

Mercados eléctricos y mecanismos de capacidad: cuándo, cómo y por qué*

Natalia Fabra**

Resumen

En este artículo se propone un modelo teórico sencillo para analizar: (i) la formación de precios en los mercados mayoristas de electricidad; así como (ii) los incentivos a la inversión en capacidad de generación eléctrica. Ello permite analizar el diseño óptimo de los mecanismos de capacidad teniendo en cuenta la interacción entre el poder de mercado y los incentivos a la inversión. En contraste con el paradigma del mercado-solo-energía, que asume que el mercado es perfectamente competitivo, aquí se demuestra que en presencia de poder de mercado los precios de escasez no promueven inversiones en capacidad de generación eficientes. La combinación de *price-caps* y pagos de capacidad, determinados a través de subastas en el momento de la inversión, permiten abordar el doble objetivo de inducir inversiones óptimas al tiempo que se mitiga el poder de mercado.

Palabras clave: Precios de escasez, poder de mercado, mercados de capacidad, contratos financieros.

1. INTRODUCCIÓN

De la mano de las energías renovables, el sector eléctrico está experimentando una auténtica revolución. Una mayor ambición en los objetivos medioambientales, junto con la mayor competitividad que ya han alcanzado las energías renovables, están promoviendo la progresiva transición en el *mix* de generación eléctrica: desde los combustibles fósiles hacia las fuentes renovables. Las energías renovables potencian el papel del sector eléctrico para contribuir a la reducción de emisiones, favorecen la reducción de precios en el mercado eléctrico, alteran

* Una versión más extensa de este trabajo ha sido publicada como “A Primer on Capacity Mechanisms” en *Energy Journal*, 2018. Agradezco a David Newbery, Norbert Maier, Lluís Sauri-Romero, y a los asistentes a los seminarios en la DG-Comp (EC) y la Toulouse School of Economics por sus valiosos comentarios. Agradezco también a la Universidad de Northwestern y al EPRG de la Universidad de Cambridge por su hospitalidad mientras trabajaba sobre algunas de las cuestiones reflejadas en este artículo. Este trabajo se ha realizado con apoyo financiero del Ministerio Economía y Competitividad (Spain), a través de la beca ECO2016-78632-P, MDM 2014-0431, y de la Comunidad de Madrid, a través de la beca MadEco-CM S2015/HUM-3444.

** Universidad Carlos III de Madrid y CEPR.

la estructura corporativa del sector y abren la posibilidad de que los ciudadanos se conviertan en productores de electricidad desde sus hogares... la lista de los cambios propiciados por la irrupción de las renovables en el sector eléctrico es larga y su alcance, amplio.

Pero estos cambios no están exentos de retos. El principal: cómo mantener la continuidad del suministro eléctrico en todo momento y todo punto de la red teniendo en cuenta que la disponibilidad de las energías renovables depende de las condiciones atmosféricas. La todavía lejana posibilidad de desarrollar sistemas de almacenamiento a gran escala y bajo coste, junto con la debilidad de la respuesta de la demanda ante variaciones en los precios, exigen disponer de centrales convencionales que contrarresten la intermitencia de los recursos renovables para garantizar la continuidad del suministro. Sin embargo, las energías renovables deprimen los precios de la electricidad y aumentan su volatilidad, lo que a su vez reduce la rentabilidad de las inversiones en centrales convencionales. Por ello, una cuestión clave se plantea en el debate regulatorio: ¿cómo compatibilizar el triple objetivo –conocido como el *trilema* energético– de conseguir un suministro sostenible, seguro y a precios razonables?

La experiencia reciente ha puesto de manifiesto la ineficacia del diseño de mercado actual para promover las inversiones necesarias en capacidad de generación eléctrica: en unos casos, se ha producido un exceso de inversión que está dificultando la recuperación de los costes de algunas centrales; en otros, se teme que la falta de inversión pueda poner en peligro la continuidad del suministro. Existen dos puntos de vista enfrentados. Por un lado, el denominado paradigma del mercado-solo-energía o *energy-only-market* (Hogan, 2005) aboga por la eliminación de los *price-caps* (precios máximos que limitan la subida de precios en los mercados mayoristas de electricidad) porque estos impiden que las empresas eléctricas reciban las rentas de escasez que permitirían cubrir sus costes de inversión. Así, según este punto de vista, los precios máximos están en el núcleo del conocido como *missing money problem*: no hay inversión porque los *price-caps* acotan las rentas percibidas por las nuevas centrales. Para resolver los problemas de falta de inversión, bastaría por tanto eliminar los *price-caps* para permitir que los precios de escasez retribuyan adecuadamente las inversiones. El paradigma del mercado-solo-energía no contempla la posibilidad de que se produzca inversión en

exceso porque, según los supuestos del modelo (libertad de entrada y de salida), el mercado se autorregula, por lo que no se producirían según esta lógica inversiones innecesarias.

El enfoque alternativo defiende que la capacidad de generación eléctrica tiene un valor intrínseco, distinto del de la producción de energía, porque la nueva capacidad de generación mejora la fiabilidad del sistema, incluso cuando no es utilizada. La falta de internalización de dicha externalidad sería, según este diagnóstico, la raíz del problema y explicaría, al menos en parte, el que varios países europeos hayan optado por complementar los ingresos de las empresas eléctricas con pagos de capacidad que retribuyen la disponibilidad que aportan las centrales aun cuando no producen (Comisión Europea, 2016).

En este artículo, se propone un modelo teórico sencillo que sirve de marco de referencia para discutir estas y otras preguntas que centran el debate regulatorio sobre la necesidad, el efecto y el diseño de los mecanismos de capacidad en el sector eléctrico. En particular, el modelo permite abordar las siguientes preguntas: ¿son los precios de escasez una señal adecuada para promover inversiones eficientes en capacidad de generación eléctrica, o se deberían de combinar límites de precios (*price-caps*) con pagos de capacidad para garantizar la seguridad del suministro al menor coste? ¿Cuál es el impacto de los pagos de capacidad sobre el funcionamiento de los mercados eléctricos? ¿Cómo determinar la capacidad de producción que resulta necesaria incorporar al sistema? ¿Cómo varían los pagos de capacidad con el valor del *price-cap*, que en última instancia afecta al poder de mercado que puede ser ejercido? ¿Deberían todas las plantas, o solo las nuevas, recibir pagos de capacidad? Y por último, ¿deberían los pagos de capacidad estar indexados al precio del mercado eléctrico, por ejemplo a través de contratos por diferencias?

El artículo gira en torno a la constatación de que los incentivos a la inversión dependen del poder de mercado del que dispongan las empresas, y viceversa. Por tanto, ambas cuestiones no pueden ser analizadas de forma aislada. Comprender su interacción es clave para diagnosticar el origen de los fallos de mercado, así como para diseñar los instrumentos regulatorios necesarios para abordarlos. La conclusión del paradigma del mercado-solo-energía —la eliminación de los *price-caps*

es la vía para restablecer los incentivos a la inversión sin necesidad de recurrir a pagos de capacidad— es consecuencia directa de descartar el poder de mercado como supuesto del modelo. Si se asume que el mercado es perfectamente competitivo, los *price-caps* simplemente no tienen ningún papel que desempeñar: no es necesario mitigar un poder de mercado que se supone inexistente. En cambio, si se incorpora el poder de mercado endógenamente en el modelo, la eliminación de los *price-caps* efectivamente genera mayores incentivos a la inversión, pero lo hace a costa del fortalecer el poder de mercado.

Por ello, por sus efectos sobre el poder de mercado, no resultan eficientes las propuestas regulatorias que confían en los precios de escasez como vía para promover la inversión en capacidad de generación. Atender dos objetivos —promover incentivos a la inversión adecuados y al mismo tiempo mitigar el poder de mercado— requiere del uso de los dos instrumentos —pagos de capacidad y *price-caps*—. Estos últimos por sí solos mitigarían el poder de mercado, pero darían como resultado escasos incentivos a la inversión en capacidad. Por ello, necesitan ser combinados con los pagos de capacidad. Como afirman Cramton y Stoft (2006), los pagos de capacidad están justificados porque palían el *missing money problem* sin reintroducir incentivos a ejercer poder de mercado, como sería el caso de la solución promulgada por el paradigma del mercado-solo-energía.

En línea con esta idea, en este artículo se analiza el papel de los pagos de capacidad en mercados imperfectamente competitivos. Se omiten, conscientemente, otros ingredientes relevantes (tales como la aversión al riesgo de los inversores, o los costes sociales que implica la falta de suministro) que fortalecerían las conclusiones principales del documento pero que dificultarían la exposición del modelo.

Existen distintos mecanismos para determinar los pagos de capacidad, y no todos generan resultados similares. Entre ellos, los mercados de capacidad son un mecanismo al que han recurrido algunos países. Por el lado de la demanda, el regulador (o el operador del sistema) establece el volumen de capacidad necesario para garantizar el suministro, y por el lado de la oferta, los inversores expresan, a través de sus pujas, los precios a los que están dispuestos a poner a disposición del operador del sistema su capacidad de generación. Así, el valor del pago de capacidad es el que iguala oferta y demanda; es decir, el pago que permite que los inversores

estén dispuestos a poner a disposición del operador del sistema un volumen de capacidad igual a su demanda. Si el mercado de capacidad es competitivo, el pago de capacidad resultante cubrirá los costes de inversión netos de las rentas de escasez que las empresas reciben en el mercado de la energía. Esto vincula los pagos de capacidad con el nivel de los *price-caps*: cuanto menores son estos, menores son las rentas de escasez y más altos son los pagos de capacidad resultantes. A pesar de que se elevarían los pagos de capacidad, la fijación de *price-caps* bajos genera un ahorro para los consumidores superior al mayor coste de los pagos de capacidad, dado que también contribuyen a mitigar los precios del mercado vía la supresión del poder de mercado.

Un aspecto controvertido de los pagos de capacidad es que no incentivan adecuadamente la disponibilidad de las centrales. La Comisión Europea (2016) denuncia que las sanciones por no estar disponibles son reducidas. Esta es una de las razones por las que los reguladores están recurriendo a las llamadas “opciones de fiabilidad” (*reliability options*), que introducen sanciones por no estar disponibles que son función de los precios de mercado: la penalización es más costosa cuanto mayor es el precio de mercado, por lo que las empresas tienen mayores incentivos para estar disponibles durante los períodos de escasez.

Además, las opciones de fiabilidad ayudan a mitigar el poder del mercado en el mercado eléctrico. Al igual que en los mercados de capacidad, las opciones de fiabilidad se basan en la regulación de la cantidad. Sin embargo, las dos soluciones regulatorias difieren en dos aspectos clave. Primero, las opciones de fiabilidad permiten introducir precios máximos específicos para cada planta, en contraste con los mercados de capacidad que dependen de los precios máximos de todo el mercado. Por lo tanto, la subasta de opciones de fiabilidad es una herramienta más efectiva para prevenir el poder del mercado, particularmente en presencia de varias tecnologías de generación con costes marginales dispares. Además, mientras que las opciones de fiabilidad están respaldadas por un contrato, los precios máximos en todo el mercado y los pagos de capacidad están sujetos a una mayor incertidumbre regulatoria. Como afirma Joskow (2007), las reglas del mercado y las instituciones de mercado cambian con tanta frecuencia, que la incertidumbre sobre las políticas gubernamentales futuras actúa como un elemento disuasorio a las nuevas inversiones.

Los reguladores desempeñan una tarea importante al diseñar las opciones de fiabilidad: su potencial para prevenir el poder de mercado depende de cuán cerca esté el precio de ejercicio de la opción de los costes marginales de las plantas. Los reguladores tienen un buen conocimiento de los factores que determinan los costes marginales y estos pueden servir para establecer precios de ejercicio de las opciones razonablemente cerca de los costes marginales. Una estimación precisa de los costes marginales no siempre es factible, pero tampoco es indispensable porque las disparidades entre el coste marginal estimado, que sirve para la fijación del precio de ejercicio de la opción, y el coste marginal real se corregirán vía la determinación competitiva del pago de la opción. Lo importante es que el precio de ejercicio de la opción esté razonablemente cercana a los costes marginales. El establecimiento de precios de mercado demasiado altos daría lugar a que rara vez se ejercieran las opciones de fiabilidad, por lo que su efecto sería muy recudido.

El artículo se estructura de la siguiente manera. En la sección segunda se describe el modelo básico de formación de precios e incentivos a la inversión en capacidad de generación eléctrica. Este se extiende en la sección tercera para agregar los pagos de capacidad. En la sección cuarta se describen las opciones de fiabilidad y sus posibles efectos. La sección quinta del artículo concluye.

2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Consideramos un mercado en el que n empresas compiten para generar electricidad. Todas las empresas tienen la misma tecnología de producción, con costes marginales normalizados a cero hasta la capacidad, k_i para la empresa $i = 1, \dots, n$, y costes de inversión unitarios, $c > 0$. Las capacidades de las empresas están siempre disponibles (por ejemplo, se trata de centrales térmicas).

La demanda en este mercado, que se representa con la letra D , se supone perfectamente inelástica hasta la disponibilidad al pago máxima de los consumidores, que se representa con la letra v (la denominada VOLL, por sus siglas en inglés, *Value of Lost Load*). La demanda D se distribuye uniformemente en el intervalo $[0,1]$. La realización de la demanda es conocida en el momento de la producción, pero no en la etapa de inversión. El supuesto implícito es que la inversión es una decisión a largo plazo, mientras que la producción es una decisión a corto plazo:

esta última se toma con una frecuencia diaria de tal manera que las empresas disponen de estimaciones precisas de la demanda, mientras que las decisiones de inversión se toman cada 20-30 años, lo cual implica que las centrales de generación se enfrentan a una variación significativa de la demanda durante su vida útil. Por último, para evitar la elevación de precios, el regulador tiene la potestad de introducir un tope de precios, denominado *price-cap*, y representado por la letra P . Establecer $P = v$ es equivalente a eliminar el precio máximo dado que sería el propio comportamiento de los consumidores lo que evitaría la subida de precios más allá de su disponibilidad al pago.

Consideramos un juego de dos etapas. Primero, las empresas toman simultáneamente sus decisiones de inversión en plantas con una capacidad k_i , $i = 1, \dots, n$, enfrentándose a una demanda futura incierta. Una vez elegidas, el valor de dichas capacidades pasa a ser de conocimiento común. En segundo lugar, se realiza la demanda D y su valor es observado por todas las empresas. En el mercado mayorista de electricidad, las empresas presentan sus ofertas al operador del mercado, de forma simultánea. En particular, cada empresa tiene que elegir un precio $b_i \in [0, P]$ indicando el precio mínimo al que está dispuesta a producir con la totalidad de su capacidad. El operador del mercado despacha a las distintas centrales de producción de forma creciente en función de sus precios ofertados, hasta satisfacer toda la demanda. En caso de empate de precios, el operador del mercado elige aleatoriamente entre las centrales que hayan ofertado un mismo precio (la regla exacta del desempate no afecta a los resultados). El precio del mercado (es decir, la oferta de la central más cara que haya sido aceptada) sirve para retribuir toda la producción despachadas.

Antes de caracterizar el equilibrio, exploramos dos marcos de referencia: el óptimo de primer grado o *First Best*, y la inversión resultante en un mercado perfectamente competitivo, como el que asume el paradigma del mercado-solo-energía.

2.1. El óptimo de primer grado

Defínase el bienestar general W como la suma del excedente del consumidor y del productor. Así, y teniendo en cuenta que la demanda es perfectamente inelástica,

el bienestar total en la etapa de inversión es igual a la utilidad bruta de los consumidores, neta de los costes de producción e inversión,

$$W = v \int \theta d\theta + v \int K d\theta - cK \quad [1]$$

La expresión anterior es solo función de K , y no de los precios: con una demanda inelástica, los precios son una transferencia entre consumidores y productores, sin afectar a la suma de ambos excedentes. Hay que tener en cuenta que partimos del supuesto implícito de que la demanda puede ser racionada en caso de escasez (es decir, no hay racionamiento involuntario, o en la jerga de la industria, el operador del sistema puede implementar *rolling blackouts* o cortes ordenados para evitar un colapso generalizado del sistema cuando la demanda excede la capacidad agregada).

La maximización del bienestar general con respecto a K implica que la capacidad agregada en el óptimo de primer grado o First Best (FB) viene dada por:

$$\frac{\partial W}{\partial K} = v[1 - K] - c = 0 \Rightarrow K^{FB} = \frac{v-c}{v} < 1. \quad [2]$$

En el óptimo de primer grado, la capacidad agregada no cubre las puntas de demanda. Es decir, en el óptimo de primer grado, hay demanda no suministrada porque el regulador tiene en cuenta el *trade-off* entre el valor de la capacidad adicional (el consumidor deriva una utilidad de v por cada unidad adicional de demanda suministrada) frente a su coste (cada unidad adicional de potencia implica un coste fijo de c).

2.2. El paradigma del mercado-solo-energía

El paradigma del mercado-solo-energía establece que los mercados mayoristas de electricidad proporcionan las señales correctas para las decisiones de inversión, sin necesidad de recurrir a los pagos de capacidad (véase Bushnell, Flagg y Mansur, 2017). Este paradigma se basa en dos supuestos clave: (i) hay libre entrada y salida; y (ii) no hay poder de mercado. El primer supuesto implica

que se produce la inversión hasta el punto que las ganancias esperadas de seguir invirtiendo son nulas; en caso contrario, habría más entrada, o se produciría la salida de las centrales no rentables. El segundo supuesto implica que los precios en el mercado mayorista se igualan a los costes marginales de producción siempre que haya suficiente capacidad agregada; en caso contrario, los precios suben hasta el precio máximo permitido o *price-cap*. Ello da lugar a una cierta volatilidad en los precios del mercado mayorista, dado que la inelasticidad de la demanda provoca que pequeños cambios en la demanda den lugar a fuertes variaciones en los precios.

Bajo estos supuestos, el mercado puede inducir decisiones de inversión óptimas sin pagos adicionales, y lo hace al menor coste para los consumidores..., pero solo si se eliminan los precios máximos o *price-caps*.

En el modelo, los beneficios esperados para cada empresa son:

$$\pi_i = P \int_{nk}^1 kd\theta - ck. \quad [3]$$

El primer término representa las rentas de escasez, es decir, el valor del consumo cuando no hay capacidad suficiente para abastecer toda la demanda (Borenstein, 2000). En caso contrario, los beneficios son nulos porque el precio se iguala al coste marginal de la producción.

En un mercado competitivo con libre entrada y salida, las empresas invierten hasta que las rentas de escasez cubren el coste de la inversión, haciendo nulos los beneficios. Por lo tanto, en equilibrio, la capacidad elegida por cada empresa es:

$$k^* = \frac{1}{n} \frac{P-c}{P}. \quad [4]$$

Así, la capacidad de equilibrio agregada,

$$K^* = nk^* = \frac{P-c}{P} \leq K^{FB} = \frac{v-c}{v}, \quad [5]$$

está por debajo del óptimo de primer grado, a no ser que se establezca $P = v$. Es decir, para evitar la falta de inversión, los precios máximos deben eliminarse para permitir que las empresas puedan capturar el valor total de las rentas de escasez. La razón es simple: si $P > v$, la ganancia privada de expandir la capacidad es inferior a la ganancia social, y esto crea una inversión insuficiente con respecto al óptimo de primer grado. Si el alza de precios está limitada, los beneficios que obtienen las empresas en periodos de escasez no son suficientes para cubrir los costes de la inversión óptima, generando el conocido como *missing money problem*. Así lo reconoce la Comisión Europea (2016) cuando afirma que: “En ausencia de una demanda que responda a los precios, las normas establecidas por las autoridades nacionales para equilibrar la oferta y la demanda, a menudo incluyen bajos precios regulados que no reflejan la disposición de los clientes a pagar por un suministro seguro y, por lo tanto, dan como resultado precios que no reflejan el valor real de la adecuación de recursos adicionales”.

El bienestar total bajo el paradigma del mercado-solo-energía es igual al excedente del consumidor cuando la capacidad es la óptima de primer grado (téngase en cuenta que las empresas no obtienen beneficios porque las rentas en periodos de escasez cubren los costes de la inversión),

$$W(K^{FB}) = CS(K^{FB}) = v \int_0^{\frac{v-c}{v}} \theta d\theta. \quad [6]$$

En resumen, el paradigma del mercado-solo-energía concluye que los precios máximos son la causa última de por qué los mercados no están induciendo las inversiones óptimas en capacidad de generación eléctrica. Por lo tanto, su receta es sencilla, y conocida: bastaría eliminar los precios máximos, sin necesidad de recurrir a los pagos de capacidad.

Pero, ¿es esta conclusión también válida en mercados en los que no se cumplen los supuestos del paradigma del mercado-solo-energía? En concreto, ¿son óptimas las inversiones cuando no es posible eliminar la demanda no satisfecha a través de la elevación de precios? ¿Cuáles son las implicaciones de eliminar los precios máximos cuando se elimina el supuesto de ausencia de poder de mercado? A continuación analizamos estas preguntas, relajando estos dos supuestos clave.

2.3. Racionamiento involuntario

En el modelo básico, asumimos que durante los períodos de escasez el aumento de precios permite racionar el consumo hasta eliminar por completo la demanda no satisfecha. Sin embargo, esto no siempre es factible en la práctica. Como expresa Joskow (2017), los consumidores individuales no pueden elegir su nivel individual de fiabilidad: cuando el operador del sistema lleva a cabo cortes en el suministro, lo hace de manera discrecional, por zonas, por barrios, sin poder distinguir las preferencias de cada consumidor concreto. Esto es particularmente relevante porque implica que las inversiones en capacidad aumentan la fiabilidad del conjunto del sistema; esto es, crean una externalidad positiva porque reducen la probabilidad de cortes generalizados del suministro eléctrico. La ineficiencia del mercado derivaría de la falta de internalización por parte de las empresas involucradas de la totalidad de dicha externalidad. La eliminación de los precios máximos no compensaría completamente esta ineficiencia, ya que el valor social de la capacidad adicional supera la ganancia privada del consumo.

Para aclarar esta cuestión, supóngase que en caso de que la demanda total exceda la capacidad disponible, con una cierta probabilidad $\gamma > 1/2$ el regulador no puede evitar cortes generalizados en el suministro (también denominados *blackouts*); sin embargo, con probabilidad $(1 - \gamma)$ el sistema no se colapsa y es posible abastecer un consumo igual a la capacidad existente.

El bienestar total viene ahora dado por la siguiente expresión:

$$W = v \int_0^K \theta d\theta + v(1 - \gamma) \int_K^1 K d\theta - cK. \quad [7]$$

La maximización con respecto a la capacidad total permite caracterizar el óptimo de primer grado,

$$K^{FB} = \begin{cases} 1 & \text{if } \gamma \geq c/v \\ \frac{1}{1-2\gamma} \frac{v(1-\gamma)-c}{v} & \text{if } \gamma < c/v \end{cases} \quad [8]$$

La inversión en el óptimo de primer grado es creciente en y ; esto es, a medida que la probabilidad de cortes en el suministro es mayor, la capacidad óptima aumenta para evitarlos. En los dos extremos, si la probabilidad de *blackouts* es nula, obtenemos la misma solución que en el modelo básico; si la probabilidad de *blackouts* es elevada, resulta óptimo disponer de capacidad suficiente para cubrir las puntas de demanda y así evitar por completo los *blackouts*.

Los beneficios de las empresas son los mismos que en el modelo básico, con una sola matización: si hay déficit de capacidad, las empresas obtienen beneficios con probabilidad $(1 - y)$, dado que con probabilidad y hay un colapso generalizado del sistema. Esto reduce la rentas de escasez que pueden capturar las empresas, lo que a su vez reduce la inversión de mercado en comparación con el modelo básico. En línea con nuestro análisis anterior, el mercado genera falta de inversión en relación con el óptimo de primer grado, y la distorsión es mayor cuanto más fuerte sea la externalidad; esto es, la distorsión es creciente en y . Por ello, eliminar el *price-cap* aliviaría pero no eliminaría por completo la ineficiencia. Por tanto, incluso si los supuestos del paradigma del mercado-solo-energía se cumplieran (libertad de entrada y salida y ausencia de poder de mercado), sería ineficiente confiar en las rentas de escasez como vía para promover inversiones eficientes (Llobet y Padilla, 2018 alcanzan esta misma conclusión).

2.4. Poder de mercado

En contraste con el paradigma del mercado-solo-energía, los supuestos de libertad de entrada y salida y ausencia de poder de mercado rara vez se verifican en la práctica, tal y como ha sido ampliamente documentado por la literatura empírica relativa al funcionamiento de los mercados mayoristas de electricidad. En esta sección relajamos ambos supuestos para caracterizar la solución en el equilibrio de mercado. Por simplicidad, volvemos a asumir, como en el modelo básico, que el operador del sistema puede evitar colapsos generalizados del sistema eléctrico en situaciones de escasez.

Para capturar la noción de poder de mercado, asumimos que las empresas $i=2, \dots, n$ ofertan su producción a coste marginal mientras que una de ellas, la empresa 1,

se comporta de forma estratégica. En concreto, eleva su puja por encima de sus costes marginales para maximizar sus beneficios sobre la demanda residual, esto es, la demanda neta de la capacidad del resto de empresas. Nos referimos a la empresa 1 como la empresa dominante, mientras que el resto de empresas pertenecen a la franja competitiva. Utilizaremos k_F para denotar la capacidad agregada de la franja competitiva, *i.e.*, $k_F = \sum_{f=2}^N k_f$, y $K = k_1 + k_F$ para denotar la capacidad agregada de todas las empresas del mercado. Todas las empresas se comportan de forma estratégica al elegir sus capacidades.

Para caracterizar el equilibrio de Nash perfecto en subjuegos, procedemos por inducción hacia atrás: primero caracterizamos el equilibrio en precios para una capacidad dada; más tarde, caracterizamos el equilibrio en la etapa de inversión teniendo en cuenta los equilibrios que se asocian a cada elección de capacidades.

2.5. Formación de precios

Dado que las empresas de la franja competitiva pujan a coste marginal, los precios de equilibrio se igualan a los costes marginales siempre que la demanda pueda ser cubierta con su capacidad. En caso contrario, la empresa dominante tiene la posibilidad de elevar el precio de mercado hasta el precio máximo permitido o *price-cap*. La empresa dominante sirve la demanda residual, u opera a capacidad si no hay capacidad agregada suficiente para cubrir toda la demanda. Por tanto, las expresiones de beneficios tienen tres términos, a los que podemos referirnos respectivamente como: rentas de poder de mercado, rentas de escasez, y costes de inversión. Formalmente, los beneficios esperados de equilibrio de la empresa dominante así como de las empresas que forman parte de la franja competitiva vienen dados por las siguientes expresiones:

$$\pi_1 = P \int_{k_F}^{k_F+k_1} [\theta - k_F] d\theta + P \int_{k_F+k_1}^1 k_1 d\theta - ck_1 \quad [9]$$

$$\pi_f = P \int_{k_F}^{k_F+k_1} k_f d\theta + P \int_{k_F+k_1}^1 k_f d\theta - ck_f, \text{ for } f = 2, \dots, n. \quad [10]$$

2.6. Decisiones de inversión

Consideremos primero los incentivos a invertir de la empresa dominante. Tomando derivadas con respecto a su propia capacidad en su función de beneficios,

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial k_1} = P[1 - K] - c. \quad [11]$$

La empresa dominante solo se beneficia de aumentos de su capacidad en periodos de escasez, un evento que ocurre con la probabilidad $1-K$ (recuérdese que se asume que la distribución de la demanda es uniforme). En otras circunstancias, la capacidad de la empresa no limita su producción; por tanto, incrementos en su capacidad tampoco le permitirían aumentar su producción. Esto implica que los incentivos de la empresa dominante a invertir solo dependen de la capacidad agregada porque esta determina la probabilidad con la que se producen los periodos de escasez. Por tanto, la condición de primer orden para la empresa 1 determina la capacidad agregada en el equilibrio de mercado:

$$K^* = \frac{P-c}{P} \leq K^{FB}. \quad [12]$$

La expresión anterior, de nuevo, pone de manifiesto que, si no se eliminan los precios máximos, se producirá una inversión inferior a la del óptimo de primer grado (cuestión que habría que matizar, como hicimos con anterioridad, en el caso de que el operador del sistema no pueda evitar los *blackouts* en periodos de escasez). Debido a que la inversión agregada crece con P , se produce un *trade-off* entre mitigar el poder de mercado —que exige precios máximos bajos— frente a incentivar la inversión en capacidad —que exige precios máximos elevados—.

Fijemos ahora la atención sobre los incentivos a invertir de las empresas de la franja competitiva. Tomando derivadas en su expresión de beneficios con respecto a k_p y tomando como dadas las capacidades del resto de las empresas,

$$\frac{\partial \pi_f}{\partial k_f} = Pk_1 - Pk_f + P[1 - K] - c. \quad [13]$$

Las empresas de la franja competitiva se benefician en mayor medida frente a la empresa dominante de aumentar sus capacidades dado que producen a plena capacidad con mayor frecuencia. Sin embargo una expansión de la capacidad de la franja competitiva también incrementa la probabilidad de que el precio se iguale al coste marginal, lo que tiende a desincentivar las inversiones. Imponiendo simetría, las capacidades de las empresas de la franja competitiva de equilibrio vienen dadas por la siguiente expresión:

$$k_f^* = \frac{1}{n} \frac{P-c}{P} \text{ para } f = 2, \dots, n. \quad [14]$$

Dado que $k_i = k_f$, la condición de primer orden de las empresas de la franja competitiva es igual a la de la empresa dominante. Por tanto, en equilibrio todas las empresas eligen capacidades simétricas, $k_i^* = k^*$ para todo $i = 1, \dots, n$.

Con ello, podemos calcular los beneficios que obtienen las empresas en equilibrio. En particular, dado que las empresas invierten hasta el punto en el que las rentas de escasez cubren los costes de inversión, los beneficios simplemente vienen dados por las rentas de poder del mercado:

$$\pi_1^* = P \int_{(n-1)k^*}^{nk^*} \left[\theta - (n-1)k^* \right] d\theta = \frac{1}{2} \frac{P}{n^2} \left(\frac{P-c}{P} \right)^2 \quad [15]$$

$$\pi_f^* = \int_{(n-1)k^*}^{nk^*} k^* d\theta = \frac{P}{n^2} \left(\frac{P-c}{P} \right)^2.$$

Los beneficios de las empresas siempre son estrictamente positivos. Las empresas de la franja competitiva obtienen una rentabilidad mayor dado que operan a capacidad con una mayor frecuencia.

Por su parte, dado que la capacidad agregada es la misma que bajo el paradigma del mercado-solo-energía, el bienestar total también es igual. Sin embargo, debido a que las empresas obtienen rentas de poder de mercado, el excedente del consumidor no es máximo cuando se elimina el *price-cap*: mientras que ello permitiría alinear los incentivos a la inversión con el óptimo del primer grado, los precios serían demasiado elevados desde el punto de vista de los consumidores. Es por tanto preferible introducir un precio máximo, aun cuando esto implique una distorsión a la baja en la capacidad agregada. Es la existencia de poder de mercado, y no los precios máximos *per se*, lo que implica que en la solución del óptimo de segundo grado la inversión agregada sea ineficientemente baja.

3. MECANISMOS DE CAPACIDAD

Hemos demostrado que el poder de mercado resta excedente al consumidor: o bien los incentivos a la inversión son óptimos pero los precios son muy elevados, o los precios están cercanos a los costes pero se produce una falta de inversión. Disponer de un único instrumento (los *price-caps*) simplemente no es suficiente para atender el doble objetivo de inducir los incentivos a la inversión óptimos mientras se mitigan los problemas relacionados con el poder de mercado. ¿Cómo podría el regulador reconciliar ambos objetivos?

En esta sección demostramos que los pagos de capacidad (esto es, los pagos que no se calculan como función de la producción de la empresa), podrían potencialmente jugar este papel. En particular demostraremos que la combinación de pagos de capacidad con *price-caps* permitirían desacoplar los incentivos a la inversión del control del poder de mercado.

3.1. Tipología de los mecanismos de capacidad

Se pueden distinguir dos tipos de mecanismos de capacidad, dependiendo de si el regulador elige precios o cantidades: (i) regulación de precios: el regulador fija un precio s por unidad de capacidad, y dado ese precio, los inversores eligen cuando quieran invertir; y (ii) regulación de la cantidad: el regulador decide cuánta capacidad resulta necesaria y celebra subastas (o mercados de capacidad)

para determinar el precio que los inversores requieren para llevar a cabo dichas inversiones.

Si el regulador dispusiera información completa sobre los costes de inversión y producción de las empresas, y si no existiera poder el mercado en los mercados de capacidad, ambos tipos de mecanismos serían equivalentes entre sí (en línea con Weitzman, 1974). Como indican Cramton, Ockenfels y Stoft (2013), la elección entre estos dos enfoques básicos no es una elección entre un enfoque de mercado y uno regulatorio. Muy al contrario la elección entre estos dos mecanismos depende de otros factores tales como la actitud ante el riesgo de los inversores, el poder de mercado, o la necesaria coordinación entre las distintas inversiones en capacidad bien geográficamente, bien en el tiempo. En el análisis que sigue asumimos información completa de costes y ausencia de poder del mercado en los mercados de capacidad, por lo que es equivalente referirse a pagos por capacidad regulados vía precios o vía cantidades.

3.2. Inversión en el equilibrio de mercado

Las empresas reciben un pago de capacidad s por unidad de capacidad invertida. Por tanto, para calcular los beneficios de las empresas, basta con añadir el término sk_i a las expresiones de beneficios anteriores. Debido a que el pago de capacidad es equivalente a un subsidio a la inversión, el coste de la capacidad resultante es $c' = c - s$. La expresión de la inversión agregada es por tanto,

$$K^* = \frac{P - c + s}{P} \leq K^{FB} . \quad [16]$$

Los ingresos que las empresas obtienen en concepto de pagos de capacidad son ingresos fijos en el momento en el que las empresas compiten en el mercado mayorista. Por tanto, mientras que el pago de capacidad no tiene un impacto directo sobre la formación de precios, sí afecta a los precios de mercado a través de su impacto sobre los incentivos a la inversión. En particular, dado que un mayor valor de s hace aumentar la capacidad agregada, también provoca una disminución en los precios del mercado.

Bajo la regulación de precios, si el regulador quiere que se lleve a cabo una inversión de K , tiene que fijar un precio s que cubra los costes de inversión netos de las rentas de escasez (la empresas retienen las rentas de poder de mercado),

$$s = c - (1 - K^*)P. \quad [17]$$

Se alcanzaría la misma solución bajo una regulación de la cantidad; p.e., si el regulador demandara K en una subasta o en un mercado de capacidad. En este caso, el precio resultante del mercado sería s .

Si el regulador quiere inducir que la inversión alcance el óptimo de primer grado, entonces el pago de capacidad habrá de ser:

$$s^{FB} = c \frac{v-P}{P}, \quad [18]$$

que es una función decreciente de P . Los pagos por capacidad debieran cubrir la totalidad del coste de la inversión (que sin P es igual al coste marginal), o podrían ser nulos si se elimina el *price-cap*. Este ultimo resultado está en línea con el paradigma del mercado-solo-energía. Sin embargo, como ya se demostró en la sección anterior, esta solución es ineficiente si se tienen en cuenta las externalidades positivas que generan las inversiones, o si como se demuestra más adelante, se tiene en cuenta el excedente del consumidor.

3.3. La política óptima: *price-caps* y pagos de capacidad

Los pagos de capacidad generan un *trade-off* para los consumidores: son costosos, pero reducen los precios de mercado vía su efecto sobre una mayor inversión; además, mejoran la seguridad de suministro, reduciendo la incidencia de periodos con energía no suministrada. Maximizando el excedente de los consumidores, para un valor dado del precio máximo P , el valor óptimo del pago de capacidad s sería:

$$s^* = c - P \frac{(2n-1)P + cn^2}{(2n-1)P + vn^2}. \quad [19]$$

El excedente de los consumidores crece primero y luego decrece en s . Para valores bajos de s , el excedente del consumidor crece porque dominan los efectos positivos, solo decrece cuando el peso de los pagos de capacidad es elevado. Por tanto, los pagos de capacidad no son *per se* negativos para los consumidores: son negativos cuando son innecesariamente elevados.

El valor óptimo de s es decreciente en P , poniendo de manifiesto la interacción entre ambas variables. De hecho, el s óptimo pasaría a ser negativo si se eliminaran los *price-caps* para extraer de las empresas las rentas que obtienen por el elevado poder de mercado del que disfrutaban en situaciones en las que los precios se pueden elevar sin límite. En este sentido, la receta del paradigma del mercado-solo-energía —eliminar los *price-caps* y recurrir solo a las rentas de escasez como vía para incentivar las inversiones— no solo no generaría los incentivos adecuados al no permitir internalizar las externalidades positivas de las inversiones; además, no evitaría la pérdida de excedente que para los consumidores supone el ejercicio del poder de mercado.

3.4. Opciones de fiabilidad

En varios países, los reguladores han optado por combinar los pagos de capacidad con ciertas obligaciones financieras. El objetivo es triple: promover las inversiones, mitigar el poder de mercado, e incentivar la disponibilidad de las centrales.

Dentro de esta familia de mecanismos de pagos de capacidad, los más comúnmente utilizados son las opciones de fiabilidad. A cambio de percibir un pago por MW instalado, que se establece de forma competitiva a través de una subasta, los inversores se comprometen a vender su electricidad a un precio fijo (precio de ejercicio de la opción) siempre que el precio del mercado de referencia (p.e. el del mercado diario) supere el precio de ejercicio. Así, los inversores obtienen un flujo de ingresos menos volátil, de lo que también se benefician los consumidores porque se enfrentan a una menor volatilidad de precios.

Para formalizar los efectos de las opciones de fiabilidad, denotemos con k el valor de la capacidad contratada, f el precio de ejercicio de la opción y s el pago de capacidad. ¿Cómo afectan las opciones de fiabilidad al comportamiento de las pujas en el mercado de la energía?

Debido que todo aumento del precio de mercado p por encima del precio de ejercicio f debe de ser devuelto al sistema, los beneficios de las empresas sujetas a una opción de fiabilidad adoptan la siguiente forma,

$$\pi = pq - \max\{p-f, 0\}k - (c-s)k \quad [20]$$

De forma equivalente, estos se pueden expresar así,

$$\pi = \begin{cases} pq - (c-s)k & \text{if } p \leq f \\ fk - (c-s)k - p(k-q) & \text{if } p \geq f \end{cases} \quad [21]$$

Los incentivos a la fijación de precios son iguales con o sin pagos de capacidad cuando el precio de mercado p es inferior al precio de ejercicio f , porque la forma funcional de los beneficios no cambia. Sin embargo, cuando p se eleva por encima de f , las empresas no tienen incentivos a ejercer poder de mercado para elevar p por encima de f porque habrían de devolver al sistema el aumento en el precio. Por tanto, el precio de ejercicio de la opción actúa como un *price-cap* específico de cada central, en función de la opción de fiabilidad bajo la que hayan accedido al mercado.

La competencia entre los potenciales inversores en la subasta llevará el precio de la opción s al nivel que les permite cubrir sus costes de inversión netos de las rentas que, para un f dado, obtienen en el mercado. Por ello, obtenemos una expresión para s similar a la obtenida en el modelo anterior donde P es sustituido por f ,

$$s^* = c - (1-k^*)f \quad [22]$$

En este modelo sencillo hemos abstraído el efecto que el riesgo tiene sobre los inversores. Sin embargo, en la medida en que los inversores son aversos al riesgo, un beneficio adicional de las opciones de fiabilidad es que reducen las primas de riesgo de los inversores porque estabilizan sus ingresos. Primero, reciben un pago fijo, independiente de su producción (el valor de la opción), y segundo, el precio que reciben por su producción es menos volátil porque el precio de ejercicio de la opción descreta las puntas de precios. Por tanto, cuanto más cercano sea el precio de ejercicio de la opción al coste marginal de la central, menor será la volatilidad de los beneficios de la empresa y menor también el poder de mercado que pueda llegar a ejercer.

4. CONCLUSIONES

El paradigma del mercado-solo-energía se basa en dos supuestos clave, que normalmente no se satisfacen en la práctica: libre entrada y salida y ausencia de poder de mercado. Una vez que se relajan ambos supuestos, la conclusión es inequívoca: no es eficiente confiar en los precios de escasez como vía para promover las inversiones en capacidad de generación eléctrica. A ello se suma el que las decisiones de inversión guiadas por los precios de escasez no permiten internalizar los efectos positivos que las inversiones generan sobre la garantía de suministro del conjunto del sistema.

Los defensores del paradigma del mercado-solo-energía tienen razón al señalar que los precios máximos pueden contribuir a reducir los incentivos a invertir en capacidad de generación eléctrica. Sin embargo, es importante enfatizar que el problema no radica en la existencia de precios máximos, sino en la existencia de poder del mercado que justifica la existencia de *price-caps*. La maximización del excedente del consumidor únicamente es posible si se limita el poder de mercado y ello es deseable incluso en casos en los que esto conlleva una menor inversión. Si la demanda de energía muestra cierta elasticidad al precio, los menores precios también fomentarán un mayor consumo y, por lo tanto, contribuirán a aumentar el bienestar de los consumidores.

La disyuntiva entre proporcionar incentivos correctos a la inversión y mitigar el poder del mercado no se puede abordar con un único instrumento, son nece-

sarios dos. Los precios máximos mitigan el poder de mercado, y los pagos de capacidad permiten restituir los incentivos correctos a la inversión. Es importante destacar que los pagos de capacidad no tienen un impacto directo sobre los precios del mercado mayorista de electricidad. Su impacto es indirecto, a través de su efecto sobre la capacidad instalada: los pagos por capacidad promueven una mayor inversión en capacidad, lo que a su vez promueve la competencia y, con ello, contribuyen a la reducción de precios en el mercado mayorista.

Por último, en este artículo se ha abogado por determinar los pagos por capacidad de forma competitiva a través de subastas convocadas por el regulador. Las centrales que accedieran al mercado a través de estas subastas recibirían un precio por unidad de potencia instalada (el precio de la opción), además de percibir el mercado mayorista por sus ventas de energía. Su contrapartida sería renunciar a percibir precios de mercado superiores al precio de ejercicio de la opción, que actuaría así como un precio máximo específico. Este contribuiría a mitigar el incentivo de las centrales a elevar los precios de mercado (porque todo precio percibido por encima del precio de ejercicio de la opción debería de ser devuelto al sistema).

La elasticidad de la demanda ante cambios en los precios podría sin duda desempeñar un papel clave para facilitar la seguridad del suministro sin incurrir en inversiones innecesarias. Si los consumidores se enfrentan a la señal de precios en tiempo real (o a las señales de precios horarios del mercado diario), pueden tener incentivos a desplazar parte de su demanda de los períodos pico a los períodos valle, reduciendo así la necesidad de mantener capacidad de reserva, al tiempo que se mitiga el poder del mercado. En este sentido, se debe promover una participación más activa de la demanda de forma complementaria a los mecanismos de apoyo a la capacidad. No obstante, es todavía incierto desde un punto de vista empírico el grado con el que una demanda más activa puede contribuir a mejorar la garantía de suministro en los mercados eléctricos.

REFERENCIAS

BAJO-BUENESTADO, R. (2017), “Welfare Implications of Capacity Payments in a Price-Capped Electricity Sector: a case study of the Texas market (ERCOT)”, *Energy Economics*, 64(C): 272-285.

BORENSTEIN, S. (2000), “Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets”, *The Electricity Journal*, 13(6): 49-57.

BOWRING, J. (2013), “Capacity Markets in PJM”, *Economics of Energy and Environmental Policy* 2(2): 47-64.

BUSHNELL, J.; FLAGG, M., y E. MANSUR (2017), Capacity Markets at a Crossroad, Energy Institute at Hass *Working Paper WP 278*.

COMISIÓN EUROPEA (2016), Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, November 2016, *COM(2016) 752 final*.

CRAMPES, C., y D. SALANT (2018), A Multi-Regional Model of Electric Resource Adequacy, Toulouse School of Economics *WP 17-877*.

CRAMTON, P.; OCKENFELS, A., y S. STOFT (2013), Capacity Market Fundamentals, *Economics of Energy & Environmental Policy* 2(2).

CRAMTON, P., y S. STOFT (2006), The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO’s Resource Adequacy Problem, CEEPR 00-007 *WP*.

FABRA, N., y A. CRETÍ (2007), “Supply Security and Short-Run Capacity Markets for Electricity”, *Energy Economics* 29(2): 259-276.

FABRA, N.; VON DER FEHR, N., y M. DE FRUTOS (2011), “Market Design and Investment Incentives”, *Economic Journal* 121: 1340-1360.

FABRA, N.; VON DER FEHR, N., y D. HARBORD (2006), “Designing Electricity Auctions”, *Rand Journal of Economics*.

HOGAN, W. (2005), On an Energy only Electricity Market Design for Resource Adequacy, California ISO.

JOSKOW, P. L. (2007), “Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity”, en D. HELM (Ed.), *The New Energy Paradigm*, Oxford University Press.

JOSKOW, P. L., y J. TIROLE (2007), “Reliability and Competitive Electricity Markets”, *Rand Journal of Economics*, 38(1): 60--84.

LAMBIN, X. (2016), The Social Value of Demand Response and its Integration in Capacity Mechanisms, *Working Paper*, TSE, November.

LAMBIN X., y T.-O. LEAUTIER (2018), Capacity Mechanisms across Borders: who is Free Riding?, *Working Paper*, TSE, June.

LLOBET, G., y J. PADILLA (2018), “Conventional Power Plants in Liberalized Electricity Markets with Renewable Entry,” *The Energy Journal*, forthcoming.

NEUHOFF, K.; DIEKMANN, J.; KUNZ, F.; RÜSTER, S.; SCHILLW. -P., y S. SCHWENEN (2016), “A Coordinated Strategic Reserve to Safeguard the European Energy Transition”, *Utilities Policy*, 41: 252-263.

NEWBERY, D. (2016), “Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors”, *Energy Policy*: 401-410.

OREN, S. (2005), Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets, in *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*: 388-414.

POLLITT, M. G., y A. BROPHY HANEY (2013), “Dismantling a Competitive Electricity Sector: The U.K.’s Electricity Market Reform”, *The Electricity Journal*, 26(10).

SCHWENEN, S. (2015), “Strategic bidding in multi-unit auctions with capacity constrained bidders: the New York capacity market”, *Rand Journal of Economics*, 46(4): 730-750.

TEIRILÄ, J. (2017), Market Power in the Capacity Market? The Case of Ireland, *Cambridge Working Paper in Economics*, 1727.

WEITZMAN, M. L. (1974), “Prices versus Quantities”, *Review of Economic Studies*, 41(4): 477-491.

ZOTTL, G. (2011), “On Optimal Scarcity Prices”, *International Journal of Industrial Organization*, 29(5): 589-605.