizado. El precio medio diario de la electricidad en España, por ejemplo, llegó a alcanzar 544 €/MWh a principios de marzo de 2022, con un pico horario de 700 €/MWh.

Esta situación de precios extremos del gas y la electricidad está dando lugar, por un lado, a un cuestionamiento del funcionamiento del mercado interior de electricidad en ámbitos no técnicos, y, por otro lado, a la adopción de estrategias y medidas para mitigar sus impactos microeconómicos (renta disponible de los hogares, competitividad empresarial) y macroeconómicos (inflación, incremento de los tipos de interés y ralentización del PIB).

Recientemente, los Gobiernos de España y Portugal llegaron a un acuerdo para presentar a la Comisión Europea un plan de intervención del mercado eléctrico con carácter temporal (en el marco de la llamada “excepción ibérica” a las directrices generales del Consejo Europeo del 24 y 25 de marzo) que consiste, en su versión final y de forma resumida, en limitar el coste de gas que pueden internalizar en sus ofertas al mercado diario las centrales que utilizan combustibles fósiles.

---

<sup>1</sup> El fuerte incremento de los precios *spot* del gas natural en Europa dio lugar a finales de 2021 a un diferencial significativo con los precios de los contratos de suministro a largo plazo de gas natural por gasoducto, generalmente indexados al precio del petróleo y con retardos en las fórmulas de precios. El incremento del precio del petróleo y la caída en el precio *spot* del gas natural en Europa durante los próximos meses [tenderá a reducir esa diferencia](#).

Esta medida, controvertida por no estar alineada con principios económicos ampliamente aceptados en círculos académicos y técnicos sobre el diseño de los mercados de electricidad, busca reducir el precio en el mercado eléctrico, fijando un “tope” al precio del gas internalizable en un nivel inferior al precio *spot* esperado del gas natural en el mercado MIBGAS.

En este artículo se revisa la visión de las autoridades legislativas y reguladoras europeas sobre el funcionamiento de los mercados de electricidad en la Unión Europea y se identifican las potenciales implicaciones de la medida de intervención del mercado aprobada por los Gobiernos español y portugués y plasmada en el caso de España en el Real Decreto-ley 10/2022.

## **Evolución reciente de los mercados energéticos**

### *Un funcionamiento “normal” del mercado en 2020 y 2021*

Para entender la situación actual es necesario repasar brevemente los acontecimientos de los últimos tiempos y, en particular, desde la publicación de la comunicación de la Comisión Europea conocida como “Pacto Verde Europeo” en diciembre de 2019.

El Pacto Verde Europeo, una nueva estrategia de desarrollo económico y competitividad para la Unión Europea, propone la transformación de las economías europeas en economías medioambientalmente sostenibles a largo plazo, con cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) en el horizonte 2050 y, de acuerdo con el paquete “*Fit for 55*”, alcanzando una reducción del 55% en las emisiones de GEI en 2030 respecto de 1990.

Esto es relevante para comprender las implicaciones de la situación actual de los mercados energéticos porque la intervención propuesta tiene efectos medioambientales y sobre la inversión, como veremos más adelante.

Poco después de la publicación del Pacto Verde Europeo, llegó la pandemia del coronavirus, con el impacto negativo conocido sobre las personas, las empresas y las economías en todo el planeta (el PIB global cayó más de un 3% en 2020).

La rápida recuperación de muchos países (especialmente en Asia) a lo largo de la última parte de 2020 y del inicio de 2021 fue el detonante de la crisis global en los mercados energéticos que vivimos en la actualidad.

La razón los precios de la energía elevados se debió, hasta finales de 2021, a factores de carácter coyuntural, ligados a la tensión creciente entre la oferta y la demanda en el mercado global de gas natural por incremento de la demanda (la economía global creció un 4,1% en 2021). Todo ello dio lugar a una acusada escasez de oferta.

Una primera conclusión es que los mercados de energía funcionaron adecuadamente durante el periodo 2020-2021, incorporando de manera adecuada las condiciones de oferta y demanda de gas natural y electricidad en la formación de los precios y generando señales económicas que reflejaban la escasez relativa de gas natural en el mercado global y su efecto sobre los mercados de electricidad.

### *Guerra en Ucrania y situación excepcional en el mercado de energía en la UE*

Desde el otoño de 2021, además, adquirieron creciente relevancia algunos factores geopolíticos, destacando el conflicto diplomático entre Argelia y Marruecos y, muy especialmente, el conflicto político (y posteriormente bélico) entre Rusia y Ucrania.

Como consecuencia de la invasión de Ucrania, la situación crítica en los mercados energéticos europeos y la tensión sobre los precios se agudizó, reflejando éstos elevados niveles de incertidumbre. Desde entonces, se han moderado ligeramente los precios, por factores estacionales y políticos (acuerdo con EE.UU., medidas de la UE para reducir la dependencia del gas y el petróleo rusos), aunque las previsiones a medio plazo (invierno de 2022 y año 2023) no son halagüeñas.

El “factor Rusia”, por ejemplo, será muy relevante en la evolución futura de la situación del sistema energético UE y, a fecha de hoy y dada la “cronificación” del conflicto bélico, que implicará muy probablemente escenarios complejos en los mercados y los sistemas energéticos europeos en los próximos tiempos.

Otros dos aspectos, como el elevado crecimiento de los precios de todas las materias primas y, en particular, de materiales críticos para la transición energética, y la creciente tensión en las cadenas de suministro de estos materiales, y la evidencia creciente sobre los impactos negativos del cambio climático (véase el último informe del Panel Intergubernamental de Cambio Climático de Naciones Unidas, de finales de marzo de 2022) añaden grandes dosis de incertidumbre al panorama energético.

La preocupación por el impacto social y económico de esta situación ha dado lugar a la flexibilización de las reglas y normas europeas sobre el mercado integrado de energía para facilitar la aplicación de mecanismos extraordinarios que mitiguen el impacto de los elevados costes energéticos en determinados consumidores.

### **La visión de la Comisión Europea sobre la crisis de los precios de la energía**

#### *El “toolbox” de octubre de 2021: medidas fiscales y económicas*

El impacto creciente de los elevados precios de la energía sobre los hogares y las empresas llevó a la Comisión Europea a publicar una comunicación conocida como “Toolbox” (“caja de herramientas”) en octubre de 2021 en la que indicaba que, con el marco legislativo y normativo vigente, podía hacerse frente a la subida de los precios y a su volatilidad, bajo la visión de que la situación de los mercados se normalizaría en abril de 2022.

En el corto plazo, la Comisión propuso medidas de carácter fiscal para apoyar a hogares y empresas (p. ej., apoyo económico a consumidores vulnerables o reducciones temporales en la fiscalidad energética, medidas para sectores concretos compatibles con la legislación sobre ayudas de estado) y otras medidas orientadas a mejorar la cooperación en materia energética y la monitorización de los mercados.

Además, proponía medidas estructurales a medio plazo, incluyendo medidas orientadas a incrementar la seguridad de suministro y la flexibilidad del sistema energético europeo (p. ej., desarrollo del almacenamiento de energía, análisis de vías potenciales de aprovisionamiento coordinado y voluntario), un análisis profundo del diseño del mercado eléctrico (por parte de ACER, ver lo expuesto más abajo) y un reforzamiento del papel central del consumidor de energía en el mercado.

Muchas de las medidas temporales adoptadas en España a lo largo de 2021 estaban alineadas y eran compatibles con este conjunto de recomendaciones, incluyendo medidas como la reducción temporal del tipo impositivo del IVA, la suspensión del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, la reducción del impuesto especial sobre la electricidad o los descuentos en el bono social aplicados a los consumidores vulnerables. Otras medidas de intervención del mercado propuestas por el Gobierno español, como la detracción de los teóricos “beneficios

extraordinarios” de los generadores inframarginales o las obligaciones de contratación a plazo, se han chocado con impedimentos legales o técnicos que dificultan su aplicación.

### *REPowerEU: un conjunto de medidas sin parangón*

A principios de marzo de 2022, en respuesta a la situación creada por la invasión de Ucrania por parte de Rusia y el inicio de un enfrentamiento bélico, se publicó la comunicación REPowerEU de la Comisión Europea, que incluía una serie de medidas excepcionales (nunca vistas en la UE, en realidad) y orientadas a mitigar el impacto de niveles de precios que se consideraban no compatibles con un funcionamiento normal de la economía.

En concreto, REPowerEU proponía acciones urgentes y sin parangón para contener los precios de la energía, incluyendo (1) una intervención temporal de los precios minoristas de la energía; (2) medidas fiscales de carácter temporal relacionadas con los beneficios extraordinarios; (3) un marco temporal de emergencia sobre ayudas de estado que permitía ayudas directas a las empresas<sup>2</sup>; y (4) mejoras en el diseño del mercado eléctrico (en línea con las recomendaciones del informe final de evaluación del mercado eléctrico del regulador ACER, que se publicaría en abril de 2022).

Además, en REPowerEU se proponían medidas para asegurar un nivel de llenado mínimo del 90% de los almacenamientos de gas natural en la UE el 1 de octubre de 2022 y reducir la dependencia energética de la UE de Rusia a corto plazo (y eliminarla a medio plazo).

El amplio conjunto de medidas de apoyo a los consumidores finales que cuentan con el apoyo de la Comisión Europea se basa, en esencia, en la idea de que el mercado interior de la energía funciona adecuadamente y en la necesidad de cumplir con los principios generales de la buena regulación.

Así, pese a la gravedad de la crisis, a lo largo de la misma, la Comisión Europea no ha cuestionado, ni cuestiona en la actualidad, la validez del diseño del mercado eléctrico, apoyándose en los estudios y análisis técnicos llevados a cabo por el regulador europeo ACER. Por ello, las medidas de intervención, que deben tener carácter temporal, transparente, no discriminatorio y no arbitrario, no deben interferir con el funcionamiento de los mercados mayoristas y con el sistema de determinación de precios basado en los costes marginales de generación.

Además, las medidas que se adopten no deben interferir con los objetivos generales de la política energética y medioambiental de la UE (que pueden resumirse en los planes de descarbonización expuestos en el Pacto Verde Europeo y en el paquete “Fit for 55”) y deben coordinarse en el marco de la UE para evitar ineficiencias en el mercado interior de energía.

En el medio plazo, la estrategia que propone el paquete REPowerEU para hacer frente a la crisis energética se basa en eliminar la dependencia energética de Rusia e impulsar la transición energética y el proceso de descarbonización de la economía europea impulsando las energías renovables y la eficiencia energética.

---

<sup>2</sup> En esencia, la Comisión Europea suspende el marco legislativo y normativo sobre ayudas de estado en un amplio conjunto de casos orientados a paliar el impacto de los precios elevados de la energía sobre hogares y empresas.

El 18 de mayo de 2022, la Comisión Europea presentó los detalles del [Plan REPowerEU](#), que tiene como doble objetivo terminar con la dependencia de la UE de la energía de origen fósil proveniente de Rusia y avanzar en la lucha contra el cambio climático. Los pilares de este plan son (1) el ahorro energético (se incrementa el objetivo obligatorio de eficiencia energética del 9% al 13% dentro del paquete “Fit for 55”; (2) la diversificación de los suministros de combustibles fósiles desde terceros países (y el impulso del hidrógeno y otras alternativas verdes); (3) el despliegue masivo de energías renovables, incrementándose el objetivo para 2030 desde el 40% hasta el 45% dentro de “Fit for 55”; y (4) la reducción del consumo de combustibles fósiles en la industria (a través de ahorro energético, eficiencia, sustitución de combustibles, electrificación y uso de gases renovables) y el transporte (a través de mayor eficiencia energética y una mayor penetración de vehículos con cero emisiones).

Para financiar las inversiones necesarias, los Estados miembros de la UE pueden hacer uso de hasta 225.000 M€ de préstamos y 20.000 M€ de ayudas dentro del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia y otras fuentes adicionales de financiación (Fondo de Cohesión, Fondo Europeo Agrícola de Desarrollo Rural, *Connecting Europe Facility*, Fondo de Innovación, Banco Europeo de Inversiones, etc.).

### **La visión del regulador europeo ACER**

*El diseño actual del mercado funciona adecuadamente en condiciones “normales”*

La revisión de ACER del funcionamiento del mercado eléctrico en el otoño de 2021 indicó que no había evidencia de manipulación del mercado (basándose en el estudio de toda la información que se recopila en el marco del reglamento REMIT), que la subida de los precios tenía carácter temporal y que la evolución de los precios en los siguientes meses estaría determinada por la metodología y por la estrategia de Gazprom en el mercado europeo de gas natural.

En opinión del regulador, el diseño actual del mercado (incorrectamente denominado “marginalista”) es el único que permite, por un lado, retribuir a las tecnologías por encima de sus costes marginales (para, de esta manera, recuperar sus costes fijos) y, por otro lado, incentivar la reducción de la volatilidad en el mercado y la eficiencia (p. ej., atrayendo inversiones en tecnologías de generación flexibles, de almacenamiento, etc.). Otros diseños alternativos (como los diseños “pay-as-bid” o esquemas de remuneración específicos para cada tecnología) incrementan el riesgo de un despacho ineficiente de la generación, mayores costes de suministro y menores incentivos a la inversión en tecnologías bajas en carbono.

En esencia y tal y como predice la teoría económica sobre los mercados de electricidad y multitud de estudios académicos, el “diseño marginalista” del mercado eléctrico en el que los precios se forman por el cruce de la curva de demanda y una curva de oferta que refleja los costes marginales de generación, sin intervenciones ad hoc, da lugar a (1) un despacho óptimo de la generación para cubrir la demanda al mínimo coste en el corto plazo; (2) señales de precios a corto, medio y largo plazo que inducen eficiencia en las decisiones de producción, consumo e inversión; (3) el máximo bienestar social en sentido económico (igual a la suma del excedente del productor y del excedente del consumidor); (4) ingresos para todos los generadores que garantizan un mix de tecnologías de generación óptimo (al mínimo coste a largo plazo) para cubrir la demanda de electricidad con el nivel de seguridad de suministro deseado.

## *El informe de ACER de abril de 2022*

En abril de 2022, el regulador energético europeo ACER publicó el informe final de evaluación del funcionamiento del mercado interior de electricidad, en el que aporta el análisis técnico en el que se sustenta el planteamiento de la UE sobre cómo hacer frente a la crisis actual en el corto, medio y largo plazo.

Las conclusiones de este informe refrendan los análisis previos realizados por ACER y cuyos principales argumentos y resultados se publicaron en el informe preliminar de octubre de 2021 y se trasladaron a través de distintas intervenciones (p. ej., diversas presentaciones al Eurogrupo) a lo largo del invierno de 2021.

ACER defiende el diseño de mercado marginalista vigente, indicando la relevancia de mantener señales económicas eficientes, avanzando en áreas del mercado como la integración entre mercados, aplicando los acuerdos ya alcanzados, mejorando la liquidez y profundidad del mercado a plazo o favoreciendo la participación en el mercado mayorista de los recursos flexibles (demanda, almacenamiento...).

El informe final de ACER abre la puerta, en situaciones excepcionales, a evaluar, de forma prudente, la necesidad de medidas de intervención extraordinarias, que deberán ser en todo caso temporales y deberán atacar la raíz del problema (los precios del gas natural, y no el diseño de mercado actual).

ACER recalca que las medidas más intervencionistas tienen un mayor potencial para distorsionar el mercado en el medio y largo plazo, lo que probablemente daría lugar a decisiones de inversión subóptimas y menores incentivos a innovar, en un momento en el que debe avanzarse en la transformación del sistema energético.

Además, también indica que pueden existir problemas técnicos para implementar medidas de intervención de los ingresos o beneficios de las empresas, dado que muchas de ellas tienen coberturas a plazo de sus posiciones, por lo que no es posible certificar la existencia de “*windfall profits*” en el mercado.

## *Qué medidas pueden implementarse para mitigar el impacto de los precios de la energía en el corto plazo*

Las medidas de intervención en el corto plazo deben tener una naturaleza temporal y deben limitarse, en todo caso, a “tiempos de guerra”; es decir, a situaciones excepcionales, y siempre teniendo en cuenta que:

1. Las medidas menos intervencionistas (e.g., medidas fiscales o ayudas directas a segmentos de consumidores vulnerables) pueden resolver una parte del problema manteniendo, a la vez, los beneficios del diseño actual del mercado eléctrico.
2. Cuanto más intervencionista sea la medida (e.g., desde gravar los beneficios extraordinarios a imponer techos en los precios del mercado) mayor es el potencial de distorsión en el mercado, afectando a las expectativas de los agentes, lo que puede dar lugar a impactos negativos en el medio plazo sobre la inversión y la innovación, a un mayor coste de suministro y a una mayor probabilidad de situaciones de escasez de energía.

ACER muestra su preferencia por las medidas del primer grupo, dado que considera que las medidas intervencionistas en el mercado pueden tener consecuencias negativas no deseadas que, a medio plazo, pueden suponer un perjuicio mayor para el conjunto de consumidores (incertidumbre para los inversores, menor desarrollo de

energías renovables y, en última instancia, continuar dependiendo de los combustibles fósiles).

En el medio y largo plazo, el foco debe centrarse en dos vías de actuación.

Por un lado, mejorar la resiliencia y flexibilidad del sistema gasista europeo y la seguridad de suministro para reducir el riesgo de situaciones de precios de mercado elevados. Para ello, deberán adoptarse en primer lugar medidas para incentivar la reducción de la demanda de gas natural (p. ej., eficiencia energética, cambio de combustibles).

Además, debe incrementarse la capacidad de respuesta de la oferta de gas natural en condiciones de mercado muy variadas, a través de (1) la diversificación de suministros de gas natural y GNL, (2) la adopción de mecanismos de flexibilidad, como mayor capacidad de almacenamiento e infraestructuras de entrada de gas al sistema europeo alternativas, (3) la mejora del sistema de transporte y distribución de gas natural para extraer todo el potencial de infraestructuras ya existentes (p. ej., en la península Ibérica), (4) incentivar la contratación a largo plazo y (5) mantener señales económicas en el corto plazo que permitan atraer suministros adicionales (GNL *spot*) en momentos de elevada escasez de oferta.

Todas estas medidas tendrán efecto en el medio y largo plazo. Por ello, deberá probablemente asumirse que, durante un tiempo, asistiremos a una situación de precios del gas natural en Europa relativamente elevados en comparación con la situación pre-Covid.

Por otro lado, deberá avanzarse en la implementación del mercado interior de electricidad sobre la base de los mercados existentes.

#### *Cómo mejorar el diseño actual de los mercados de electricidad*

Resulta especialmente relevante destacar que ACER indica claramente que su preocupación no es el diseño actual del mercado eléctrico o los ingresos actuales de los generadores, sino el diseño del mercado eléctrico del futuro.

En concreto, la preocupación de ACER se basa en el hecho de que la transición energética dará lugar a un avance en la penetración de energías renovables eléctricas (p. ej., eólica y fotovoltaica) en el mix eléctrico.

Estas tecnologías, de carácter intermitente y no controlable, con *opex* bajos y *capex* elevados, necesariamente requerirán el apoyo del gas natural como tecnología marginal de generación de energía eléctrica en los próximos años, mientras se incrementa de forma gradual la presencia de otras fuentes de flexibilidad alternativas (como la respuesta activa de la demanda, el almacenamiento de energía eléctrica u otras formas de flexibilidad, incluyendo el hidrógeno).

El creciente peso de la energía eólica y fotovoltaica tenderá a reducir el precio medio diario de la electricidad en el mercado *spot* y a generar una gran volatilidad en los precios horarios y en los mercados intradiarios.

En este contexto, el diseño del mercado eléctrico del futuro deberá entonces alcanzar simultáneamente distintos objetivos, incluyendo asegurar ingresos suficientes para todas las tecnologías, mantener niveles de precios razonables y generar señales económicas que incentiven, por un lado, la eficiencia (en producción y consumo), y, por otro, las inversiones necesarias en tecnologías limpias y en flexibilidad.

La visión del regulador energético europeo sobre cómo debe mejorarse el diseño del mercado eléctrico, en línea con las ideas y principios adoptados por la Comisión Europea, se basa en:

1. Acelerar la integración de los mercados eléctricos en la UE. Esto permitirá incrementar la eficiencia en el despacho de la generación a escala europea, optimizar las interconexiones entre sistemas eléctricos y generar señales económicas eficientes. El beneficio estimado en términos de bienestar en 2021 ligado al comercio transfronterizo de electricidad en la UE se situó en 34.000 M€ (ACER, 2022). Una mayor integración de los sistemas eléctricos en Europa, además, incrementa la resiliencia del sistema y refuerza la seguridad de suministro ante contingencias (p. ej., paradas en centrales nucleares, fallos en líneas de transporte, etc.).

2. Fomentar la penetración y participación en el mercado de recursos energéticos flexibles. Esto permitirá mitigar los efectos de la creciente volatilidad de los precios. Estos recursos energéticos flexibles deberán aportar flexibilidad en todos los horizontes temporales, incluyendo desde el tiempo real (un horizonte de segundos), hasta el horizonte de días, semanas, meses o, incluso, periodos estacionales. Entre estas tecnologías flexibles pueden incluirse las que facilitan la gestión activa de la demanda, las baterías eléctricas, las centrales hidráulicas (con capacidad de embalse o de bombeo) y las turbinas de gas. En el futuro, el hidrógeno, la electrificación de consumos finales (p. ej., movilidad eléctrica) y la integración de sistemas energéticos también jugarán un papel relevante en la provisión de flexibilidad. Además, el desarrollo de mercados locales de flexibilidad (tal vez acompañados de señales de precios más locales o nodales) facilitará la penetración de este tipo de recursos energéticos.

3. Reforzar la profundidad y liquidez de los mercados a plazo. La capacidad de contratar energía eléctrica a plazo contribuirá a reducir el impacto de la volatilidad de los precios y, por otro lado, puede favorecer las inversiones en energías renovables y tecnologías limpias. Entre las medidas que pueden implementarse se incluyen favorecer la accesibilidad a los acuerdos de compra a largo plazo (PPAs), agregando oferta y demanda, mejorando los esquemas de garantías y colateral, reduciendo barreras regulatorias o administrativas, favoreciendo nuevos mecanismos de contratación (subastas, etc.). Para mejorar la liquidez de los mercados a plazo, pueden explorarse vías innovadoras de creación de mercado (*market making*) –p. ej., otorgando un papel a entidades públicas–, mejorando los esquemas de garantías y colateral en los mercados organizados, mejorando los sistemas de compensación en las cámaras de compensación o creando nuevos productos a largo plazo (p. ej., productos de capacidad en la interconexión entre sistemas eléctricos, etc.).

4. Eliminar otras barreras que dificultan la contratación a plazo. Entre ellas pueden mencionarse las barreras al desarrollo de infraestructuras de transporte y distribución o al desarrollo de redes inteligentes que faciliten una operación más eficiente de los sistemas de transporte y distribución, o una mayor coordinación en las actividades de planificación en los distintos sistemas eléctricos.

5. Evaluar mecanismos novedosos de cobertura ante periodos de precios elevados de la energía. Entre estos, ACER cita (1) mecanismos temporales que limiten los precios en condiciones extremas del mercado, dentro de marcos predefinidos con antelación, y (2) herramientas innovadoras que garanticen precios razonables para grupos de consumidores vulnerables (p. ej., opciones sobre capacidad (o confiabilidad) –como las existentes en Italia o Irlanda–, opciones de asequibilidad –p. ej., una entidad



pública compra opciones sobre capacidad o energía en nombre de los consumidores vulnerables— o mecanismos “*cap and floor*”, con un techo y un suelo de precios).

### **La “excepción ibérica” y el Real Decreto-ley 10/2022**

A finales de marzo de 2022, en concreto, los días 24 y 25, se celebró un Consejo Europeo en el que los Estados miembros de la UE refrendaron la validez de la estrategia de respuesta a la crisis energética recogida en REPowerEU (comentada anteriormente) y en el que se incluyó la llamada “excepción ibérica”.

En sentido estricto, no existe tal excepción. Las conclusiones del Consejo Europeo instaban a los Estados miembros de la UE a continuar haciendo el mejor uso posible del conjunto de instrumentos ya planteados (medidas temporales en REPowerEU: ayudas de estado, medidas fiscales, intervenciones regulatorias sobre beneficios imprevistos...) y evaluar opciones alternativas a corto plazo que puedan contribuir a reducir el precio del gas y a hacer frente al efecto contagio en los mercados de electricidad, teniendo en cuenta las circunstancias de cada mercado nacional.

Además, se pedía a la Comisión Europea que evaluara de manera urgente la compatibilidad de medidas temporales de emergencia en el mercado de la electricidad propuestas por Estados miembros que reduzcan los precios *spot* y no afecten a las condiciones de los intercambios comerciales contra el interés común, teniendo en cuenta la naturaleza temporal de las mismas y el nivel de interconexión eléctrica con el mercado único de la electricidad. Este último elemento es el que se ha llamado “excepción ibérica”; pues el bajo nivel de interconexión energético de la Península ibérica

En este contexto, los Gobiernos de España y Portugal presentaron una propuesta a la Comisión Europea que implicaba una doble subasta diaria de electricidad (la primera, para asignar la capacidad de interconexión con Francia, sin ninguna restricción; la segunda, con un techo en el precio del gas natural internalizable por los generadores marginales que utilizan combustibles fósiles).

Finalmente, el Consejo de Ministros del viernes 13 de mayo aprobó un mecanismo temporal (con 12 meses de duración) que establece un precio de referencia del gas natural para las ofertas de los generadores marginales de 40 €/MWh durante seis meses, que se incrementará en 5 €/MWh al mes hasta alcanzar 70 €/MWh el duodécimo mes. El coste de esta medida sería sufragado por la demanda casada en el mercado mayorista, a través de un cargo proporcional a la energía casada, sin incluir la demanda cubierta por contratos a plazo.

Este mecanismo, recogido en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, sin embargo, no estará vigente hasta que lo refrende formalmente la Comisión Europea.

### **Implicaciones del mecanismo de intervención aprobado en el Real Decreto-ley 10/2022**

La evaluación de una intervención del mercado como la aprobada por el Gobierno español es compleja, debido a que sus efectos pueden manifestarse, en distintos sentidos, en el corto, medio y largo plazo. Sin embargo, pueden identificarse algunos efectos esperados, que se comentan a continuación.

### *Una reducción del precio de la electricidad en el corto plazo*

La primera implicación del mecanismo aprobado es que su aplicación tenderá a reducir el precio de la electricidad en el mercado *spot* o de contado en el corto plazo. Esta medida aliviará la presión sobre los hogares y empresas en España y Portugal, especialmente si se materializa un escenario de precios elevados del gas natural en Europa durante un periodo largo de tiempo.

### *Incertidumbre ligada al proceso regulatorio*

Las potenciales implicaciones negativas de este mecanismo, sin embargo, son variadas. Por ejemplo, cabe preguntarse si el procedimiento seguido en la aprobación de esta norma se ajusta a los principios de buena regulación (la aprobación del mecanismo sin que pueda entrar en vigor hasta que la Comisión Europea lo refrende sugiere un cierto grado de oportunismo político).

No parece estar debidamente justificada la elección de una herramienta de intervención en el mercado (un tope al precio de las ofertas de una tecnología de generación concreta) que “no pasa la prueba de algodón” académica y técnica sobre el diseño óptimo y el funcionamiento de mercados de energía.

Este argumento se ve reforzado por el hecho de que existen otras herramientas alternativas cuyo potencial tal vez no se ha explotado en su totalidad (como las medidas fiscales o de apoyo económico que propone la comunicación REPowerEU y otro tipo de herramientas extraordinarias que sugiere el informe de ACER) y cuando podrían haberse implementado hace ya tiempo cambios regulatorios como la desindexación del precio *spot* de la tarifa regulada (precio de venta al pequeño consumidor, PVPC), medida ahora exigida por la Comisión Europea para dar luz verde a la propuesta española-portuguesa.

El cuestionamiento de las bases técnicas y económicas de la medida da lugar a un incremento de la incertidumbre por parte de los agentes que operan en los mercados energéticos y de los potenciales inversores.

### *Un impacto sobre la factura eléctrica menor que el impacto sobre los precios mayoristas*

Además, el impacto buscado puede ser mucho menor del esperado, lo que debilita aún más la elección de una medida intervencionista y que altera las señales económicas en el mercado eléctrico.

Esto se debe a que la magnitud del ajuste del precio dependerá de diversos factores, incluyendo el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y el comportamiento de los agentes que participan en el mercado mayorista, tanto en el lado de la demanda como el de la oferta. En el escenario de referencia que maneja el Gobierno, se produce una caída en el precio medio de la electricidad en el mercado *spot* de algo más de un 38%.

Sin embargo, la reducción del coste de suministro será menor que la prevista, ya que la parte de la demanda eléctrica afectada (en concreto, aquella cuyos contratos estén indexados al “pool”) debe [soportar el coste](#) de la medida implementada. Se da entonces la paradoja de que [el coste de la medida recae fundamentalmente en aquellos a quien supuestamente beneficia](#).

Además, la norma española establece que todos los consumidores que renueven o prorroguen<sup>3</sup> sus contratos financiarán el coste de la subvención al gas. Esto implica que consumidores que actualmente disfrutaran de contratos de cobertura con precios fijos comenzarán a soportar un cargo variable en sus facturas futuras para financiar el descuento aplicado a los consumidores que actualmente tienen sus facturas indexadas al *pool*.

#### *Subsidio de una parte del consumo eléctrico en Francia y Marruecos*

Además, la medida propuesta implicará un subsidio de las importaciones de electricidad producida en la península Ibérica desde Francia y Marruecos. Los agentes que importen energía desde España se beneficiarán del precio artificialmente bajo de la electricidad en el mercado ibérico. Así, la parte de la demanda en el mercado ibérico que soporte el coste estará financiando parcialmente la reducción del precio de energía consumida en Francia y Marruecos.

#### *Efectos negativos a medio y largo plazo sobre la eficiencia*

Por ejemplo, cambios en el comportamiento de oferta de los generadores (con gas natural o con otras tecnologías) pueden dar lugar a un despacho de centrales ineficiente (con costes superiores al que resultaría en ausencia de la medida).

La reducción artificial del precio de la electricidad limita los incentivos a consumir energía de una manera eficiente en un contexto en el que el gas natural es relativamente escaso.

#### *Incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero*

El mayor consumo de energía en comparación con que el que resultaría en ausencia de la medida tiene también impactos medioambientales, pues dará lugar, necesariamente, a un incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero, dado que al abaratar la señal de precio percibida por los consumidores, aumentará el consumo final de electricidad, que necesariamente será cubierto en parte con las centrales de gas que operan en el margen.

#### *Riesgo de exceso de retribución de algunas centrales que utilizan gas natural*

El mecanismo de compensación establecido por el Gobierno en el RDL 10/2022 compensa a las centrales de ciclo combinado por el diferencial de precios entre el tope fijado y el precio diario del gas natural en el mercado MIBGAS. Esto implica que aquellas centrales que tengan contratos de aprovisionamiento a largo plazo con precios inferiores a los del mercado *spot* de gas, estarán obteniendo una retribución excesiva por el consumo del gas, financiada por los consumidores eléctricos.

#### *Reducción de los incentivos a invertir en tecnologías limpias*

A medio y largo plazo, en cualquier caso, probablemente el mayor riesgo derivado de esta medida está asociado al efecto negativo sobre la inversión. Precios de la electricidad más bajos de los que existirían en ausencia de la medida y la inestabilidad regulatoria y la incertidumbre que generan las medidas de corte intervencionista no del

---

<sup>3</sup> En este sentido, la norma española difiere de la portuguesa, que exime de la obligación de financiar el techo al precio del gas a los consumidores que prorroguen sus contratos. Esta diferencia normativa tiene un impacto sustancial sobre el reparto de esfuerzo financiador entre los dos países, perjudicando a los consumidores españoles que pretendan mantener las condiciones pactadas en sus contratos de suministro.

todo justificadas dificultarán el desarrollo de los mercados a plazo y la toma de decisiones sobre inversiones en nuevas tecnologías limpias en un momento en el que se deben destinar grandes flujos de capital para descarbonizar la economía.

#### *Impacto sobre la competencia en el mercado minorista*

La necesidad de restringir el efecto de la medida sobre aquellos consumidores expuestos a la volatilidad del mercado spot (para preservar la seguridad jurídica de los contratos a plazo firmados por consumidores que prefirieron contratar coberturas) puede generar distorsiones en el mercado minorista de electricidad, limitando la competencia en el mismo.

#### *Riesgo de intervenciones en otros mercados*

La medida puede generar intervenciones en cascada en otros mercados, para “equilibrar” las reglas de juego en el mercado interior de la energía y dado que el impacto de la crisis energética ha sido relativamente simétrico en toda la UE (con algunas diferencias en términos de inflación, sin embargo). De hecho, a menudo, los precios más elevados de la electricidad en la Unión Europea no se han observado en España y Portugal. Intervenciones en los mercados eléctricos que interfieran con el proceso de integración de los mercados europeos limitarán los beneficios en términos de bienestar (en sentido económico) mencionados anteriormente.

### **Algunas conclusiones**

La excepcionalidad de la situación actual de los mercados energéticos en Europa (y en todo el mundo) debida a la guerra en Ucrania obliga, sin duda, a tomar medidas para proteger la renta disponible de las familias, garantizar la competitividad de las empresas europeas y evitar efectos macroeconómicos no deseados derivados de la creciente inflación y el riesgo de pérdida de actividad económica y empleo.

Todos los análisis técnicos y académicos (sin componente política), como los llevados a cabo por ACER, por ejemplo, indican que los mercados de electricidad con el diseño actual están funcionando adecuadamente y reflejan, de forma correcta, los niveles relativos de escasez de la electricidad (y el gas natural). Las señales económicas que genera el mercado de electricidad (asumiendo que no existen intervenciones externas) inducen eficiencia en las decisiones de producción, consumo e inversión, tanto en el corto como en el medio y largo plazo.

Sin ignorar que hay existen vías para mejorar el diseño actual (p. ej., facilitando la participación de recursos flexibles o fortaleciendo los mercados a plazo, entre otras), las críticas al funcionamiento del mercado eléctrico vigente se basan, a menudo, en argumentos incorrectos o incompletos.

No existen distintos tipos de electricidad, por lo que no hay productos distintos que requieran mecanismos de fijación de precios distintos. En realidad, existen distintas tecnologías para producir un mismo bien, que es homogéneo y “fungible” y cuyo origen no puede determinarse o ligarse a tecnologías concretas, por tanto.

Todos los mercados son “marginalistas” (ya que en todos los mercados el precio del bien se determina por el cruce de las curvas de oferta y demanda). El mercado eléctrico, por tanto, no es distinto de cualquier otro mercado.

Los llamados “beneficios caídos del cielo” pueden identificarse en situaciones excepcionales (por ejemplo, como una guerra en suelo europeo en pleno siglo XXI,

como indican ACER o la Comisión Europea). En condiciones normales de mercado, resulta más complicado identificarlos inequívocamente, muy especialmente si los activos a los que se atribuye estos beneficios no están totalmente amortizados.

Más allá de este tipo de situaciones particulares, no deben confundirse, como se hace habitualmente en la prensa y las redes sociales, los ingresos inframarginales (que permiten cubrir costes fijos) con beneficios extraordinarios.

El problema del sistema energético (que no del mercado energético) de la Unión Europea es estructural y está relacionado con la extrema dependencia de terceros países de fuentes de energía de origen fósil como el gas natural o el petróleo. Las medidas que proponen ACER y la Comisión Europea desde hace meses abren la puerta a mitigar efectos no deseados en el corto plazo sobre hogares y empresas a través de herramientas fiscales y económicas, sin interferir con el funcionamiento del mercado, y a reducir, mediante cambios más estructurales la dependencia de la energía rusa y, en sentido amplio, de los combustibles de origen fósil, en el medio y largo plazo.

Como se ha mencionado anteriormente, las implicaciones del mecanismo propuesto en el Real Decreto-ley 10/2022, si bien reducirán el precio de la electricidad en España y Portugal en el corto plazo (al menos mientras la medida esté vigente), tenderán a tener efectos no deseados en el medio y largo plazo, limitando los incentivos a la eficiencia energética y a invertir en nuevas tecnologías limpias.

Todo sugiere, por tanto, que los argumentos a favor de una intervención que se separe de las directrices técnicas que señalan ACER y la Comisión Europea (como la que supone el Real Decreto-ley 10/2022) reflejan, en el fondo, un posicionamiento ideológico en contra del mercado como mecanismo de asignación de recursos escasos.

La cuadratura del círculo en el sistema eléctrico implica, hoy por hoy, conseguir un suministro de energía “bueno, bonito y barato” (o seguro, limpio y a un precio asequible). Pero la energía será relativamente cara durante un tiempo, al menos mientras no reduzcamos de manera significativa el talón de Aquiles del sistema energético europeo (la elevada dependencia de combustibles fósiles que se producen en otros países) y mientras esté en marcha la transformación del sistema eléctrico en uno basado en una combinación de energías renovables (de todo tipo) y recursos que ofrezcan la flexibilidad operativa necesaria para ofrecer un suministro seguro y de calidad y permitan maximizar la eficiencia del sistema energético.

En el medio y largo plazo, necesitamos un marco regulatorio estable, basado en diseños del mercado eléctrico que tengan una justificación económica incuestionable y que ofrezcan “válvulas de escape” temporales (en palabras de ACER) para hacer frente a situaciones excepcionales y que den lugar a señales económicas claras y eficientes para que los inversores destinen capital a la transformación de toda la economía en una con cero emisiones netas.