

ORKESTRA WORKING PAPER
SERIES IN TERRITORIAL
COMPETITIVENESS
ISSN 1989-1288
NUMBER 2020-R01

MECANISMOS DE CAPACIDAD Y MERCADOS DE ELECTRICIDAD

Jorge Fernández Gómez

Palabras clave: mecanismos de capacidad, mercados energy only, precios de escasez, diseño del mercado eléctrico, energía no suministrada, penetración de energías renovables

Códigos JEL: D47 (Market Design), Q41 (Energy – Demand and Supply; Prices)

RESUMEN

Este artículo revisa el estado del debate académico sobre la conveniencia de implementar mecanismos de capacidad en mercados eléctricos, en un contexto de creciente penetración de energías renovables de carácter intermitente. Los estudios más recientes sugieren que, en la medida en que los mercados energy only no pueden garantizar la generación de señales de precios eficientes en el corto, medio y largo plazo, la manera de inducir un nivel adecuado de inversiones en activos de generación flexibles es implementar soluciones de segundo óptimo, como los mecanismos de capacidad. Un diseño adecuado del mercado eléctrico resultará esencial para facilitar el proceso de electrificación y descarbonización de la economía y evitar que la competitividad de las industrias intensivas en energía se vea dañada.

LABURPENA

Artikulu honetan elektrizitatearen merkatuetan ahalmen mekanismoak ezartzeko komenigarritasunari buruzko eztabaida akademikoaren egoera aztertzen da, energia berriztagarriak, aldizka, gero eta gehiago sartzen ari direnean. Azken ikerketek iradokitzen dute energia hutseko merkatuek ezin dutela bermatu sortuko diren prezio seinaleak efizienteak izango direnik epe labur, ertain eta luzera. Eta, hortaz, sorkuntzako aktibo malguetan inbertsioen maila egokia sustatzeko modu bat bigarren optimo moduko irtenbideak ezartzea da, esate baterako, ahalmen mekanismoak. Elektrizitatearen merkatu egokia diseinatzea ezinbestekoa izango da ekonomiaren elektrifikazio eta deskarbonizazio prozesua errazteko eta energian intentsiboak diren industrien lehiakortasuna kaltetzea saihesteko.

ABSTRACT

This article reviews the current academic debate on the convenience of implementing capacity mechanisms in electricity markets in a context of growing penetration of intermittent renewable energy capacity in the energy mix. Recent studies suggest that if energy only markets cannot generate efficient pricing signals in the short and long run, the way to induce sufficient investment levels in flexible generation assets is to implement second-best solutions, such as capacity mechanisms. An adequate design of the electricity market will be key in facilitating the process of electrification and decarbonization of the economy and avoiding damage to the competitiveness of energy-intensive industries.

1. INTRODUCCIÓN

Más de dos décadas después de la aprobación de las directivas de la Unión Europea que iniciaban el proceso de liberalización de los mercados de electricidad y gas natural en los Estados miembros ha vuelto a surgir con fuerza el debate sobre cuál es el diseño más apropiado de los mercados de energía.

La estrategia de la Unión Europea (UE, en adelante) en materia de energía y clima para alcanzar una economía con cero emisiones netas en el largo plazo implica un aumento significativo en la penetración de energías renovables en las matrices de generación de energía eléctrica, una mejora sustancial en la eficiencia energética y la electrificación a gran escala de los distintos usos finales de energía en sectores como el transporte, la industria o la edificación.

Esto dará lugar al despliegue de volúmenes significativos de recursos energéticos distribuidos, incluyendo instalaciones de energía renovable (eólica y fotovoltaica, principalmente), instalaciones y dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica, infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos, etc. Además, se reducirá el protagonismo de las tecnologías de generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, debido a factores relacionados con la evolución de los mercados de energía (p. ej., precios del CO₂) o con las estrategias de los legisladores y reguladores.

En este contexto debe adaptarse el diseño de los mercados de electricidad a la nueva realidad de los sistemas eléctricos, con el objetivo de garantizar un *mix* de tecnologías que ofrezca los niveles de seguridad, fiabilidad y calidad del suministro eléctrico deseados por los consumidores (y el regulador).

En particular, varios Estados miembros de la UE han implementado en los últimos años mecanismos que retribuyen la capacidad instalada y contribuyen a garantizar el respaldo que requerirán los sistemas eléctricos con un nivel elevado de penetración de energías renovables de carácter intermitente y otros recursos energéticos distribuidos. La aprobación de estos mecanismos está sujeta al cumplimiento de los criterios de la Comisión Europea para garantizar que estén alineados con la legislación sobre ayudas de estado y con los objetivos de medio y largo plazo en materia de energía y clima en la UE.

Este artículo revisa el estado del debate académico sobre el diseño de los mercados de energía eléctrica y sobre la conveniencia de implementar mecanismos de retribución de la capacidad instalada de generación, conocidos como mecanismos de capacidad.

Desde que se iniciaron los procesos de liberalización del sector eléctrico en los años 90, el debate sobre la eficiencia de los mercados de electricidad se ha centrado en cómo resolver el problema de la insuficiencia de ingresos de los generadores con tecnologías flexibles que operan en el margen y el potencial abuso de poder de mercado en momentos de escasez de generación (Newbery, 1989; Hogan, 2005; Joskow, 2008a, 2013).

En los últimos años, la creciente penetración de energía eólica y fotovoltaica, que ha cambiado la forma de operar los sistemas eléctricos, ha vuelto a reabrir el debate de cuál debe ser el diseño del mercado eléctrico para garantizar niveles de inversión adecuados en capacidad de generación flexible que permitan acomodar el crecimiento de la demanda eléctrica esperado a medida que aumente el nivel de electrificación de la economía. Las contribuciones académicas más recientes sugieren que, aunque en teoría los mercados de electricidad liberalizados son eficientes, su implementación en la práctica da lugar a problemas de difícil solución (M. Hogan, 2017; Bublitz et al., 2019; W. Hogan, 2019). En este contexto, la implementación de mecanismos de capacidad se convierte en una opción “*second-best*”.

En el siguiente apartado se revisa, de manera no sistemática, literatura académica relevante sobre el funcionamiento de mercados liberalizados de electricidad y sobre las barreras y fallos de mercado que pueden dar lugar a ineficiencias en su operación. En el siguiente apartado se revisa la literatura sobre diseños de mercado en los que se implementan mecanismos (bien de mercado, bien administrativos) para retribuir la disponibilidad de la capacidad instalada y complementar, de esta manera, los ingresos que obtienen las unidades de generación en los mercados de energía. Estos esquemas son conocidos como mecanismos de capacidad. En el tercer apartado se analizan los efectos sobre el funcionamiento de los mercados eléctricos de niveles crecientes de penetración de energías renovables de carácter intermitente. El

último apartado del artículo presenta algunas conclusiones e identifica posibles líneas de investigación futuras.

2. FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS LIBERALIZADOS DE ELECTRICIDAD

2.1. Los mercados “*energy only*”

La literatura académica sobre diseños de mercados de energía tiende a coincidir en que, bajo determinadas condiciones generales, un mercado de electricidad que funcione libremente y en el que se intercambie únicamente energía (mercado *energy only* o mercado “solo energía”) dará lugar a señales de precios de corto plazo eficientes (i. e., que reflejan el valor económico de la energía), a un mix de generación óptimo (i. e., con un nivel de capacidad instalada de las distintas tecnologías que generará el nivel esperado de energía no suministrada esperado) y a la recuperación de costes por parte de todas las tecnologías que participan en el mercado, incluyendo las unidades que ofrecen capacidad de reserva al mercado con respuesta rápida y que funcionan (generan electricidad) en unas pocas horas (Steiner, 1957; Boiteux, 1960; Crew et al., 1995; Stoft, 2002; Oren, 2005; Hirth y Ueckerdt, 2014; Cramton, 2017).

La operación de estos mercados mayoristas se basa, de forma genérica, en el despacho económico de las unidades de generación para cada periodo de mercado (generalmente, horario) a partir de ofertas de compra y venta de energía enviadas a un operador del mercado o al operador del sistema de transporte por los agentes que participan en el mercado y teniendo en cuenta que el despacho debe cumplir con algunas restricciones para garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

En EE. UU., el diseño de los mercados *spot* de electricidad incluye, además, precios nodales o locales de la electricidad (*locational marginal prices*), un mecanismo “administrativo” para fijar el valor de la energía en momentos de escasez en función del coste de oportunidad de la energía no suministrada (valor de la energía no suministrada, ENS o *value of lost load*, VOLL, en inglés)¹ y

¹ El valor de la energía no suministrada es igual al precio que estaría dispuesto a pagar un consumidor por evitar la interrupción del suministro eléctrico; varía, según el tipo de consumidor, entre cero y muchos

mercados de derechos financieros de transporte (*financial transmission rights*) que permiten cubrir el riesgo de base asociado a la diferencia de los precios marginales nodales (Hogan, 2015, 2019).

2.2. Tipos de diseño de mercado eléctrico

En la práctica, existe una gran diversidad de posibles diseños para un mercado de electricidad y se han implementado alternativas muy distintas en las últimas décadas en distintos países y sistemas eléctricos.

Cramton (2017) analiza distintas posibilidades de diseños de un mercado eléctrico, revisando diversos parámetros y características de los mercados como la secuencia y las reglas de los mercados de corto plazo (*day-ahead market*), el diseño de los periodos de ajuste (o periodo entre el cierre del mercado del día anterior y unos minutos antes de la operación –generalmente, una hora—, en el que los participantes en el mercado pueden informar al operador del sistema sobre cambios en sus planes de operación o programas de producción y consumo), el diseño y la secuencia de los mercados en tiempo real o la definición de los servicios complementarios.

Otros parámetros que configuran el diseño de un mercado eléctrico, también revisados por Cramton (2017), son el mecanismo de fijación de los “precios de escasez” (*scarcity pricing mechanism*), los procesos de transacción y liquidación de los contratos a plazo, los procedimientos para resolver restricciones en las redes y la existencia de mecanismos de cobertura de los riesgos asociados a las restricciones (p. ej., *congestion revenue rights*) o la existencia de mercados de capacidad.

Además, existen muchas otras variables que contribuyen a definir el diseño y el funcionamiento de los mercados, como los canales de negociación de los contratos (p. ej., a través de mercados organizados o bien en un marco de intercambios bilaterales), el mecanismo de fijación de los precios de las ofertas casadas en el mercado de corto plazo (p. ej., *pay-as-bid* o precio marginal), los esquemas de gobernanza del mercado y otras reglas adicionales que puedan

miles de euros, como es el caso de consumidores para los que el suministro eléctrico sea crítico (CEPA, 2018).

influir en la determinación del equilibrio del mercado (p. ej., reglas de prioridad de despacho para determinadas tecnologías de generación, etc.).

2.3. Condiciones para el buen funcionamiento de los mercados *energy only*

Arnedillo (2007, 2009) revisa las condiciones para un correcto funcionamiento de los mercados *energy only*. En primer lugar, el precio del mercado debe reflejar el valor económico de la energía (i.e., la intersección entre la última oferta de compra y de venta), lo que implica que, en determinados momentos en los que hay escasez relativa de generación en el mercado, debería poder incrementarse hasta el valor de la energía no suministrada. Esto implica que sea la última oferta de adquisición de energía aceptada en la casación de corto plazo (es decir, la demanda) en vez de la última oferta de venta de energía aceptada (la oferta), la que fije el precio de equilibrio en el mercado.

Por otra parte, no debe haber restricciones significativas en la red de transporte si el precio de la energía eléctrica es igual para todo el sistema. En caso de que no se tengan en cuenta las restricciones de la red en la determinación del precio de la electricidad, se podrían producir situaciones de escasez de generación en determinadas zonas y, en cualquier caso, las señales de precios no aumentarían para inducir las inversiones necesarias para resolverlas.

Todos los generadores, independientemente de su tecnología, deben tener posiciones de mercado expuestas a los precios *spot* de la energía eléctrica para que tomen decisiones adecuadas de gestión de riesgos (i. e., cobertura del riesgo de variación de los precios), evitando que los generadores expuestos a la volatilidad de los precios de corto plazo apliquen primas de riesgo al contratar a plazo parte de su generación, lo que haría que los precios difirieran de sus valores eficientes.

Finalmente, es muy relevante que todos los recursos energéticos, incluida la demanda, puedan ofrecer al sistema la flexibilidad de que disponen (es decir, la capacidad de modificar sus programas de generación o consumo) en función de las condiciones del mercado. Esto requiere que existan equipos de medida con capacidad de lectura a intervalos inferiores a una hora (incluso de pocos minutos)

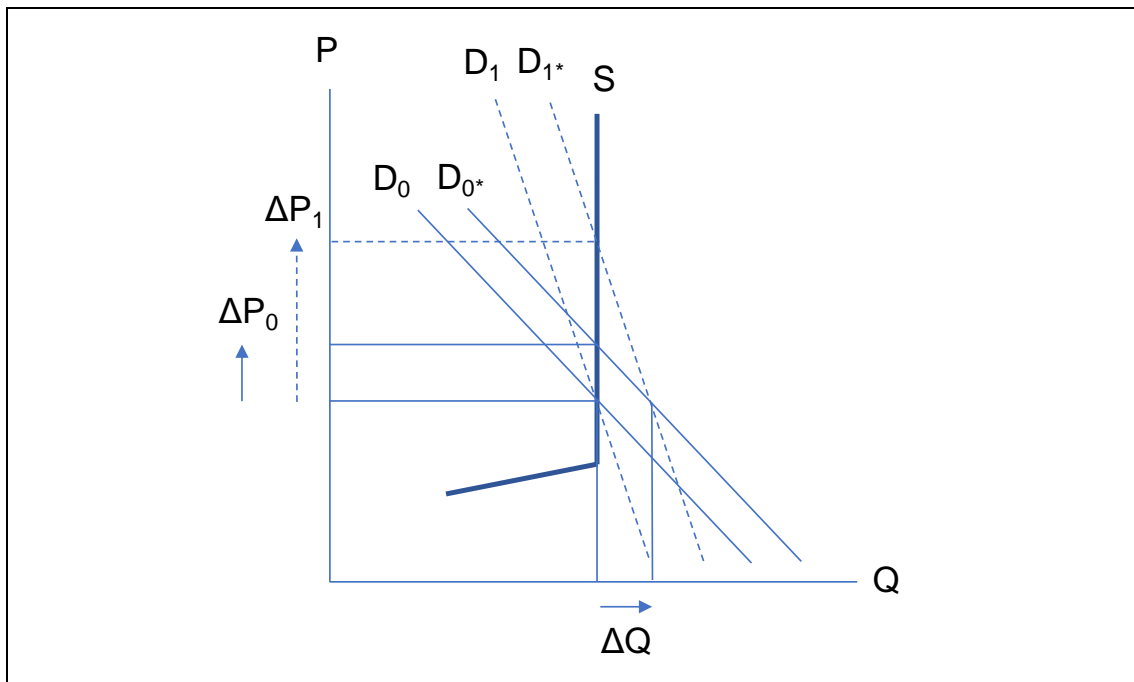
y otros equipamientos que permitan, de forma efectiva, modificar los patrones de consumo y/o generación en el muy corto plazo².

2.4. Volatilidad de los precios y recuperación de los costes

En mercados *energy only* los precios de la electricidad tenderán a ser volátiles en el corto plazo, pues en momentos de escasez relativa de generación, el precio del mercado estará generalmente determinado por la demanda de electricidad (es decir, por la propensión a pagar por la última unidad de generación o *marginal willingness to pay*) en vez de por la última oferta de generación (Hogan, 2005).

Estos mercados serán más volátiles cuanto más inelástica sea la curva de demanda en momentos de escasez relativa de energía en el mercado (Gráfico 1).

Gráfico 1. Elasticidad de la demanda y volatilidad de los precios de equilibrio en situaciones de escasez de generación



Fuente: elaboración propia.

² La penetración de recursos energéticos distribuidos (p. ej., instalaciones de autoconsumo, dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica, etc.) y los crecientes requerimientos de flexibilidad en el sistema eléctrico (tanto en la red de transporte como en la red de distribución) están dando lugar a un debate sobre cómo implementar mercados de flexibilidad en el ámbito local (i. e., de las redes de distribución) para garantizar un funcionamiento eficiente del mercado.

Si el diseño del mercado eléctrico permite que el precio de escasez en momentos de demanda elevada y escasez relativa de generación aumente hasta un valor igual al valor de la energía no suministrada, en caso de que las circunstancias del mercado así lo determinaran, los generadores que produzcan energía en esos momentos de escasez recibirán ingresos que permitirán cubrir los costes de mantener una pequeña fracción de la potencia instalada disponible para cubrir esas puntas de demanda.

Esto daría lugar al nivel de ENS deseado por el conjunto de la demanda, que varía en cada mercado y dependerá del *mix* de consumidores. A partir de determinados niveles de precios en momentos de escasez de generación, cuando la cobertura de una unidad adicional de demanda resulte excesivamente cara, los consumidores preferirán dejar de consumir energía eléctrica.

Esto hace que no resulte eficiente para el sistema en conjunto que existan centrales que operen por debajo de un determinado número de horas de funcionamiento. Los niveles de ENS, por tanto, variarán entre los distintos mercados eléctricos en función de factores como el tipo de consumidor, la configuración de las redes eléctricas, etc.

CEPA (2018) presenta, para el caso europeo, estimaciones que muestran valores aproximados para la mediana del valor de la ENS en el rango 1.500-23.000 €/MWh, para consumidores domésticos, dependiendo del mercado, y en el rango 300 €/MWh (metales básicos)-17.800 €/MWh (construcción), para consumidores industriales y en el sector servicios, con una gran variabilidad en función del sector (Gráfico 2)³.

³ A su vez, Linares y Rey (2013) estimaron un valor medio de la ENS en España de unos 6.000 €/MWh, variando entre sectores desde unos 900 €/MWh para el sector de manufacturas del metal hasta unos 33.400 €/MWh en el caso del sector de la construcción y con un valor medio para los consumidores domésticos de 8.100 €/MWh y para las empresas del sector de servicios de unos 8.500 MWh. Todos estos valores están en línea con las estimaciones de CEPA (2018) para el caso de España de un valor medio de 8.800 €/MWh para toda la economía, un rango por sectores entre unos 300 €/MWh en el caso del sector del metal hasta unos 21.500 €/MWh en el caso del sector de la construcción y valores para los consumidores domésticos y el sector de servicios de 7.900 y 6.600 €/MWh, respectivamente.

Gráfico 2. Estimaciones del valor de la energía no suministrada en Europa

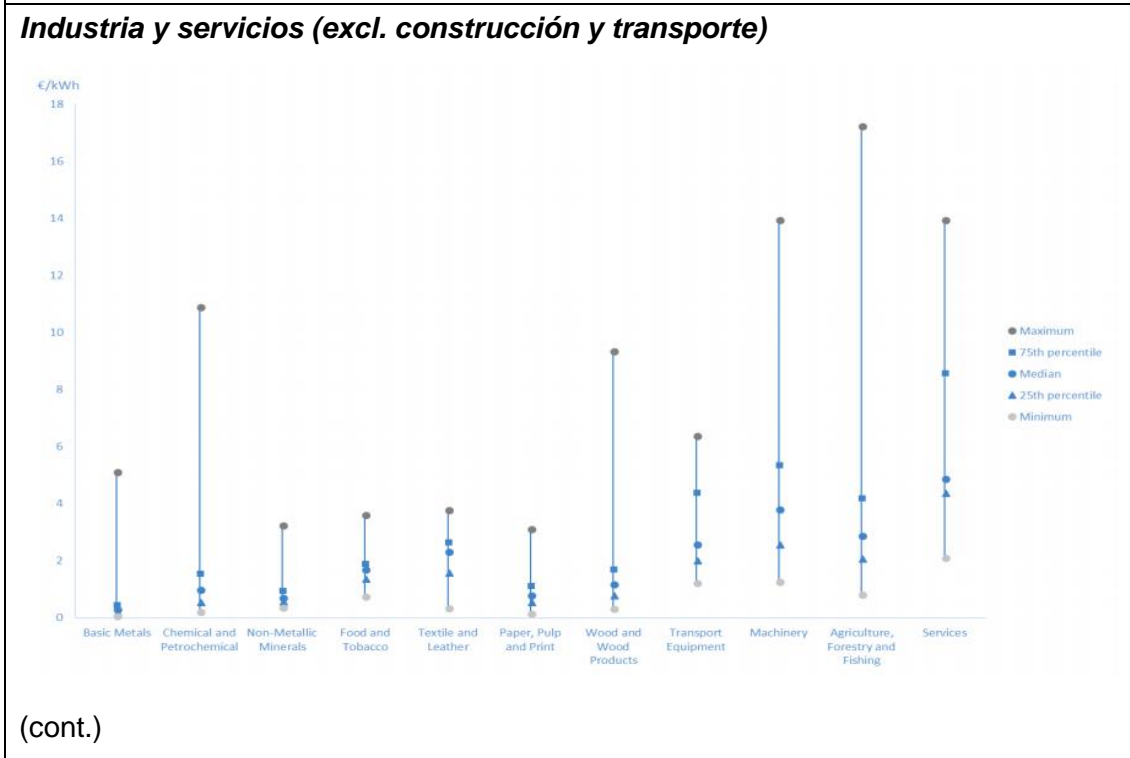
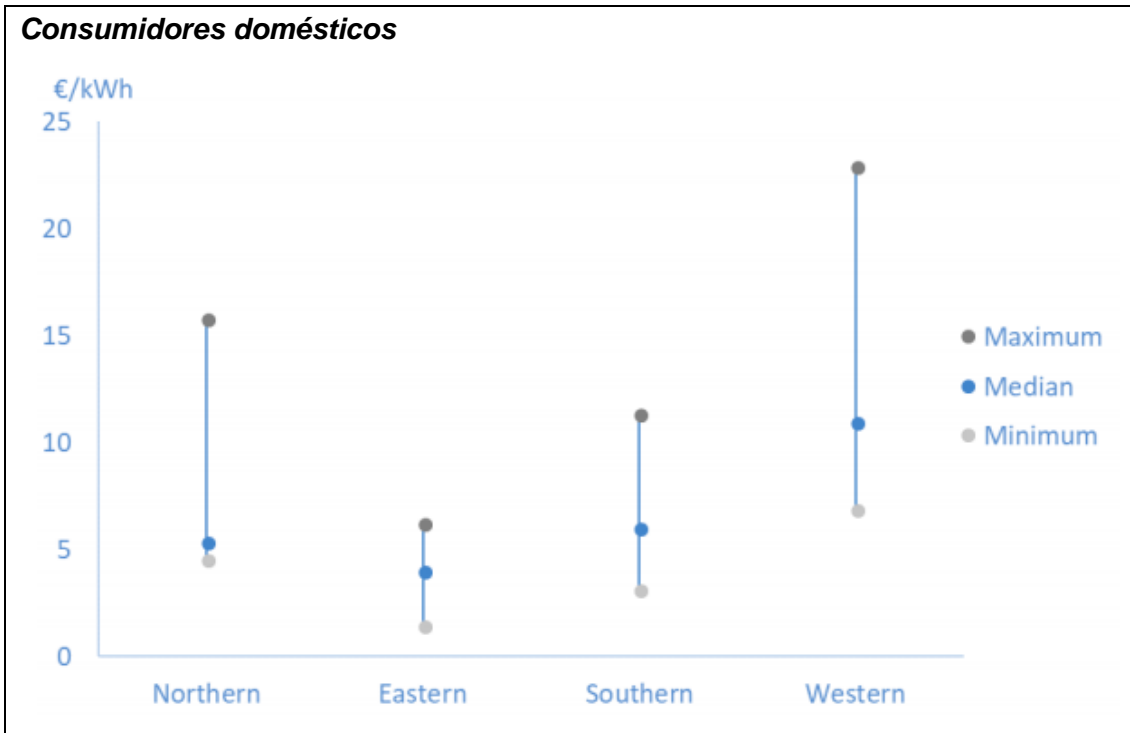
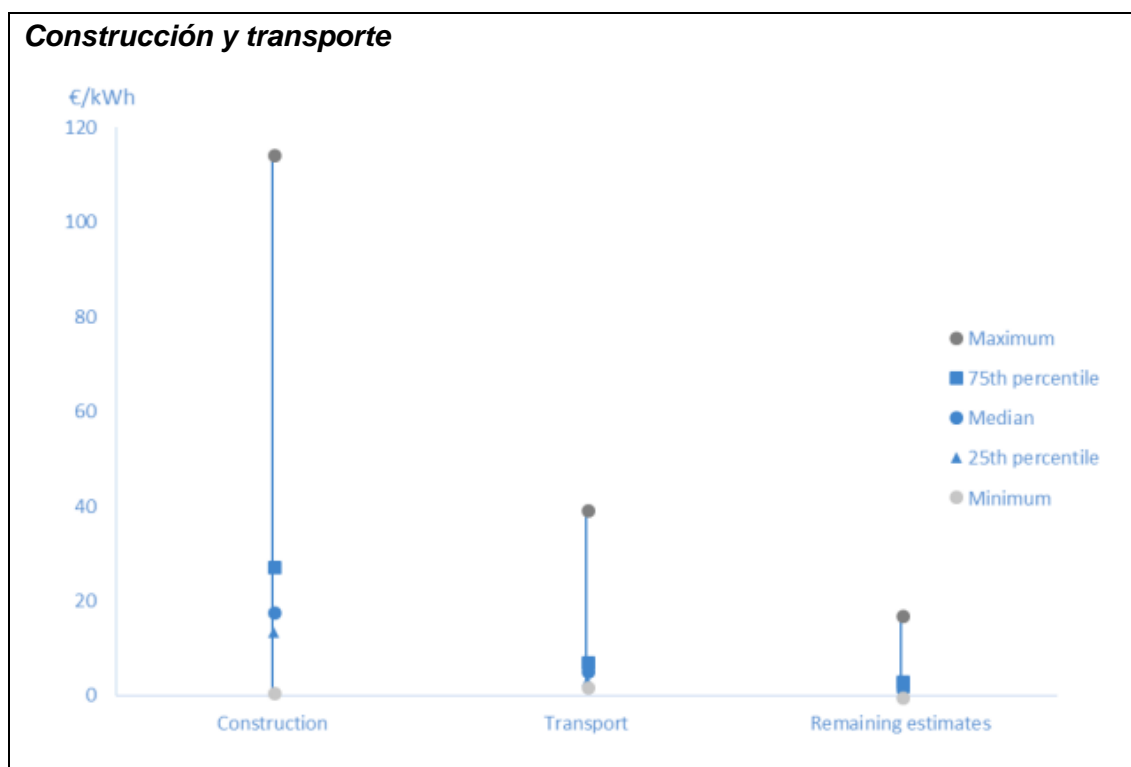


Gráfico 2. Estimaciones del valor de la energía no suministrada en Europa (cont.)



Fuente: extraído de CEPA (2018).

2.5. Funcionamiento de los mercados *energy only* en el largo plazo

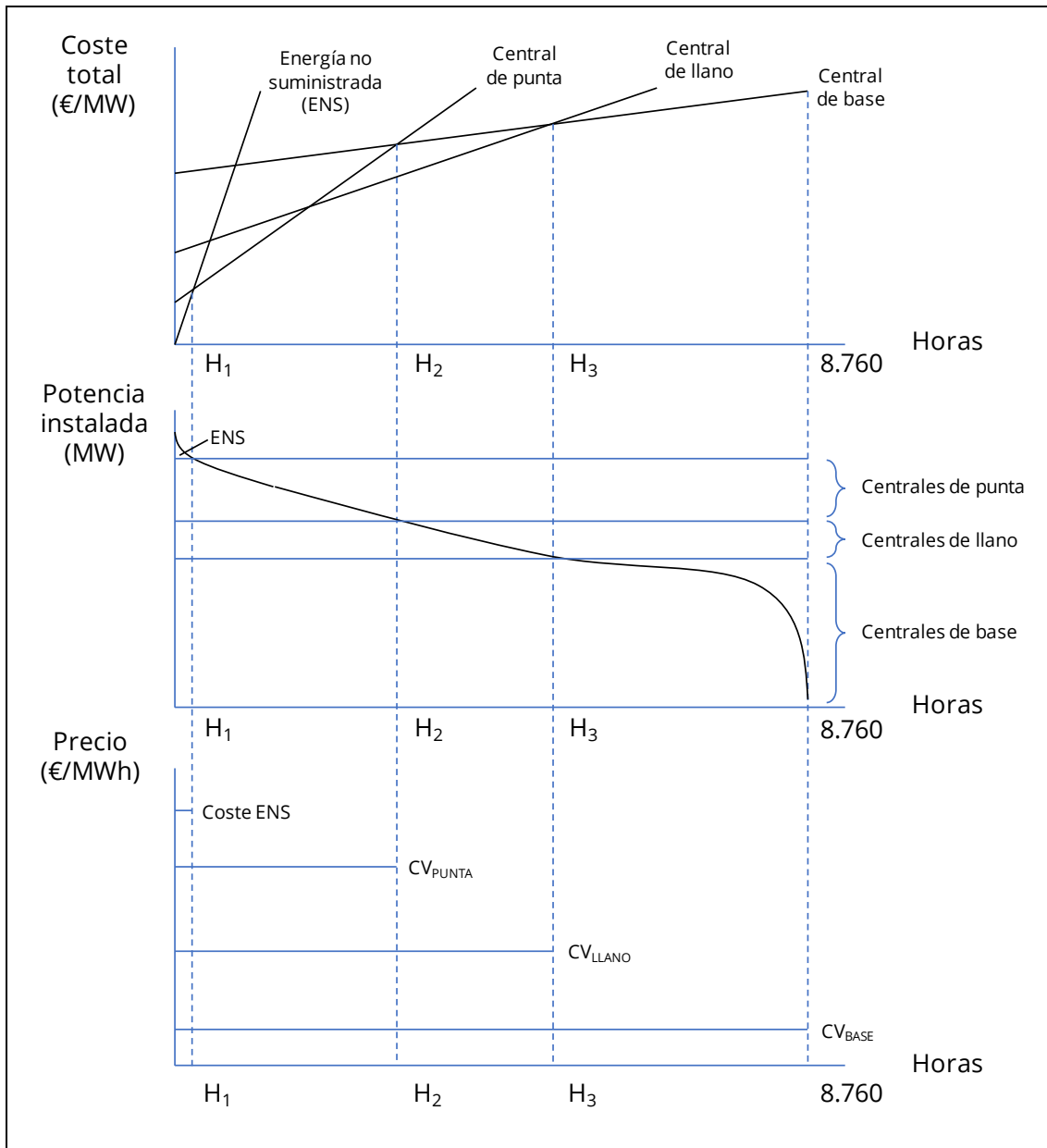
Si en el corto plazo un mercado *energy only* da lugar a señales económicas suficientes para que la ENS se mantenga en los niveles deseados por los consumidores, en el largo plazo este tipo de mercados tenderá a generar las señales de precios adecuadas para que se produzcan las inversiones necesarias en las distintas tecnologías de generación disponibles, teniendo en cuenta la forma de la curva de demanda y su flexibilidad para responder a los precios del mercado (Gráfico 3).

La capacidad instalada de cada tecnología, una vez descontada la capacidad de gestión de la demanda, se situará en un nivel que permitirá, dadas las horas de funcionamiento resultantes de la interacción de las distintas tecnologías en el mercado, recuperar sus costes fijos.

En el Gráfico 3, por ejemplo, los ingresos de las centrales de base, que operarán las 8.760 horas en total serán iguales a: $H_1 \cdot \text{Coste ENS} + (H_2 - H_1) \cdot CV_{\text{Punta}} + (H_3 - H_2) \cdot CV_{\text{Llano}} + (8.760 - H_3) \cdot CV_{\text{Base}}$. Las centrales de punta, por su parte, operarán

H_1 horas en total y tendrán ingresos iguales a $H_1 \cdot \text{Coste ENS} + (H_2 - H_1) \cdot CV_{\text{Punta}}$. En este gráfico se asume que la curva de duración de la demanda (figura del centro) refleja niveles de demanda que descuentan la capacidad de gestión de la demanda del sistema en cada momento.

Gráfico 3. Potencia instalada y horas de funcionamiento de cada tecnología en un mercado *energy only* sin fricciones.



Fuente: elaboración propia a partir de Arnedillo (2009).

La posibilidad de fijar el precio del mercado en un nivel igual al coste marginal de generación de la última unidad de oferta en cada momento (o en el coste de

la energía no suministrada, en situaciones de escasez relativa de generación) hace que en un mercado *energy only* se produzcan fluctuaciones de precios en el medio plazo que ofrecen señales a los inversores sobre si existe exceso o escasez de capacidad instalada en el mercado.

Las situaciones sostenidas de precios bajos indican generalmente un exceso de capacidad. Durante un tiempo, los niveles de precios bajos reducirán la rentabilidad esperada de las unidades de generación que operan menos horas, potencialmente, por debajo de su coste de capital (*weighted average cost of capital* o WACC). En casos extremos, las unidades de generación menos eficientes (con mayores costes marginales) podrían abandonar el mercado, bien de forma temporal (*mothballing* de unidades de generación) o bien de forma permanente. La reducción de la capacidad instalada o disponible hará que el mercado vuelva a una situación de equilibrio entre la oferta y la demanda.

Por otro lado, las situaciones con precios muy elevados en momentos puntuales (de escasez de generación) que se mantengan durante un tiempo darán lugar a ingresos elevados para la capacidad instalada y disponible e indicarán la necesidad de invertir en capacidad de generación que responda a las necesidades del mercado y a la demanda de energía eléctrica de los consumidores.

Si el mercado funciona de forma adecuada, las situaciones de pérdidas y beneficios de la actividad de generación tenderán a primar las buenas decisiones de inversión y a penalizar las inversiones menos eficientes. Como se argumenta en Arnedillo (2009) y Fernández Gómez (2009), las fluctuaciones en la rentabilidad esperada de las unidades de generación no implican necesariamente la existencia de pérdidas o beneficios extraordinarios (*windfall profits* o *windfall losses*), sino que forman parte del mecanismo de autocorrección de un mercado hasta alcanzar equilibrios eficientes.

De acuerdo con la teoría económica, por tanto, la intervención en un mercado para limitar los beneficios extraordinarios (y también las pérdidas extraordinarias) tiene sentido solo cuando existen fallos de mercado o restricciones claramente identificados que impiden que el mecanismo de libre mercado dé lugar a una

asignación eficiente de los recursos disponibles de una manera que genere el máximo bienestar social.

En resumen, suponiendo que se den las condiciones para su funcionamiento eficiente, los mercados *energy only* generan señales en el corto y largo plazo eficientes e inducen el volumen adecuado de inversiones en nueva capacidad de generación, especialmente de aquellas tecnologías con flexibilidad suficiente para aportar capacidad adicional de generación en los momentos de mayor demanda. En el corto y largo plazo se alcanzan por tanto un *mix* de tecnologías de generación, inversiones y niveles de ENS eficientes.

2.6. Potenciales fallos y defectos de los mercados *energy only*

En la práctica, resulta muy complicado o imposible que se cumplan todas las condiciones para que un mercado *energy only* funcione de manera eficiente (Hirth y Ueckerdt, 2014; Newbery, 2016; Newbery et al., 2017; M. Hogan, 2017; W. Hogan, 2019).

Bublitz et al. (2019) describen las principales barreras que impiden un funcionamiento adecuado del mercado eléctrico. Por un lado, existen barreras físicas que impiden que la oferta y la demanda se igualen en tiempo real en cada nodo de la red eléctrica. Esto se debe a la fluctuación de la demanda y de la capacidad disponible en el muy corto plazo, lo que imposibilita, con las tecnologías actuales (p. ej., de almacenamiento de energía eléctrica), llevar a cabo simultáneamente los intercambios de energía necesarios para equilibrar el mercado y la entrega física de la electricidad. Esto puede dar lugar a cortes en el suministro en momentos en los que exista escasez de generación, aunque estas situaciones ocurrirán, por regla general, con probabilidad relativamente baja.

Incluso si existieran contratos de suministro firme e interrumpible, resulta imposible en la actualidad para el operador del mercado y el operador de la red distinguir entre los consumidores que tienen uno u otro contrato, por lo que se

genera un problema de *free riding*⁴ que puede dar lugar a una inversión insuficiente en capacidad de generación (Lynch y Devine, 2017).

La inelasticidad de la demanda en el muy corto plazo (por ejemplo, debido a que los consumidores no reciban señales acerca de la situación del mercado en tiempo real⁵) implica que el precio de corto plazo en el mercado de electricidad y en situaciones de escasez estará más cerca del coste marginal o incremental de las unidades de generación que cubren la demanda en el margen que del valor de la ENS.

El riesgo regulatorio y la intervención administrativa del mercado (i. e., a través de normas y regulaciones) puede también reducir la eficacia de las señales de precios que genera el mercado. Por ejemplo, para evitar potenciales situaciones de abuso del poder de mercado por parte de los generadores que pueden cubrir la punta de demanda en momentos de escasez de generación y también por motivos políticos (p. ej., para evitar precios del mercado de corto plazo muy elevados), suelen fijarse techos de precios en el mercado de energía eléctrica.

El efecto de este tipo de medidas regulatorias es limitar los incrementos de precios en momentos de escasez de generación, afectando en el corto plazo a las unidades de generación que operan en las puntas de demanda y limitando, en el medio y largo plazo, los incentivos a la inversión que generan los precios de corto plazo de la electricidad.

Además de las barreras señaladas anteriormente, pueden no cumplirse las condiciones esenciales para el funcionamiento correcto de un mercado (Stoft, 2002; Oren, 2005): que el mercado sea perfectamente competitivo, que los

⁴ *Free riding* se refiere a un fallo de mercado que se produce cuando existen consumidores que no pagan por el consumo o provisión de un bien público o de recursos o servicios comunales. Buchanan (1964), Olson (1965) o Stigler (1966) son algunos de los primeros autores en desarrollar el concepto y aplicarlo en el análisis de distintos problemas.

⁵ La capacidad para recibir esta información y tomar decisiones de consumo basadas en ella depende de la existencia de dispositivos como los contadores (que generalmente registran información para periodos horarios) y otros dispositivos que permitan controlar el consumo eléctrico de manera automática y respondiendo en tiempo real a la situación del mercado. En la actualidad, no existe un despliegue suficientemente amplio de este tipo de dispositivos como para reducir la probabilidad de que se produzcan desequilibrios locales hasta niveles insignificantes, aunque el desarrollo de programas de gestión de la demanda y de nuevas formas de consumo (p. ej., instalaciones de autoconsumo) incrementará la flexibilidad de la respuesta de la demanda ante distintas circunstancias del mercado y, por tanto, aumentará la flexibilidad de la curva de demanda.

participantes tengan expectativas racionales y que sean neutrales frente al riesgo. El incumplimiento de cualquiera de estas condiciones puede dar lugar a niveles insuficientes de inversión en capacidad de generación.

Finalmente, Keppler (2017) señala otros dos problemas adicionales que pueden impedir un correcto funcionamiento de un mercado *energy only*. En primer lugar, la existencia de costes de transacción y de información incompleta da lugar a que la propensión social a pagar por capacidad adicional sea mayor que la privada. Por otro lado, la magnitud de las inversiones en generación y el hecho de que sean inversiones discretas hace que, en presencia de periodos de sobrecapacidad y de insuficiente capacidad con ingresos muy asimétricos los niveles de inversión tiendan a ser inferiores al óptimo.

2.7. Ingresos insuficientes e inversión en capacidad de generación

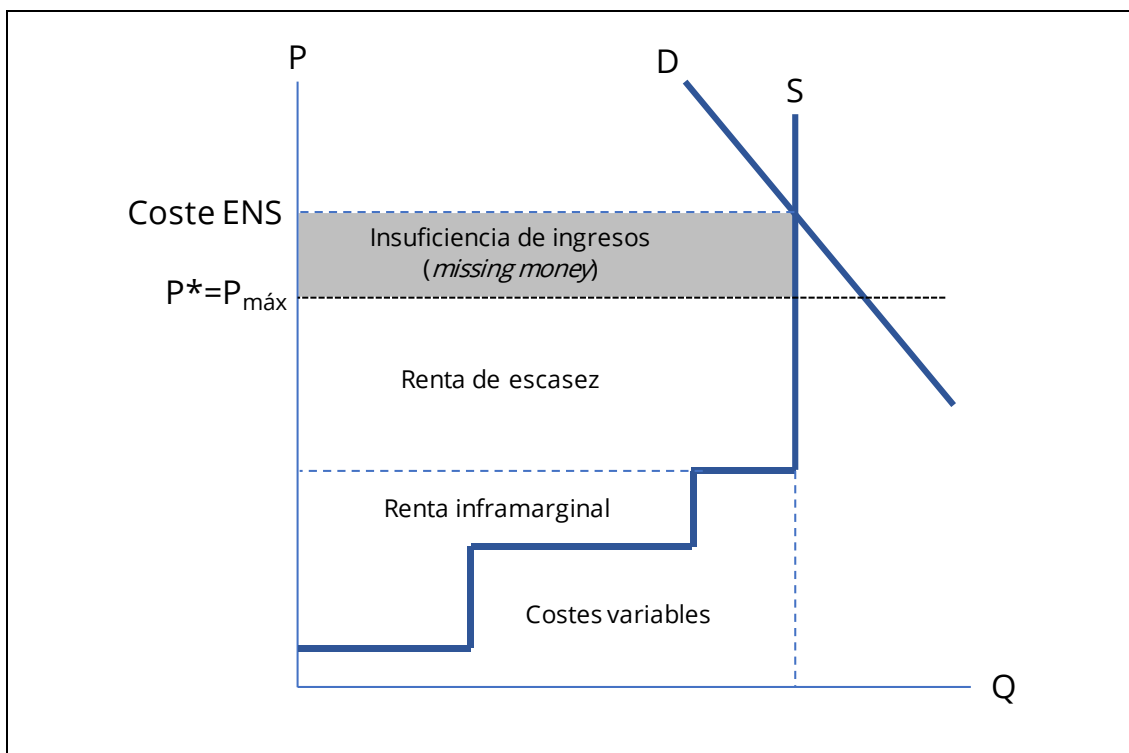
Si, debido a alguna de las razones expuestas anteriormente, en los momentos de escasez relativa de energía no afloran los “precios de escasez” (*scarcity prices*) que reflejen el valor de la energía suministrada para la demanda, las unidades que operan en el margen no podrán recuperar todos los costes y se produce un problema de insuficientes ingresos conocido como *missing money problem* (W. Hogan, 2005, 2019; Newbery, 2016; M. Hogan, 2017).

El Gráfico 4 describe una situación de insuficientes ingresos derivada de la aplicación de un techo de precios ($P_{\text{máx}}$) en el mercado de energía eléctrica de corto plazo. En situaciones de escasez de energía, la renta de escasez necesaria para cubrir los costes fijos de las centrales de generación se reduce en una cantidad igual al producto de la cantidad demandada y la diferencia entre el valor de la energía no suministrada y el techo de precios. Esta cantidad, denominada *missing money*, supone insuficiencia de ingresos para todos los generadores, incluyendo las centrales de base y las de llano (o *mid-merit*).

El problema de ingresos insuficientes para las centrales que cubren la demanda en el margen en los momentos de escasez de generación puede obedecer a distintas causas (Hogan, 2015). Por ejemplo, el diseño del mercado *energy only* podría impedir una correcta formación de los “precios de escasez”, debido a

factores muy variados⁶, como el tipo de subastas que se implementen para determinar estos precios en el corto plazo, el formato de las ofertas de compra y venta, el algoritmo que se utilice para efectuar la casación de oferta y demanda, los procesos de liquidación de las transacciones de muy corto plazo, las reglas de participación en los mercados en tiempo real, etc.

Gráfico 4. Ilustración del problema de ingresos insuficientes (*missing money*)



Fuente: elaboración propia a partir de Bublitz et al. (2019).

Estos problemas de diseño de mercado darían lugar a precios que no reflejarían adecuadamente el coste de oportunidad para el mercado en conjunto de cubrir la demanda marginal mediante un incremento de la generación o una reducción de la energía consumida.

⁶ Hogan (2015) señala algunos principios generales que sirven como guía para diseñar sistemas eficientes para la determinación de los precios de escasez en mercados de energía eléctrica: (1) conectar el precio de escasez con el valor de la ENS y el coste de las acciones de emergencia; (2) tener en cuenta la incertidumbre derivada de los cambios en la demanda neta y la probabilidad de cortes en el suministro (*loss-of-load probability*); (3) integrar en la solución una reserva mínima de capacidad para hacer frente a contingencias; (4) asegurar la consistencia entre los precios de la energía y los precios de la capacidad de reserva; (5) coordinar la liquidación de los mercados del día anterior y en tiempo real; (6) optimizar simultáneamente la reserva de capacidad y la energía; (7) tener en cuenta las diferencias en el valor local de la reserva de capacidad.

Por otro lado, si el análisis del margen de reserva necesario se realiza teniendo en cuenta el valor de la energía no suministrada, los niveles de inversión y de reserva de capacidad requeridos serán inferiores a los que generalmente tienen lugar bajo los sistemas de regulación y planificación tradicionales⁷. Un mayor nivel de reserva de capacidad implicará que el precio de escasez será inferior al necesario para estimular niveles de inversión consistentes con los valores de ENS óptimos desde el punto de vista social.

En resumen, para funcionar de manera eficiente y generar señales de precios que induzcan niveles de inversión óptimos, los mercados de electricidad *energy only* dependen de una subida suficiente de los precios durante los períodos en los que hay poca oferta de generación en relación con la demanda. Los beneficios generados por los precios elevados en estos períodos de escasez son un incentivo crítico para la inversión en capacidad adicional, sobre todo en tecnologías flexibles que raramente operan y que, por lo tanto, necesitan recuperar sus costes de inversión en relativamente pocas horas de funcionamiento.

3. ALTERNATIVAS A LOS MERCADOS *ENERGY ONLY*: LOS MECANISMOS DE CAPACIDAD

Autores como Hogan (2019) argumentan que, en realidad, el problema de la insuficiencia de ingresos o *missing money* no está relacionado con la estructura de la teoría subyacente que da soporte al diseño convencional de los mercados spot (*energy only*) de electricidad, sino con la implementación en la práctica de algunos elementos clave del mismo, como el mecanismo de formación de los precios o el modelo de despacho.

En particular, Hogan (2019) argumenta que, asumiendo que no existe un mecanismo para la participación efectiva de la demanda, pueden mejorarse los diseños de mercado actuales mediante: (1) un procedimiento eficiente para la fijación del precio de las reservas operativas de generación que dan soporte al

⁷ Los reguladores y los operadores de sistemas de transporte tenderán a primar el objetivo de garantizar la seguridad del suministro frente a otros objetivos regulatorios, como la eficiencia, por lo que se tenderá a sobreestimar el nivel de reserva de capacidad requerido.

sistema en el muy corto plazo; (2) un esquema de despacho para múltiples periodos; y (3) esquemas de formación de precios más sofisticados⁸.

Como alternativa a los mercados *energy only* y asumiendo que no puede implementarse este de una manera efectiva por razones regulatorias o políticas, diversos autores sugieren diseñar un esquema de precios de escasez en el corto plazo de tal manera que se mitigue el problema de los ingresos insuficientes y evitando, al mismo tiempo, precios de escasez muy volátiles y excesivamente elevados en momentos puntuales (M. Hogan, 2017; W. Hogan, 2019). Esto podría conseguirse, por ejemplo, aplicando un *cap* o techo al precio de escasez que se sitúe por encima del coste marginal de generación de las centrales que operan en el margen, aunque por debajo del valor de la ENS, e implementando, además, un esquema de compensación de ingresos.

Los esquemas de compensación de ingresos para las unidades de generación que operan en los momentos de escasez de generación se denominan, de forma genérica, mecanismos de capacidad.

3.1. Tipos de mecanismos de capacidad

No existe un único diseño para un mecanismo de capacidad (Cramton et al., 2013; Spees et al., 2013; Joskow, 2008b). Bublitz et al. (2019) identifican hasta seis tipos de mecanismos de capacidad, clasificados en dos grandes grupos, siguiendo la clasificación propuesta por Comisión Europea (2016a): esquemas basados en el volumen y esquemas basados en los precios.

⁸ Según Hogan (2019), el primero de los dos elementos de mejora se basaría en la aplicación de una “curva de demanda de reservas operativas” determinada por la regulación y que utilizaría como referencia las estimaciones del valor de la ENS y la probabilidad de cortes de suministro. Esta curva daría lugar a incentivos para que la capacidad de generación estuviera disponible en los momentos de escasez a través de mejores señales económicas sobre el valor de la energía. El segundo elemento (utilización de algoritmos de despacho y formación de precios para más de un periodo) intenta incorporar de mejor forma al diseño del mercado aspectos como los costes de arranque, las restricciones de rampa y la flexibilidad operativa de las centrales y los tiempos mínimos de funcionamiento de las mismas. El tercer elemento buscaría incorporar al proceso de formación de los precios de corto plazo los costes relacionados con las restricciones operativas de las centrales que ofrecen la capacidad de reserva (rampas, costes de arranque y parada, etc.). Una posibilidad es modificar los precios marginales (locales) de la energía con recargos o *uplift payments* apropiadamente diseñados -- ver, por ejemplo, Gibrik y Zhang (2010), Hogan (2011), Thompson et al. (2013) o el libro blanco MISO (2019), que resume el estado de la implementación de los “extended locational marginal prices” en el sistema eléctrico MISO (Midwest ISO) en EE.UU.

Entre estos, se incluyen (1) subastas de nueva capacidad; (2) definición de reservas estratégicas de capacidad; (3) pagos por capacidad regulados (y, generalmente, orientados a tecnologías concretas o a nueva capacidad); (4) esquema de compras centralizadas (incluyendo esquemas como el mercado a plazo de capacidad o las opciones sobre capacidad o *reliability options*); (5) obligaciones de contratación de capacidad impuestas a los distribuidores o comercializadores; y (6) pagos por capacidad definidos en un mercado y aplicables a todas las tecnologías.

La Tabla 1 muestra las características de los distintos mecanismos de capacidad, de acuerdo con Bublitz et al. (2019).

Tabla 1. Características de distintos mecanismos de capacidad.

Tipo	Categoría	Mecanismo de provisión	Producto	Principal parámetro regulatorio
Subasta de nueva capacidad	Basado en volumen / Orientado	Centralizado / subasta	Capacidad firme	Volumen de capacidad
Reserva estratégica	Basado en volumen / Orientado	Centralizado / subasta	Capacidad de reserva	Volumen de capacidad, regla de activación, evento desencadenante
Pago por capacidad orientado	Basado en precio / Orientado	Centralizado / subasta	Capacidad firme	Precio de capacidad, criterios de elegibilidad
Comprador centralizado	Basado en volumen / Universal	Centralizado / subasta	Opción <i>call</i>	Volumen de capacidad, precio de ejercicio
Obligación descentralizada	Basado en volumen / Universal	Descentralizado / bilateral	Certificado de fiabilidad	Margen de reserva, penalizaciones
Pagos por capacidad universales	Basado en precio / Universal	Centralizado / subasta	Capacidad firme	Precio de capacidad

Fuente: adaptado de Bublitz et al. (2019).

Los mecanismos de capacidad pueden clasificarse, de forma alternativa, en soluciones basadas en mecanismos de mercado y soluciones reguladas. Los mercados de capacidad pueden tomar la forma de (1) subastas de capacidad adicional (a partir de una estimación de la capacidad de reserva necesaria para alcanzar un determinado nivel de margen de reserva) o (2) mercados de

capacidad propiamente dichos en los que la oferta (capacidad de generación) y la demanda⁹ determinan el precio que debe recibir la capacidad (o ingreso adicional a los ingresos en el mercado de energía).

Por otro lado, los pagos por capacidad regulados o determinados administrativamente se basan en la estimación del ingreso adicional que deben recibir los generadores que ofrecen capacidad de reserva y que operando en unas pocas horas o periodos de mercado en los que hay escasez de generación (generalmente, en momentos de puntas de demanda en el sistema).

La implementación de cualquiera de estos mecanismos de capacidad induce algún grado de ineficiencia respecto de la solución “óptima” que ofrecería una solución *energy only* correctamente implementada. Esto quiere decir que se aseguraría el nivel de seguridad de suministro o capacidad de generación deseados a un coste mayor que el derivado de la implementación de un mercado *energy only* ideal. Dependiendo de cuáles fueran las características concretas del mecanismo de capacidad, estos mecanismos podrían tener también efectos sobre el *mix* de generación.

Por otro lado, en general serán preferibles los esquemas de retribución de la capacidad instalada basados en mecanismos de mercado (p. ej., mercados de capacidad), frente a otras soluciones (p. ej., pagos por capacidad estimados por el regulador), por su mayor capacidad para reflejar el valor de mercado de la energía en momentos de escasez, entre otras razones (Falk, 2010; Bublitz et al., 2019).

3.2. Argumentos a favor de implementar mecanismos de capacidad

Como se ha descrito anteriormente, la literatura académica tiende a coincidir en que, al menos desde un punto de vista teórico, los mercados de electricidad *energy only* pueden dar lugar a soluciones eficientes, bajo determinadas condiciones.

⁹ En este tipo de mercados, se obliga a los comercializadores a comprar “certificados de capacidad” que ofrecen las instalaciones de generación, por un valor igual a su demanda esperada, incrementada en un porcentaje que refleja el margen de seguridad deseado en el sistema.

Hogan (2017) argumenta que los mecanismos de capacidad serían la tercera mejor opción para afrontar el problema de insuficiencia de ingresos, tras (a) la corrección y eliminación de las barreras al funcionamiento efectivo del mercado *energy only*—en línea con lo argumentado por Hogan (2019)— y (b) el desarrollo de un mecanismo administrativo para ajustar los precios de la energía en el mercado spot y en los mercados de servicios complementarios para que reflejen de forma correcta el coste marginal de la energía (y, por tanto, el valor económico de la garantía de suministro), especialmente en periodos de escasez.

Las razones para la implementación de mecanismos de capacidad, por tanto, se basan principalmente en que, en la práctica, resulta complicado implementar mercados *energy only* en toda su extensión, debido a diversos factores.

Por un lado, mientras no exista una respuesta de la demanda a las condiciones del mercado suficientemente activa y significativa, será difícil que los precios de escasez alcancen los niveles necesarios para que las unidades de generación flexibles, que operan en el margen, puedan recuperar todos sus costes. Por otro lado, como indica Hogan (2019), mientras no exista un mecanismo adecuado para la fijación de los precios de escasez (p. ej., a través de una curva de demanda de capacidad de reserva operativa fijada administrativamente, por ejemplo) no habrá incentivos adecuados a la participación de la demanda y las señales de precios de escasez serán ineficientes.

Otros aspectos del diseño y regulación de los mercados de energía, especialmente los cercanos al despacho en tiempo real, pueden dar lugar a señales de precios ineficientes (p. ej., reglas de casación y formación de precios en los mercados de ajuste, delimitación de las zonas de mercado¹⁰, etc.).

Además, a menudo no resulta deseable en muchos mercados que fluctúen los precios de muy corto plazo con suficiente variabilidad como para reflejar el valor de mercado de la escasez, bien porque sea políticamente inasumible o bien

¹⁰ Si las zonas de mercado no tienen en cuenta las potenciales restricciones en las redes de transporte (incluyendo las interconexiones entre sistemas eléctricos adyacentes), las medidas para resolver los desequilibrios entre demanda y oferta en las distintas zonas pueden dar lugar a distorsiones en los precios de la electricidad.

porque exista un potencial de abuso de poder de mercado en determinadas situaciones del mercado.

La actitud de los inversores frente al riesgo es también un factor relevante para determinar la efectividad de los mercados *energy only*. Si los inversores son aversos al riesgo, incluso en el caso de que los mencionados anteriormente se hubieran resuelto, la incertidumbre sobre la evolución de los precios debida a la creciente penetración de energías renovables y al incremento de la volatilidad de los precios puede dar lugar a niveles de inversión subóptimos.

Por otra parte, otros autores, como Newbery (2016), Hogan (2005), Cramton et al. (2013) o Joskow (2013) argumentan que, incluso si no existen limitaciones a la subida de los precios en momentos de escasez relativa de generación, con lo que no existiría el problema de insuficiencia de ingresos o *missing money*, puede existir un problema de mercados incompletos (*missing markets*). Si los riesgos asociados a las inversiones no pueden ser asignados entre agentes de forma adecuada con costes de transacción bajos (p. ej., a través de mercados de futuros o de contratos bilaterales) o si no pueden valorarse de forma adecuada externalidades como las medioambientales (p. ej., por falta de precios transparentes), se producirán niveles insuficientes de inversión en nueva capacidad de generación.

Un argumento adicional a favor de la implementación de mecanismos de capacidad es que estas soluciones aplanan las curvas de los precios de corto plazo y reducen su volatilidad, lo que reduce la incertidumbre, favoreciendo las decisiones de inversión en nueva capacidad. Como contrapartida, sin embargo, desplazan una parte del riesgo de la inversión hacia los consumidores y pueden desincentivar la inversión en los activos más necesarios (los que más flexibilidad aportan).

Los legisladores y reguladores europeos han asumido, a partir de todos estos argumentos sobre el funcionamiento inadecuado de los mercados *energy only*., una visión favorable a la implementación de mecanismos de capacidad.

El Parlamento Europeo indica que: “...*due to market and regulatory failures in the electricity market the market does currently not provide a sufficient remuneration level to cover the fixed cost of conventional generation capacity; in*

this context investment projects in new (not subsidised) capacity are put on hold and existing conventional power plants are prematurely decommissioned for economic reasons. Capacity remuneration mechanisms provide an additional revenue stream for electricity producers via a capacity-based payment, which allows them to recover (part of) their fixed costs...” (Parlamento Europeo, 2016).

Por otro lado, la Comisión Europea concluye que “...*la investigación sectorial ha llegado a la conclusión de que, para trabajar con eficacia, los mercados de la electricidad dependen de una subida suficiente de los precios durante los períodos en los que hay poca oferta en relación con la demanda [...]. En la práctica, son varios los factores que limitan la capacidad de los mercados eléctricos para ofrecer precios elevados en períodos de escasez...*” (Comisión Europea, 2016b).

Debe señalarse, sin embargo, que, tanto el Parlamento Europeo¹¹ como la Comisión Europea¹² defienden, en línea con la visión de la literatura académica, que la implementación de mecanismos de capacidad debería llevarse a cabo una vez se hayan aplicado reformas de mercado orientadas a mejorar el funcionamiento del mercado de electricidad, resolviendo o intentando resolver algunas de las deficiencias señaladas más arriba.

¹¹ “...*Adequate investments in generation capacity should first of all be stimulated by a favourable and predictable investment climate and by properly functioning markets without price regulation. If price signals from the energy-only market do not trigger timely investments in power generation capacity to ensure security of supply, the introduction of capacity remuneration mechanisms can be considered...*” (Parlamento Europeo, 2016).

¹² “...*Los Estados miembros que propongan mecanismos de capacidad deben hacer los esfuerzos adecuados para responder a sus preocupaciones sobre la adecuación de recursos a través de reformas del mercado. En otras palabras, el mecanismo de capacidad no debe ser un sustituto de las reformas del mercado...*” (Comisión Europea, 2016b). Entre estas reformas, la Comisión Europea menciona la eliminación de restricciones (p. ej., techos de precios excesivamente bajos) a la fluctuación de los precios de escasez, la introducción de incentivos y eliminación de barreras a la participación de la demanda en los mercados cercanos al tiempo real, el fomento de la competencia en el mercado mayorista para eliminar situaciones de potencial abuso de poder de mercado o la definición de zonas de mercado que generen señales locales de precios para inducir las inversiones en capacidad de generación y capacidad de transporte necesarias.

3.3. Retos en el diseño e implementación de mecanismos de capacidad

Las dificultades para diseñar mercados *energy only* y la preferencia por diseños que incluyan mecanismos de capacidad no implica que la implementación de estos esté exenta de retos (Cramton et al., 2013; Spees et al., 2013).

En primer lugar, la experiencia práctica indica que el desarrollo de estos mecanismos está sujeto a controversia en el ámbito político (y al consiguiente riesgo de intervención por parte del legislador o regulador) y a una creciente complejidad de los propios esquemas de retribución de la capacidad (Hogan, 2018).

Entre los factores que deben tenerse en cuenta para desarrollar mecanismos de capacidad eficientes se incluyen los siguientes¹³:

Por un lado, la asignación de los ingresos por la disponibilidad de la capacidad debe estar basada en un mecanismo de mercado (p. ej., a través de subastas de capacidad, etc.). Todas las tecnologías que pueden ofrecer flexibilidad al sistema en el muy corto plazo deberían ser elegibles para participar en el mecanismo de capacidad, incluyendo las energías renovables, la respuesta de la demanda y el almacenamiento. Sin embargo, el mecanismo deberá remunerar la capacidad de respuesta (i.e., la flexibilidad) de los distintos recursos, independientemente de su tecnología.

En caso de que los precios de la escasez se determinen de acuerdo con un procedimiento administrativo, deberán estar relacionados con el valor de la ENS, como ocurre en el caso de las curvas de demanda de capacidad de reserva operativa implementadas en distintos sistemas eléctricos en EE.UU.

Además, debe tenerse en cuenta a la hora de fijar los ingresos la compensación que pueden recibir determinadas tecnologías (p. ej., subsidios a las energías renovables), para evitar distorsiones en la rentabilidad de las mismas que den lugar a un mix de generación subóptimo.

¹³ Ver Hogan (2019), Comisión Europea (2016b) y Parlamento Europeo (2016a, 2016b).

Por otro lado, los mecanismos de capacidad deben complementarse con sistemas de monitorización del mercado robustos, para minimizar el riesgo de ejercicio de poder de mercado en los periodos de escasez¹⁴.

En el caso del mercado interior europeo, debería abrirse la participación en los mecanismos de capacidad de recursos de flexibilidad (generación, demanda o almacenamiento) en otros mercados, aunque esto requiere un nivel de coordinación y armonización entre los marcos regulatorios y los operadores de los sistemas eléctricos elevado. Idealmente, debería implementarse un único mecanismo de capacidad en Europa para evitar distorsiones entre mercados nacionales.

3.4. Evaluación de los mercados *energy only* y de los mecanismos de capacidad en la práctica

No existen muchos estudios que evalúen el funcionamiento de los mercados *energy only*, frente a otros tipos de diseño de un mercado eléctrico con mercados de capacidad.

Chattopadhyay y Alpcan (2016), por ejemplo, desarrollan un modelo de competencia intertemporal oligopolística del tipo Cournot en un mercado multinodal de energía eléctrica con un nivel significativo de penetración de energías renovables de carácter intermitente¹⁵ que aplican a la zona sur del mercado eléctrico australiano (Australian National Electricity Market) para el periodo 2021-2030. Utilizan este modelo para valorar el funcionamiento de un mercado *energy only* y de un mercado con un mecanismo de capacidad (un incentivo a la inversión en capacidad) y comparan los resultados (en términos de precios e inversión en capacidad) con la referencia de un mercado perfectamente competitivo en el que los precios son iguales al coste marginal de generación.

Los resultados de sus simulaciones sugieren que el diseño de mercado con un mecanismo de capacidad (incentivo a la inversión) induce un mayor nivel de inversión y precios más cercanos a la referencia competitiva que el mercado

¹⁴ La función de monitorización del mercado también debe existir en los mercados *energy only*.

¹⁵ En 2030, por ejemplo, la energía eólica supone más del 50 % de la energía generada.

*energy only*¹⁶. Esto es debido a que el incentivo a la inversión reduce la necesidad de tener ingresos muy elevados durante los periodos de escasez.

Por otro lado, los resultados obtenidos por Chattopadhyay y Alpcan (2016) indican que los precios medios anuales en el mercado *energy only* se separan cada vez más de los precios del mercado con el mecanismo de capacidad, a medida que va aumentando la penetración de las energías renovables. Además, el mercado *energy only* da lugar a precios elevados y muy volátiles durante las puntas de demanda (lo que incrementa el riesgo de ejercicio de poder de mercado) acompañados de precios muy bajos en los periodos valle. El modelo con un incentivo a la inversión induce más entrada de capacidad que la referencia competitiva, lo que genera una cierta ineficiencia (i. e., un volumen de inversiones superiores al valor óptimo), mientras que el modelo *energy only* da lugar a un nivel mucho menor de entrada de nueva generación¹⁷.

Por otra parte, Statnett (2015) utiliza un modelo detallado del sistema eléctrico que cubre una gran parte de Europa¹⁸ y simula su evolución hasta 2030 bajo un escenario de elevada penetración de energías renovables, hasta alcanzar el 50 % de la generación en 2030 y con dos diseños de mercado: *energy only* y con un mercado de capacidad. Los resultados que obtiene el estudio de Statnett sugieren que el mercado *energy only* puede ser factible, pero genera situaciones de precios muy elevados y volátiles, un nivel más elevado de ENS, un menor volumen de capacidad térmica flexible y niveles del margen de reserva del sistema más bajos. El modelo con pagos por capacidad, por otro lado, induce menor volatilidad en el precio, pero un mayor nivel de inversión en capacidad flexible en el margen y, por tanto, un mayor nivel de seguridad de suministro.

La implementación del modelo *energy only* requiere que los consumidores, especialmente los industriales, estén expuestos a las señales del precio spot

¹⁶ En concreto, el mercado *energy only* da lugar en 2030 a precios un 28 % superiores a la referencia competitiva, frente a un 10 % superiores en el caso del mercado con un mecanismo de capacidad.

¹⁷ En particular, el mercado *energy only* da lugar a 366 MW menos de nueva capacidad que la referencia competitiva en 2030 (un total de 2.500 MW), mientras que el modelo con el mecanismo de capacidad induce 100 MW de inversión adicionales. La diferencia entre uno y otro modelo se debe, fundamentalmente, a la menor inversión en turbinas de gas en el mercado *energy only*.

¹⁸ En concreto, el modelo de Statnett incluye los países nórdicos y bálticos, Polonia, República Checa, Eslovaquia, Alemania, Austria, Suiza, Italia, Francia, Benelux y el Reino Unido.

(aunque luego puedan tomar decisiones de cobertura del riesgo de precios en el mercado). Probablemente el mayor problema con el modelo *energy only* es que da lugar a un equilibrio inestable en el largo plazo entre la demanda y la capacidad instalada, al depender los ingresos de los generadores que operan en las puntas de demanda de situaciones de mercado que generen precios muy elevados (p. ej., debido a circunstancias meteorológicas). El crecimiento en el volumen de energías renovables y la incertidumbre sobre la estabilidad del equilibrio del mercado en el largo plazo podría dar lugar a niveles subóptimos de inversión.

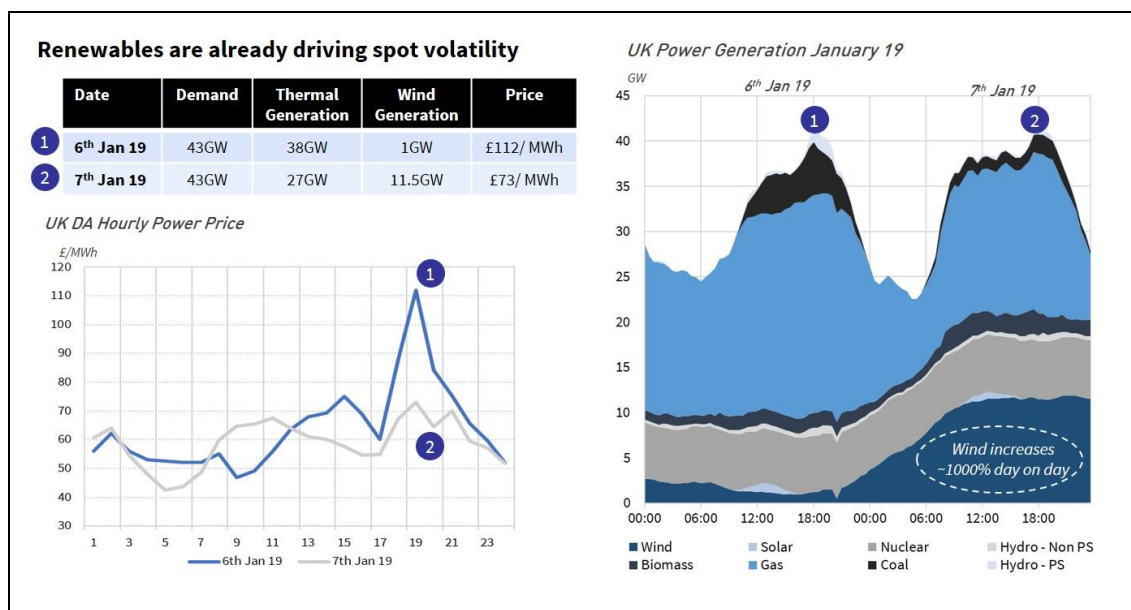
4. FUNCIONAMIENTO DE UN MERCADO ELÉCTRICO CON NIVELES ELEVADOS DE PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

La evolución reciente de los mercados de electricidad en la UE, con un creciente protagonismo en el *mix* de generación de tecnologías de generación renovable de carácter intermitente, como la energía solar fotovoltaica o la energía eólica, ha reabierto el debate acerca de cuál es el diseño óptimo de los mercados de electricidad.

Un mercado eléctrico con niveles elevados de penetración de energías renovables da lugar a precios medios más bajos de la electricidad en el mercado mayorista y a una mayor volatilidad en los precios de corto plazo de la electricidad en la Unión Europea¹⁹. Esto es debido, por un lado, a menores costes marginales de generación y, por otro, al carácter intermitente de la generación solar y eólica y al elevado gradiente de las variaciones en los niveles de generación, que pueden alcanzar varios miles de MW en muy pocas horas (Figura 1).

¹⁹ La literatura académica que documenta estos resultados en distintos mercados es muy amplia. Ver, por ejemplo, Green y Vasilakos (2010), Jacobsen y Zvingilaite (2010), Woo et al. (2011), Mulder y Scholtens (2013), Würzburg et al. (2013), Paraschiv et al. (2014), Browne et al. (2015), Clò et al. (2015), De Vos Kristof (2015), Milsten y Tishler (2015), Brancucci Martinez-Anido et al. (2016), Dillig et al. (2016), Hirth (2018), Winkler et al. (2016), Wozabal et al. (2016), Notton et al. (2018) o Sorknæs et al. (2019). En el caso del mercado eléctrico español, ver, por ejemplo, Sáenz de Miera et al. (2008), Azofra et al. (2015), Ballester y Furió (2015) o Aineto et al. (2019).

Figura 1. Impacto de las energías renovables sobre la volatilidad de los precios spot y de la cobertura de la demanda en el Reino Unido.



Fuente: extraído de Timera Energy (2019).

Dependiendo del diseño del mercado eléctrico, de las reglas de prioridad en el despacho de la energía generada y de los esquemas de apoyo a las energías renovables, un elevado nivel de energía renovable en la matriz de generación puede dar lugar, incluso, a precios negativos de la electricidad²⁰.

Wiser et al. (2017) analizan otros efectos sobre el funcionamiento de los mercados de electricidad ligados a la creciente penetración de energías renovables. Entre ellos, destacan cambios en los patrones de los precios que dependen de la forma de la curva de oferta y de las tecnologías de generación en el sistema²¹, del nivel de integración entre actividades en el mercado²², o de

²⁰ Esto ocurre en mercados, como el alemán o el francés, cuyos diseños permiten la existencia de precios negativos de la electricidad en situaciones con baja demanda (p. ej., por las noches) y elevados niveles de generación renovable. En estas situaciones de exceso de oferta, puede resultar más económico para los operadores de centrales térmicas (p. ej., carbón o gas natural) pagar (i. e., enviar al mercado de corto plazo ofertas de venta con precios negativos) y no parar la producción que dejar de generar electricidad. Ver, por ejemplo, De Vos Kristóf (2015) o Ambec y Crampes (2017).

²¹ Como es esperable, curvas de oferta más planas en el área donde se generan los precios marginales dan lugar a un menor impacto sobre los precios medios y la presencia de generación inflexible (p. ej., nuclear) puede dar lugar a un mayor impacto sobre los precios y la volatilidad.

²² Una menor cantidad de generación expuesta al precio spot del mercado eléctrico, por un mayor nivel de integración vertical entre generación y comercialización, implicará efectos de menor magnitud sobre el nivel y la variabilidad de los precios medios de la electricidad.

esquemas de incentivos que puedan afectar a las estrategias de oferta en los mercados (p. ej., incentivos fiscales a la producción de energía).

Wiser et al. (2017) también destacan la mayor tendencia a observar un incremento en los ingresos derivados de los mercados de servicios complementarios, de situaciones de escasez de generación (en mercados *energy only*) y de los mercados de capacidad (si existen).

Por otra parte, Ritz (2016) y Bigerna et al. (2016) sugieren que, con un elevado nivel de penetración de energías renovables, pueden producirse situaciones de mercado (p. ej., en momentos con baja utilización de la capacidad renovable) que den lugar a un mayor potencial de ejercicio de poder de mercado, incluso en presencia de un mercado desarrollado de contratación a plazo²³.

La introducción de energías renovables a gran escala también aumenta los requerimientos de servicios complementarios como el control de tensión y frecuencia o la regulación secundaria para mantener la calidad del suministro eléctrico y reducir la probabilidad de desequilibrios de mayor calado entre oferta y demanda (Clerici et al., 2015) y tiende a reducir la disponibilidad de capacidad flexible en el corto plazo (Newbery et al., 2017).

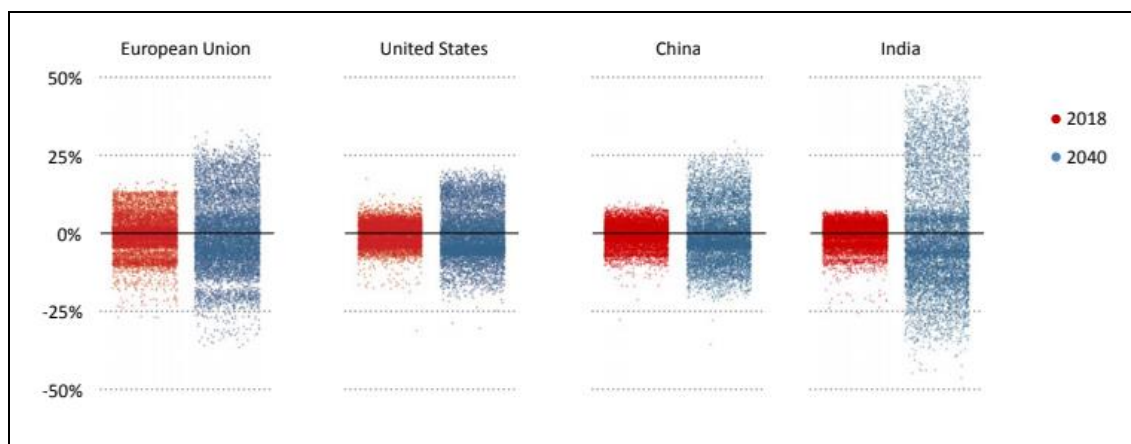
En general, todos estos efectos sobre el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica implican la necesidad de disponer de fuentes de flexibilidad con suficiente capacidad para integrar las energías renovables de manera que no se vea afectada la seguridad y calidad del suministro eléctrico y se asegure un funcionamiento competitivo del mercado.

El requerimiento de flexibilidad en el sistema eléctrico²⁴ continuará aumentando en el tiempo, al ir incrementándose el peso de las energías renovables de carácter intermitente en todos los sistemas eléctricos del mundo (Figura 2).

²³ Puede resultar muy complicado, en la práctica, distinguir entre situaciones de escasez de generación (con precios elevados) en un entorno de competencia y situaciones de abuso de poder de mercado. Mientras las primeras son necesarias (y eficientes) para un correcto funcionamiento de un mercado *energy only*, las segundas requieren la intervención del regulador.

²⁴ Fernández y Álvaro (2020) revisan la contribución de los ciclos combinados en el sistema eléctrico español en el periodo 2014-2019 para hacer frente a los mayores requerimientos de flexibilidad derivados de la introducción de energías renovables de carácter intermitente.

Figura 2. Ajuste horario requerido de la generación flexible en varios sistemas eléctricos debido a la variabilidad de la demanda y la generación eólica y solar.



Fuente: extraído de IEA (2019).

Newbery et al. (2017) argumentan que los diseños de mercado eléctrico que se han implementado en la UE en las últimas dos décadas han permitido integrar tecnologías renovables como la solar o la eólica hasta alcanzar un 30 % de la capacidad instalada.

Sin embargo, la presión a la baja que ejercen las energías renovables sobre el precio de la electricidad tenderá a reducir los incentivos a la inversión en capacidad de generación flexible (principalmente, centrales de gas natural) y, junto con otros potenciales fallos en el funcionamiento del mercado, como los comentados en apartados anteriores, pueden exacerbar el problema de la insuficiencia de ingresos, o *missing money*, de las unidades de generación que concentran su operación en los momentos de escasez de generación en el mercado.

En el largo plazo, cabe pensar en escenarios más extremos de penetración de energías renovables, incluso alcanzando el 100 % de la capacidad instalada, siempre que el sistema eléctrico disponga de herramientas de flexibilidad suficientemente potentes como para garantizar una respuesta a la variabilidad de la demanda y la oferta de electricidad en tiempo real.

Esta flexibilidad probablemente vendrá dada por el desarrollo de esquemas efectivos de gestión activa de la demanda, el despliegue de instalaciones flexibles de almacenamiento de energía (con elevadas tasas de carga y descarga) y el desarrollo de redes inteligentes que permitan operar las redes de

transporte y distribución de una manera eficiente en un contexto de elevada penetración de recursos energéticos distribuidos (incluyendo, además de la generación renovable, el almacenamiento de energía y los vehículos eléctricos) y flujos bidireccionales de energía en las redes de baja y media tensión.

Por otra parte, algunos estudios, como Blázquez et al. (2018) sugieren que, con los diseños de mercado actuales, no se podrá alcanzar una penetración del 100 % de energías renovables en la capacidad instalada debido a la “paradoja de las políticas de apoyo a las energías renovables”: el impacto de las tecnologías renovables (eólica y solar) con bajos costes marginales de generación sobre los precios de la energía impedirá que las inversiones en este tipo de energías sean rentables²⁵. En la actualidad, por tanto, resultaría inviable eliminar las tecnologías fósiles flexibles (fundamentalmente, centrales de gas natural) del sistema eléctrico.

Esta visión es rebatida por otros autores, como William Hogan, quien defiende que un mercado *energy only* con un diseño adecuado que haga frente a los principales problemas identificados en secciones anteriores puede generar señales de precios eficientes incluso en un contexto de elevada penetración de energías renovables (Hogan, 2019).

En todo caso, todos estos análisis sugieren que el diseño actual de los mercados de electricidad puede dificultar la consecución de los objetivos medioambientales de descarbonización del sistema eléctrico a medio y largo plazo, al dar lugar a incentivos decrecientes a la inversión en energías renovables a medida que aumenta su peso en el *mix* de generación, y reducir la seguridad y calidad del suministro eléctrico, al reducirse los incentivos a invertir en nueva capacidad de respaldo flexible o bien mantener en operación las centrales de punta convencionales.

El primero de estos problemas podría resolverse con nuevos diseños de mercado, aún no implementados en la práctica y sujetos a debate y discusión. Bigerna et al. (2016), por ejemplo, sugieren utilizar el coste total de la energía

²⁵ El principal problema estriba en que, aunque el coste marginal de generación de tecnologías como la solar o la eólica es muy bajo, su coste total medio a lo largo de su vida útil (*levelized cost of generation*) es aún relativamente elevado. Ver, por ejemplo, IEA (2020).

(*levelized cost of energy*) como referencia para el desarrollo de esquemas de determinación de los precios de la electricidad²⁶. Esto resolvería los incentivos a la inversión en energías renovables.

En ausencia de mecanismos de flexibilidad basados en la respuesta de la demanda o el almacenamiento para hacer frente a las situaciones operativas que generará un mix de generación basado en energías renovables intermitentes, sin embargo, la única solución aparentemente factible para garantizar niveles de capacidad flexible adecuados pasaría por permitir que los precios de escasez de la electricidad aumenten hasta valores cercanos al valor de la ENS, en modelos *energy only*, o bien implementar mecanismos de capacidad que complementen los ingresos de las unidades de generación que dan soporte a las energías renovables en los momentos de escasez de generación.

5. CONCLUSIONES

Los avances tecnológicos recientes en las tecnologías de generación renovable y las políticas para combatir los efectos del cambio climático están dando lugar a un crecimiento muy significativo en el nivel de penetración de energías renovables de carácter intermitente en el *mix* de generación de energía eléctrica y de otros recursos energéticos distribuidos (p. ej., almacenamiento de energía).

Estos cambios están dando lugar a una tendencia descendente en el precio medio de la electricidad en los mercados de corto plazo y a una creciente volatilidad en el precio de la energía eléctrica. Además, está haciendo más compleja la operación de los sistemas eléctricos, que requieren cada vez con más frecuencia la participación de recursos energéticos flexibles (de generación, demanda o almacenamiento) para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico.

La transformación de la estructura de generación de energía eléctrica ha reabierto el debate sobre si los mercados de electricidad son capaces de generar señales de precios eficientes que induzcan decisiones óptimas de consumo y

²⁶ En particular, desarrollan y calibran un modelo para el mercado italiano en el que se imputa el coste de oportunidad social de las energías renovables a la demanda utilizando un esquema de precios Ramsey. Los resultados que obtienen sugieren ganancias de eficiencia y bienestar social derivados de este mecanismo de determinación de los precios de la electricidad.

operación de activos en el corto plazo y den lugar a un nivel suficiente de inversiones en activos de generación flexibles para garantizar un suministro eléctrico fiable y de calidad.

Este artículo ha revisado el estado actual del debate académico sobre la cuestión de cuál es el diseño óptimo de los mercados de electricidad en un contexto de creciente protagonismo de energías renovables como la eólica o la fotovoltaica. El resultado de la investigación indica que existen razones robustas para desarrollar mecanismos de capacidad que induzcan niveles de inversión óptimos en nueva capacidad de generación.

Las implicaciones del debate sobre el diseño óptimo de un mercado eléctrico son relevantes para el proceso de electrificación y descarbonización de la economía, dado que un buen funcionamiento del mercado eléctrico dará lugar a mejores decisiones de consumo e inversión en activos de generación distribuida y convencional, almacenamiento de energía eléctrica, etc. Un buen diseño del mercado mayorista de energía eléctrica favorecerá también el desarrollo de mercados de flexibilidad que faciliten el desarrollo de recursos energéticos distribuidos y la participación de la demanda en el mercado eléctrico e incrementen la eficiencia de la operación del sistema en conjunto.

La competitividad de la economía de un territorio y, específicamente, de la industria intensiva en energía también se puede ver erosionada por un incorrecto diseño del mercado eléctrico que dé lugar, por ejemplo, a precios de la electricidad superiores a los precios a los que daría lugar un mercado bien diseñado o a un suministro eléctrico de menor calidad en momentos de escasez de generación, debido a un nivel insuficiente de inversión en recursos energéticos flexibles.

El debate sobre cuál es el diseño adecuado de un mercado eléctrico no está cerrado y la aprobación de mecanismos de capacidad en diversos países europeos en los últimos años abre la puerta a estudiar con más detalle cuáles son los elementos y características de estos mecanismos que inducen mejores resultados. En particular, existe un conocimiento limitado y escasa evidencia empírica acerca de cuál es el impacto sobre los precios de la electricidad y sobre las inversiones en capacidad de generación (tanto renovable como en

tecnologías flexibles que den soporte al sistema, como los ciclos combinados de gas natural) de la introducción de los nuevos mecanismos de capacidad.

REFERENCIAS

- Aineto, D., Iranzo-Sánchez, J., Lemus-Zúñiga, L. G., Onaindia, E. y Urchueguía, J. F. (2019). On the influence of renewable energy sources in electricity forecasting in the Iberian market. *Energies*, 12 (11), 2082. <https://doi.org/10.3390/en12112082>.
- Ambec, S. y Crampes, C. (23 octubre, 2017). Negative prices for electricity [artículo de blog]. Recuperado de: <https://fsr.eui.eu/negative-prices-electricity/>.
- Arnedillo Blanco, Ó. (2007). Modelos de mercado eléctrico. Paradigma competitivo y alternativas de diseño. *Revista de Economía Industrial*, 364, 39-54. Recuperado de: <https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/39.pdf>.
- Arnedillo Blanco, Ó. (2009). Inversión y seguridad de suministro. En *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico. Tomo II. Aspectos Económicos*. Editado por F. Becker, L. M. Cazorla, J. Martínez-Simancas y J. M. Sala. Editorial Aranzadi. Cizur Menor (Navarra), 367-399. ISBN: 9788483559024.
- Azofra, D., Martínez, E., Jiménez, E., Blanco, J., Azofra, F. y Saenz-Díez, J. C. (2015). Comparison of the influence of photovoltaic and wind power on the Spanish electricity prices by means of artificial intelligence techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 532-542. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.048>.
- Ballester, C. y Furió, D. (2015). Effects of renewables on the stylized facts of electricity prices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1596-1609. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.168>.
- Bigerna, S., Bollino, C. A., y Polinori, P. (2016). Renewable energy and market power in the Italian electricity market. *The Energy Journal*, 37, pp. 123-144. <https://doi.org/10.5547/01956574.37.SI2.ppol>.
- Blázquez, J., Fuentes-Bracamontes, R., Bollino, C. A. y Nezamuddin, N. (2018). The renewable energy policy paradox. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 1-5. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.002>.
- Boiteux, M. (1960). Peak-Load Pricing. *The Journal of Business*, 33(2), 157-179. Recuperado de: www.jstor.org/stable/2351015.
- Brancucci Martinez-Anido, C., Brinkman, G. y Hodge, B. M. (2016). The impact of wind power on electricity prices. *Renewable Energy*, 94, pp. 474-487. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.053>.
- Browne, O., Poletti, S. y Young, D. (2015). How does market power affect the impact of large scale wind investment in 'energy only' wholesale electricity

- markets?. *Energy Policy*, 87, 17-27.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.08.030>.
- Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., Fraunholz, C. y Fichtner, W. (2019). A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms. *Energy Economics*, 80, pp. 1059-1078. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.01.030>.
- Buchanan, J. (1964). What Should Economists Do? *Southern Economic Journal*, 30(3), 213-222. <https://www.jstor.org/stable/1055931>.
- CEPA. (2018). *Study on the Estimation of the Value of Lost Load of Electricity Supply in Europe. Final Report. ACER/OP/DIR/08/2013/LOT 2/RFS 10*. Recuperado de: https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development/Infrastructure/Documents/CEPA%20study%20on%20the%20Value%20of%20Lost%20Load%20in%20the%20electricity%20supply.pdf.
- Chattopadhyay, D. y Alpcan, T. (2016). Capacity and Energy-Only Markets under High Renewable Generation. *IEEE Transactions On Power Systems*, 31 (3), pp. 1692-1702. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2461675>.
- Clò, S., Cataldi, A. y Zoppoli, P. (2015). The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy*, 77, 79-88. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.11.038>.
- Clerici, A., Cova, B. y Callegari, G. (2015). Decarbonization of the Electrical Power Sector in Europe: An Asset, An Opportunity or a Problem? *Energy & Environment*, 26(1-2), 127-142. <https://doi.org/10.1260/2F0958-305X.26.1-2.127>.
- Comisión Europea. (2016a). *Commission staff working document on the final report of the sector inquiry on capacity mechanisms: SWD(2016) 385 final*. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016SC0385&from=EN>.
- Comisión Europea. (2016b). *Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad. Informe de la Comisión COM(2016) 752 final. SWD(2016) 385 final*. Recuperado de: https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_es.pdf.
- Cramton, P. 2017. Electricity market design. *Oxford Review of Economic Policy*, 33 (4), pp. 589–612. <https://doi.org/10.1093/oxrep/grx041>.
- Cramton, P., Ockenfels, A. and Stoft, S. (2013). Capacity Market Fundamentals. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 2(2), pp. 27-46. <https://www.jstor.org/stable/26189455>.

- Crew, M. A., Fernando, C. S. y Kleindorfer, P. R. (1995). The theory of peak-load pricing: A survey. *Journal of Regulatory Economics*, 8, 215–248. <https://doi.org/10.1007/BF01070807>.
- De Vos, K. (2015). Negative Wholesale Electricity Prices in the German, French and Belgian Day-Ahead, Intra-Day and Real-Time Markets. *The Electricity Journal*, 28 (4), 36-50. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2015.04.001>.
- Dillig, M., Jung, M. y Karl, J. (2016). The impact of renewables on electricity prices in Germany – An estimation based on historic spot prices in the years 2011–2013. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 7-15. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.003>.
- Falk, J. (2010). *Capacity Markets: Prices vs. Quantities*. NERA Energy Market Insights. Recuperado de: <https://www.nera.com/publications/archive/2010/capacity-markets--prices-vs--quantities.html>.
- Fernández Gómez, J. (2009). La recuperación de los costes en los mercados de generación. En *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico. Tomo II. Aspectos Económicos*. Editado por F. Becker, L. M. Cazorla, J. Martínez-Simancas y J. M. Sala. Editorial Aranzadi. Cizur Menor (Navarra), 401-436. ISBN: 9788483559024.
- Fernández Gómez, J. y Álvaro Hermana, R. (2020). *Mecanismos de capacidad y ciclos combinados de gas natural: el caso de España*. Mimeo. Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad.
- Gibrik, P. y Zhang, L. (2010). Extended Locational Marginal Pricing (Convex Hull Pricing). Presentación en la FERC Technical Conference on Unit Commitment Software, 2 y 3 de junio. Recuperado de: <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/emustf/20131126/20131126-item-02b-gribik-zhang-midwest-iso-extended-lmp.ashx>.
- Green, R.; Vasilakos, N. Market behaviour with large amounts of intermittent generation. *Energy Policy*, 38, pp. 3211–3220. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.038>.
- Hirth, L. y Ueckerdt, F. (2014). Ten propositions on electricity market design: Energy-only vs. capacity markets. Mimeo. Recuperado de: <https://www.iaee.org/en/publications/proceedingsabstractpdf.aspx?id=12385>.
- Hirth, L. (2018). What caused the drop in European electricity prices? A factor decomposition analysis. *The Energy Journal*, 39 (1). <https://doi.org/10.5547/01956574.39.1.lhir>.
- Hogan, M. (2017). Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system. *The Electricity Journal*, 30, pp. 55-61. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.12.006>.

- Hogan, W. W. (2005). On an “Energy Only” Electricity Market Design for Resource Adequacy. Mimeo, Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University. Recuperado de: https://www.ferc.gov/EventCalendar/files/20060207132019-hogan_energy_only_092305.pdf.
- Hogan, W. W. (2011). Electricity Market Reform. Market Design and Extended LMP. Presentación en el Workshop on Pricing in Deregulated Electricity Markets NHH 75th Year Celebration, Voss, Noruega, 28 de noviembre. Recuperado de: https://scholar.harvard.edu/whogan/files/hogan_nhh_snf_112811.pdf.
- Hogan, W. W. (2015). Electricity Market Design: Energy and Capacity Markets and Resource Adequacy. Presentación en la *EUCI Conference “Capacity Markets: Gauging their Real Impact on Resource Development and Reliability”*, Cambridge, MA, 1 de septiembre. Recuperado de: https://scholar.harvard.edu/whogan/files/hogan_euci_090115.pdf.
- Hogan, W. W. (2019). Market Design Practices: Which Ones Are Best? [In My View]. *IEEE Power and Energy Magazine*, 17 (1), pp. 100-104. <https://doi.org/10.1109/MPE.2018.2871736>.
- IEA. (2019). *IEA World Energy Outlook 2019*. Presentación de Fatih Birol en Enerclub (Madrid), 29 de noviembre. Recuperado de: https://www.enerclub.es/file/gXqulD_dNB_hVwBv_uz7fQ.
- IEA. (2020). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2020*. Recuperado de: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf.
- Jacobsen, H. K. y Zvingilaite, E. (2010). Reducing the market impact of large shares of intermittent energy in Denmark. *Energy Policy*, 38, pp. 3403–3413. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.02.014>.
- Joskow, P. (2008a). Lessons learned from electricity market liberalization. *The Energy Journal*, 29, Special Issue 2. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-NoSI2-3>.
- Joskow, P. (2008b). Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets. *Utilities Policy*, 16 (3), 159-170. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.10.003>.
- Joskow, P. (2013). Editorial: Symposium on ‘Capacity Markets’. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 2(2). v-vi. <https://www.jstor.org/stable/26189453>.
- Keppler, J. H. (2017). Rationales for capacity remuneration mechanisms: Security of supply externalities and asymmetric investment incentives. *Energy Policy*, 105, 562-570. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.10.008>.

- Linares, P. y Rey, L. (2013). The costs of electricity interruptions in Spain: Are we sending the right signals?. *Energy Policy*, 61, pp. 751-760. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.083>.
- Lynch, M. Á. y Devine, M. T. (2017). Investment vs. refurbishment: examining capacity payment mechanisms using stochastic mixed complementarity problems. *The Energy Journal*, 38 (2), 27-51. <https://doi.org/10.5547/01956574.38.2.mlyn>.
- Milstein, I. y Tishler, A. (2015). Can price volatility enhance market power? The case of renewable technologies in competitive electricity markets. *Resource and Energy Economics*, 41, pp. 70–90. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2015.04.001>.
- MISO. (2019). *ELMP III White Paper I R&D report and Design Recommendation on Short-Term Enhancements*. Recuperado de: <https://cdn.misoenergy.org/20190117%20MSC%20Item%2005%20ELMP%20III%20Whitepaper315878.pdf>.
- Mulder, M. y Scholtens, B. (2013). The impact of renewable energy on electricity prices in The Netherlands. *Renewable Energy*, 57, pp. 94–100. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.01.025>.
- Newbery, D. (1989). Missing Markets: Consequences and Remedies. En F. H. Hahn (ed.), *Economics of Missing Markets, Information and Games*, 211-242. Oxford: Clarendon Press. ISBN 0198286155.
- Newbery, D. (2016). Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors. *Energy Policy*, 94, pp. 401-410. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.028>.
- Newbery, D., Pollitt, M., Ritz, R. y Strielkowski, W. (2017). Market design for a high-renewables European electricity system. EPGR Working Paper 1711, Cambridge Working Paper in Economics 1726. Recuperado de: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/06/1711-Text.pdf>.
- Notton, G., Nivet, M.L., Voyant, C., Paoli, C., Darras, C., Motte, F., y Fouilloy, A. (2018). Intermittent and stochastic character of renewable energy sources: Consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 87, 96–105. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.007>.
- Olson, M. (1965). *The logic of collective action: Public goods and the theory of groups*. Cambridge, Mass: Harvard University Press. ISBN 9780674537514.
- Paraschiv, F., Erni, D. y Pietsch, R. (2014). The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. *Energy Policy*, 73, pp. 196–210. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.004>.

- Parlamento Europeo. (2016). Energy Union: Key Decisions for the Realisation of a Fully Integrated Energy Market. IP/A/ITRE/2015-01, PE 578.968. Recuperado de: http://publications.europa.eu/resource/ellar/bba3734b-0b71-11e6-b713-01aa75ed71a1.0001.03/DOC_1.
- Ritz, R. A. (2016) How does renewables competition affect forward contracting in electricity markets? *Economics Letters*, 146, 135-139. <https://doi.org/10.1016/j.econlet.2016.07.024>.
- Sáenz de Miera, G., del Río González, P. y Vizcaíno, I. (2008). Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain Energy Policy. *Energy Policy*, 36 (9), 3345-3359. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.04.022>.
- Sorknæs, P., Djørup, S. R., Lund, H. y Thellufsen, J. Z., (2019). Quantifying the influence of wind power and photovoltaic on future electricity market prices, *Energy Conversion and Management*, 180, 312-324. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.11.007>.
- Spees, K. Newell, S., y Pfeifenberger, J. (2013). Capacity Markets—Lessons Learned from the First Decade. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2(2), 1-26. <https://www.jstor.org/stable/26189454>.
- Statnett. (2015). *A European Energy-Only Market in 2030. Analysis Report*. Recuperado de: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2015-A-European-Energy-Only-Market-in-2030>.
- Steiner, P. (1957). Peak Loads and Efficient Pricing. *The Quarterly Journal of Economics*, 71(4), 585-610. <https://www.jstor.org/stable/1885712>.
- Stigler, G. J. (1966). *The theory of price*. New York: Macmillan. ISBN 0024174009.
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Hoboken, NJ: Wiley-IEEE Press. doi: [10.1109/9780470545584](https://doi.org/10.1109/9780470545584).
- Timera Energy. (2019). *UK Power: 'Back in play'. Investing in flexible assets*. Recuperado de: <https://timera-energy.com/wp-content/uploads/2019/12/UK-power-briefing-13Nov19.pdf>.
- Thompson, G., Li, C., Zhang, M., y Hedman, K. (2013). The effects of extended locational marginal pricing in wholesale electricity markets. In *45th North American Power Symposium, NAPS 2013*. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2013.6666921>.
- Winkler, J., Gaio, A., Pfluger, B. y Ragwitz, M. (2016). Impact of renewables on electricity markets – Do support schemes matter? *Energy Policy*, 93, 157-167. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.02.049>.

- Wiser, R., Mills, A., Seel, J., Levin, T. y Botterud, A. (2017). *Impacts of Variable Renewable Energy on Bulk Power System Assets, Pricing, and Costs*. Recuperado de: https://emp.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_anl_impacts_of_variable_renewable_energy_final.pdf.
- Woo, C., Horowitz, I., Moore, J. y Pacheco, A. (2011). The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience. *Energy Policy*, 39, pp. 3939–3944. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.084>.
- Wozabal, D., Graf, C. y Hirschmann, D. (2016). The effect of intermittent renewables on the electricity price variance. *OR Spectrum: Quantitative Approaches in Management*, 38 (3), pp. 687–709. <https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs00291-015-0395-x>.
- Würzburg, K., Labandeira, X. y Linares, P. (2013). Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Economics*, 40 (1), 159-171. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.09.011>.



Orkestra

INSTITUTO VASCO
DE COMPETITIVIDAD
FUNDACIÓN DEUSTO

www.orquestra.deusto.es