

La necesaria convivencia entre plantas de generación convencionales y fuentes renovables de energía

Gerard Llobet y Jorge Padilla***

Resumen

La necesidad de limitar las emisiones de CO₂ que dan lugar al cambio climático ha obligado a la mayor parte de los países a invertir en plantas de energía renovable. Estas plantas, cuya producción es habitualmente volátil, deberán convivir con otras de generación convencional, que son imprescindibles para garantizar el suministro. Este trabajo propone un marco de referencia para analizar la interacción entre ambas tecnologías que permita diseñar mecanismos óptimos de capacidad que compensen a las plantas convencionales por su disponibilidad, incentivando su salida ordenada a medida que aumenta la capacidad renovable.

Palabras clave: Plantas de energía renovables.

1. INTRODUCCIÓN

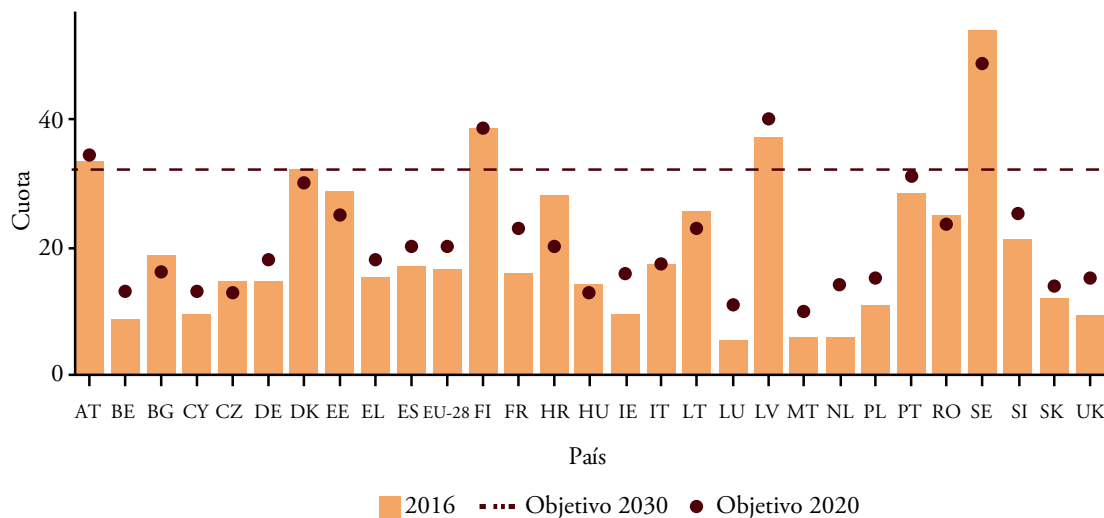
La inversión en plantas de producción eléctrica mediante el uso de energías renovables se ha incrementado notablemente en la última década, tanto en España como en el resto de la Unión Europea. Ello ha sido posible gracias al apoyo público recibido. Dados los compromisos alcanzados por los Estados miembros sobre la cuota de mercado del consumo total de cada país que dichas fuentes de energía debían alcanzar, un 20%, el elevado coste de las inversiones y la incertidumbre sobre su viabilidad económica en ausencia de ayudas, el apoyo público era inevitable y estaba plenamente justificado. Tal y como muestra el gráfico 1, en 2016 la cuota de mercado media sobre el consumo total en la Unión Europea era ya del 16%, aunque las diferencias entre países son elevadas. El objetivo para 2030, actualmente bajo negociación, podría significar que la cuota

* CEMFI y CEPR.

** Compass Lexecon.

Gráfico 1

Cuota renovable sobre el consumo total de energía en 2016 y objetivos para 2020 y 2030



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

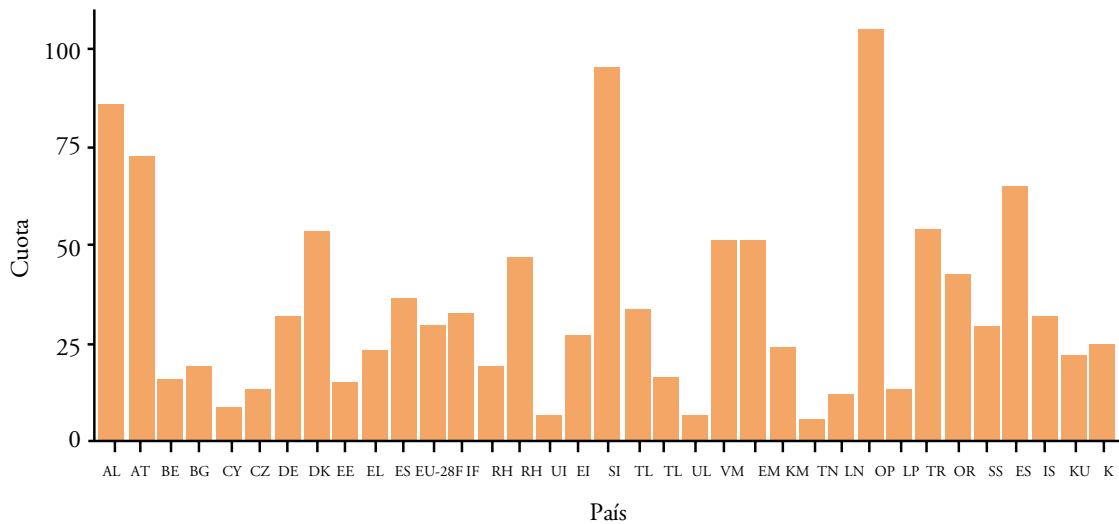
de mercado de las energías renovables en el consumo energético de los Estados miembros llegará al 32%; un objetivo ciertamente ambicioso.

Estos datos, aún mostrando el importante avance que se ha hecho en muchos países respecto a las tecnologías renovables, proporcionan una imagen distorsionada. Ello es así porque las cuotas de mercado representadas en el gráfico 1 se calculan sobre el total de la energía consumida, pero la inversión en energías renovables se circunscribe en casi todos los casos a la producción de electricidad. El gráfico 2 muestra que la cuota de mercado eléctrico de las energías renovables, tanto en España como otros muchos países de la Unión Europea, es igual a, o incluso superior, al 40%. Para cumplir con los objetivos como los que se discuten actualmente para 2030 muchos países, entre ellos España, deberían producir más del 60% de la electricidad consumida mediante energías renovables.

Tal y como reconoce la Comisión Europea en su informe de diciembre de 2016 (Comisión Europea, 2016), el rápido crecimiento de estas fuentes de energía ha tenido un efecto muy importante sobre el precio de la electricidad, ya que su producción es despachada primero, al tener prioridad y ser ofrecida a pre-

Gráfico 2

Cuota renovable sobre el consumo de electricidad en 2016



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

cio cero. Ello ha erosionado la rentabilidad de aquellas plantas de producción, como los ciclos combinados de gas. Al tener un coste marginal positivo se ha visto reducido tanto su número de horas de operación como el precio que reciben por su producción. Su viabilidad económica es en estos momentos cuestionada.

Sin embargo, la convivencia de ambas fuentes de energía, renovable y convencional, es imprescindible para el correcto funcionamiento del mercado eléctrico debido a la gran volatilidad de la energía renovable. Tener plantas convencionales con la flexibilidad de poder operar a cualquier hora es esencial para garantizar el suministro y evitar costosos apagones en un entorno donde gran parte de la capacidad renovable proviene de centrales eólicas o solares, cuya producción varía según las condiciones meteorológicas y dependiendo de si es de día o de noche, y las posibilidades de almacenamiento son prácticamente nulas. Es por ello necesario garantizar una rentabilidad mínima a las plantas de energía convencional con el objeto de que estén disponibles en el mercado a pesar de su baja utilización. Con tal fin, los reguladores de muchos países han establecido diferentes esquemas para la remuneración de la capacidad instalada de dichas plantas con inde-

pendencia de su nivel de producción. Estos mecanismos pueden tomar diversas formas, incluyendo pagos fijos por capacidad determinados discrecionalmente por los gobiernos o los reguladores sectoriales o, alternativamente, establecidos mediante subastas de capacidad abiertas y transparentes.

El diseño de estos mecanismos es complicado porque deben poder adaptarse a cambios en la demanda eléctrica y al crecimiento de la cuota de mercado de las energías renovables. La literatura económica, si bien escasa todavía, intenta evaluar los méritos relativos de mecanismos alternativos. En este artículo resumimos las conclusiones de un trabajo reciente del que somos coautores, Llobet y Padilla (2018), que pretende clarificar el efecto del crecimiento en la capacidad renovable sobre el funcionamiento del mercado eléctrico y explorar alternativas para promover la inversión en aquellas plantas convencionales que sean necesarias para mantener la seguridad de suministro en mercados con fuerte presencia de energías renovables.

2. LA LÓGICA DE LOS MECANISMOS DE PAGO POR CAPACIDAD

Para responder a esta pregunta, nuestro artículo modeliza un mercado eléctrico donde la demanda por electricidad fluctúa en el tiempo de manera probabilística: es bien muy alta o alta, o baja o muy baja y cada uno de estos “estados de la naturaleza” ocurre con una cierta probabilidad. Como es habitual en la literatura sobre mercados eléctricos, en nuestro modelo se supone que dicha demanda no depende del precio, a menos que este supere un umbral que llamamos v . Este umbral refleja el valor de reducir completamente el consumo de electricidad y está relacionado con el valor de carga perdida (en inglés, *Value of Lost Load* o *VOLL*).

Dado el alto importe que se asigna al *VOLL* (las estimaciones habitualmente exceden los 1.000 euros por Kwh), en ausencia de regulación, el precio de mercado p podría ser muy elevado (igual a v) cuando la demanda es muy alta mientras que podría llegar a ser cero en escenarios de demanda muy reducida. Con el fin de limitar esta volatilidad extrema, muchos reguladores imponen un techo al precio de mercado que aquí denominamos P^1 de manera que cuando el precio de

1 En España dicho techo se sitúa en los 180 euros por Kwh.

mercado p que resulta de cruzar oferta y demanda supera el techo P , el regulador reemplaza el importe resultante por P .

En este mercado suponemos que existen dos tecnologías para la producción de electricidad. Por un lado, hay plantas convencionales, con una capacidad total K_C , cuyo coste de instalación es de $f \times K_C$ y cuyo coste marginal de producción es $c > 0$. Estas plantas conviven con una capacidad K_R de energía renovable, con coste total de instalación F y que operan a coste marginal de 0 . El modelo básico supone que todas las empresas con independencia de la tecnología que operen actúan de manera competitiva y, como resultado, proporcionan su capacidad a un precio igual a su coste marginal de producción².

Cuando la demanda es muy baja solo las plantas renovables son despachadas, resultando en un precio de mercado de 0 . Cuando la demanda crece, se despacha una mayor capacidad convencional a un precio igual a c . Finalmente, cuando la cantidad demandada excede la capacidad total, $K_C + K_R$, el precio de mercado es igual a P . Así pues, las plantas renovables obtienen un margen positivo cuando la demanda excede su capacidad K_R . En cambio, las plantas convencionales solo obtienen este margen positivo (e igual a $P - c$) cuando la capacidad es insuficiente para cubrir la demanda. Esto es, cada unidad de capacidad convencional instalada en el mercado obtiene una remuneración igual a $(P - c) \times M(K_C + K_R) - f$, donde $M(K_C + K_R)$ denota la proporción de horas en las que la demanda excede la capacidad total instalada, $K_C + K_R$. Evidentemente, a medida que la capacidad instalada aumenta, la proporción de horas para las que la demanda no puede ser satisfecha en su totalidad disminuye y, como resultado, el pago que recibe una empresa por cada unidad de capacidad también se reduce.

Este modelo permite determinar la capacidad convencional que sería óptima desde el punto de vista social y compararla con la capacidad de equilibrio en el mercado cuando los precios tienen un límite máximo inferior al *VOLL*. El resultado es que en tales circunstancias la capacidad convencional efectivamente

² En una extensión de nuestro trabajo mostramos cómo el poder de mercado en muchos casos no altera significativamente los resultados del modelo. Fabra (2018) desarrolla un modelo muy parecido donde tiene en cuenta el poder de mercado de manera más general.

instalada en el mercado será inferior a la óptima o, si se quiere, la inversión en capacidad será insuficiente desde un punto de vista social. El motivo es que las plantas convencionales, con un coste marginal de producción mayor, solo consiguen compensar la inversión f cuando existe un déficit de oferta. La regulación impone un límite P inferior a la disponibilidad a pagar de los consumidores, por lo que limita la rentabilidad de la inversión en plantas convencionales y, por tanto, la capacidad instalada de las mismas.

Para restaurar la eficiencia en el mercado y conseguir que la inversión en capacidad se acerque a la óptima desde el punto de vista social es necesario que la empresa reciba pagos por capacidad adicionales. La necesidad de subvencionar la capacidad de generación convencional será aún mayor cuando el coste social de la falta de electricidad es mayor que $VOLL$, lo que puede suceder si se tiene en cuenta el posible impacto sobre la actividad económica de los apagones eléctricos continuados. También lo será si la producción de las centrales renovables es altamente volátil. Supongamos por un momento que la producción renovable en lugar de ser una cantidad constante K_R , varía en función de la hora del día. Bajo dicho supuesto, es posible demostrar que, de manera bastante general, cuanto mayor es la volatilidad de la producción renovable mayor es la capacidad convencional óptima desde un punto de vista social. En consecuencia, cuanto mayor sea la volatilidad de la demanda eléctrica, mayor será la necesidad de realizar pagos por capacidad para disponer de capacidad convencional de apoyo suficiente. Por ello, entre otras razones, resulta justificado promocionar la energía solar en lugar de la eólica, ya que la primera es menos volátil y su producción varía de manera más parecida con la demanda: el viento acostumbra a soplar más de noche, cuando la demanda es inferior. Finalmente, la volatilidad de la producción de energía renovable tiene un efecto distinto para diferentes tecnologías convencionales. La producción nuclear, por su bajo coste marginal y su mayor prioridad a la hora del despacho, esta mínimamente expuesta a dicha volatilidad. Por el contrario, tal y como muestra Cullen (2013) para el caso de Estados Unidos, las plantas de ciclo combinado están altamente expuestas a fluctuaciones en la disponibilidad de energía renovable³.

³ El efecto, además, es mayor en relación con la energía eólica. En cambio, el efecto sobre la producción de plantas térmicas que utilizan carbón es mínimo.

3. EFECTOS SOBRE LA INVERSIÓN EN PLANTAS CONVENCIONALES DE LA ENTRADA DE NUEVA CAPACIDAD RENOVABLE

El modelo descrito en la sección dos es básicamente estático. Dada una capacidad renovable predeterminada exógenamente, demostramos que, en ausencia de pagos de capacidad, los incentivos a invertir en plantas convencionales que puedan dar apoyo a la capacidad renovable son insuficientes desde un punto de vista social cuando: (a) la regulación fija precios máximos por debajo del *VOLL*, y/o (b) el coste social de los apagones es muy elevado, y/o (c) la volatilidad inherente a las tecnologías renovables es elevada. En consecuencia, el funcionamiento óptimo del mercado requiere que el regulador realice pagos por capacidad.

El cálculo del monto de dichos pagos es relativamente sencillo si la capacidad renovable se mantiene constante en el tiempo. En dicho caso, las empresas que inviertan en plantas convencionales deberán recibir un pago tal que asegure que puedan obtener un flujo estable de ingresos cuyo valor neto presente compense el coste de sus inversiones. En la práctica el supuesto de capacidad renovable constante es poco realista. Como mencionamos en la Introducción, la proporción de la demanda eléctrica satisfecha con producción renovable debe incrementarse en el futuro para que puedan cumplirse los objetivos medioambientales cada vez más estrictos. Por este motivo, es necesario analizar cómo adaptar el cálculo de los pagos por capacidad en respuesta a la entrada de nuevas plantas de generación de electricidad con energías renovables.

Supongamos inicialmente que, antes de la entrada de nuevas plantas renovables, la capacidad convencional instalada era la óptima para cubrir las necesidades del mercado. En ese caso, la entrada en el mercado de más producción renovable debería resultar en la retirada del mercado de parte de la capacidad convencional instalada. La magnitud de dicho ajuste dependerá de los costes fijos que se puedan ahorrar con ello. Supongamos que del coste por unidad de capacidad f asociado a la producción convencional, una proporción g puede ser recuperada si la empresa sale del mercado. El importe $g \times f$ incluye tanto los costes fijos de operación de la planta que dejarían de pagarse como aquellos otros costes que pudieran recuperarse a la salida del mercado como, por ejemplo el valor de las turbinas

y otro equipamiento eléctrico que puede ser utilizado en otras plantas. También son costes que la empresa puede recuperar las inversiones que incrementan el valor del terreno como las instalaciones de agua o de corriente eléctrica. Como sería de esperar, cuanto mayor es g mayor será la capacidad convencional que debería salir del mercado como resultado de la entrada de nuevas plantas renovables. Suponiendo por el momento que la volatilidad de dichas tecnologías fuera nula, un valor de $g = 0$ implicaría que no debería haber salida, dado que no representaría ningún ahorro. En cambio, un importe $g = 1$ implicaría que cada unidad de capacidad renovable debería reemplazar una unidad de capacidad convencional.

¿Cuándo será el incremento en la capacidad renovable positivo desde el punto de vista social? De manera general, las plantas renovables tienen un mayor coste fijo que las convencionales pero un menor coste marginal. Por ello, la entrada de las primeras será más eficiente cuanto mayor sea el número de horas que puedan operar. O, en otras palabras, cuanto mayor sea la capacidad renovable que entre en el mercado menor será su rentabilidad social por unidad de capacidad, dado que cada unidad adicional operará un número menor de horas. La rentabilidad social de la entrada de plantas renovables también depende del coste de reducir la capacidad convencional instalada. Cuando g es muy cercano a 1, y por tanto la salida de la capacidad convencional no tiene coste social, un incremento de capacidad renovable típicamente tendrá un efecto positivo desde el punto de vista social. De manera más sorprendente, quizás, cuando g es muy cercano a 0 también es probable que el efecto sobre el bienestar social de la entrada de nueva capacidad renovable sea positivo. En este caso la lógica es la siguiente: cuando el coste de la capacidad convencional es independiente de si la planta sigue en el mercado o no, la entrada de producción renovable no resulta en la salida de capacidad convencional ni se incurre ningún coste de salida; la entrada de las plantas renovables resulta en un incremento de la capacidad total y una reducción de los precios medios del mercado. Por tanto, en ausencia de otras motivaciones como el cumplimiento de los objetivos medioambientales, es más probable que un gobierno fomente la entrada de capacidad renovable cuando g toma valores extremos.

Los incentivos sociales, sin embargo, no acostumbran a coincidir con los incentivos privados. Cuando $g = 0$ la entrada de capacidad renovable reducirá signifi-

cativamente la rentabilidad de las plantas convencionales al reducir el precio de mercado y el número de horas disponibles para la producción de electricidad con energías convencionales. La expectativa sobre el número de horas de operación bajo la que algunas empresas realizaron inversiones irreversibles en plantas convencionales se verá reducida como resultado de la creciente producción renovable sin que se cuente con la posibilidad de recortar pérdidas saliendo del mercado (puesto que el coste es elevado)⁴. De haber anticipado la entrada de plantas renovables, dichas empresas habrían decidido no invertir en capacidad de generación convencional o lo habrían hecho solo si los pagos de capacidad hubieran sido mayores.

Cuanto más bajo es g más probable es que las empresas sean reacias a llevar a cabo inversiones en plantas convencionales puesto que anticiparán que: (a) el regulador tiene incentivo a aumentar la capacidad renovable para cualquier nivel de capacidad convencional instalada, y (b) el impacto para la rentabilidad de las plantas convencionales de dicha decisión regulatoria es más costoso. Si el regulador carece de capacidad de comprometerse a no aumentar la capacidad más allá de lo establecido inicialmente, esto es cuando la inversión en capacidad convencional se produce, los inversores anticiparán la menor rentabilidad de su inversión y decidirán no acometerla.

4. MECANISMOS DE CAPACIDAD CON ENTRADA RENOVABLE

Aquellos gobiernos que de manera racional anticipen los efectos dinámicos de la posible entrada futura de capacidad renovable deberían establecer un marco regulatorio que reajuste los mecanismos de cálculo de los pagos por capacidad con el objetivo de no desincentivar la inversión en plantas convencionales necesarias para la seguridad de suministro. Como vimos en la sección anterior, estos reajustes son especialmente importantes cuando g es pequeño, esto es, cuanto mayor sea la externalidad negativa de la entrada de nueva capacidad renovable sobre la capacidad convencional y mayores los incentivos del regulador a introducir capacidad renovable adicional en el mercado.

⁴ El caso $g=0$ también se puede asociar a situaciones donde el regulador no permite la salida de las plantas del mercado.

Idealmente, el mecanismo de pagos por capacidad debería contemplar todas las contingencias futuras, incluyendo los posibles cambios en los objetivos de producción con plantas que utilicen energías renovables. Este tipo de mecanismo completamente contingente es, sin embargo, inviable puesto que son muchas las contingencias imposibles de prever por adelantado. Afortunadamente, como discutimos a continuación, es posible ajustar los mecanismos de capacidad ante cambios en la capacidad renovable instalada – esto es *ex post* – de manera que se asegure la credibilidad de dichos mecanismos y, por tanto, la rentabilidad *ex ante* de las inversiones en plantas convencionales.

La sección anterior muestra que la respuesta óptima desde el punto de vista social a la entrada de producción renovable difiere en función del valor de la inversión en capacidad convencional que se pueda recuperar tras su salida del mercado. Cuando g es cercano a 0 , o muy reducido, la entrada de capacidad renovable no debería desencadenar la salida de capacidad convencional. Esto simplifica considerablemente la resolución del problema de incentivos que hemos expuesto, puesto que el ajuste en el mecanismo de pagos por capacidad solo debe contemplar el incremento de la compensación efectuada a las plantas convencionales calculada anteriormente para incorporar el incremento en la producción renovable. Por el contrario, cuanto mayor es g , es decir, cuanto más fácil sea recuperar el coste de inversión, mayor debería ser la salida de plantas convencionales. En tal caso, el ajuste del mecanismo de capacidad debe compensar a las empresas establecidas que permanecen en el mercado por la menor producción de sus plantas como resultado de la nueva entrada. Y, además, también debe proporcionar los incentivos adecuados para que parte de la capacidad existente salga del mercado, recuperando parte del coste de inversión, $g \times f$.

Es posible demostrar que estos reajustes pueden lograrse de manera relativamente sencilla. Se trata de que, tras la entrada de capacidad renovable, el regulador fije un objetivo de salida de capacidad convencional k_c , de tal manera que la capacidad convencional total se reduzca de K_c a $K_c - k_c$. El regulador puede lograr este objetivo mediante una subasta de capacidad en la que las empresas con plantas convencionales pueden pujar la compensación que deberían recibir para mantener su planta en el mercado. Las empresas que estén dispuestas a recibir una menor compensación por continuar operando serán las que se ganen ese derecho.

Las empresas que soliciten un mayor pago por mantenerse en el mercado serán las que salgan del mercado, hasta una capacidad total de k_C . Si el precio de reserva de esta subasta, es decir, la compensación mínima que puede solicitarse es igual a la parte del coste de inversión que no se recuperaría en la salida, $(1-g) \times f$, los incentivos que proporcionan los pagos de capacidad se mantendrán en el mismo nivel que si no hubiera habido entrada de producción renovable. La intuición de este resultado es bastante sencilla. Cuando el regulador decide la entrada de capacidad renovable existe un coste que no tiene en cuenta: el valor de mercado de las plantas que dejan de operar y que se pierde si existe salida. Ofrecer una compensación igual a dicho importe restablece la rentabilidad de las empresas tanto de las que salen como de las que permanecen en el mercado.

Este mecanismo de ajuste basado en el uso de subastas de capacidad con precio de reserva tiene ventajas añadidas desde el punto de vista social. Como es bien sabido en la literatura sobre regulación óptima, para que las empresas que operan en mercados regulados inviertan óptimamente, es necesario que el regulador establezca un marco regulatorio estable para un periodo de tiempo suficientemente largo, ya que de esta manera garantiza que tales inversiones no serán “expropiadas” en un futuro próximo, una vez que el correspondiente coste de inversión haya sido incurrido. En otras palabras, las empresas necesitan estabilidad regulatoria, y seguridad jurídica, para invertir. En ocasiones, el regulador no tendrá más remedio que violentar sus compromisos, modificando, por ejemplo, los objetivos de producción renovable, en respuesta a cambios en las circunstancias económicas o políticas. Ello resulta en la extracción de rentas por un valor igual a $(1-g) \times f$ que son precisamente las que la subasta que proponemos aporta. De esta manera, dicho mecanismo permite al regulador (o gobierno) ajustar sus objetivos de producción de electricidad mediante energías renovables en respuesta a cambios en las circunstancias (por ejemplo, en los objetivos medioambientales) sin lesionar los intereses legítimos de los inversores ni, por consiguiente, reducir sus incentivos a invertir.

Es importante tener en cuenta, sin embargo, que mecanismos como el que proponemos se enfrentan a importantes retos desde el punto de su implementación práctica. El más importante tiene que ver con la distinción entre entrada renovable esperada e inesperada. En el momento en que las empresas invierten en

capacidad convencional el gobierno puede haber establecido ya unos objetivos más o menos explícitos de entrada de producción renovable en el futuro. Cuando la empresa decide entrar en el mercado a cambio de unos pagos por capacidad tiene en cuenta dichos incrementos previstos en la producción renovable futura y, por tanto, los ajustes en el mecanismo de pagos por capacidad no deben reflejar los efectos de estos incrementos. Es decir, la remuneración futura de las empresas que invirtieron en capacidad convencional solo debe verse ajustada cuando la entrada no era esperable de acuerdo con el marco regulatorio vigente en el momento de realizarse la inversión.

El segundo reto tiene que ver con los requerimientos informacionales del mecanismo que proponemos. En especial, cuando g es pequeño el gobierno es el que debe determinar cómo cambia la remuneración de las empresas, calculando el valor de los pagos de capacidad que se habrían fijado si la capacidad renovable prevista *ex ante* fuera la misma que se observa *ex post*. No es un ejercicio sencillo porque además de los cambios en la capacidad renovable, y en paralelo con ellos, pueden haberse producido cambios en la demanda y los costes que compliquen el cálculo, lo que abre la puerta de la discreción y el riesgo moral.

Finalmente, cuando las empresas invierten en capacidad convencional sus perspectivas de rentabilidad futura se basan en escenarios de demanda o costes sujetos a incertidumbre. Esto significa que las condiciones que las empresas esperan son típicamente distintas a las que el regulador observará en el futuro cuando la entrada renovable se materialice. Esta diferencia es importante, dado que las empresas no deben ser compensadas por cambios en los fundamentos del mercado que simplemente reflejan el riesgo comercial inherente a su actividad y nada tienen que ver con el oportunismo regulatorio.

5. CONCLUSIONES

El trabajo que resumimos aquí proporciona un marco conceptual sencillo para el estudio de los efectos de la entrada de capacidad renovable en el mercado eléctrico y, en particular, sobre la rentabilidad de las empresas que invirtieron en capacidad convencional antes de la entrada de las plantas renovables. Este marco

conceptual permite diseñar un mecanismo de pagos por capacidad que incentive la inversión en capacidad convencional y entender como dicho mecanismo debe ser ajustados ante, por ejemplo, cambios en los objetivos medioambientales.

Nuestros resultados son consistentes con las afirmaciones de la Comisión Europea en diciembre de 2016 cuando decía que “Member States are concerned that existing electricity generation capacity, plus expected investment in new capacity, may be insufficient to maintain security of supply in the future,” y anticipaba que cuando existen fallos de mercado los incentivos de inversión “may prove insufficient to maintain adequate levels of capacity in the medium and long term”. Es en estos casos donde los mecanismos de capacidad son útiles para obtener el nivel eficiente de inversión.

Entre los obstáculos a la inversión en capacidad convencional, la Comisión Europea concluía que “market participants may be hesitant to invest in new capacity due to considerably uncertainty about future market developments, such as the impact on their investment of the increasing market share of renewable energy and potentially extreme price volatility”. Los ajustes en los mecanismos de capacidad que describimos aquí permiten eliminar los riesgos de inversión de las empresas que se asocian a cambios regulatorios futuros, dejando únicamente aquellos que son intrínsecos de su actividad económica.

REFERENCIAS

COMISIÓN EUROPEA (2016), “Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms”, 30 November 2016, COM 752.

CULLEN, J. (2013), “Measuring the Environmental Benefits of Wind-Generated Electricity”, *American Economic Journal: Economic Policy* 5(4): 107–133.

FABRA, N.(2018), “A Primer on Capacity Mechanisms”, *Energy Policy*, en prensa.

ISONE (2017), “Competitive Auctions with Subsidized Policy Resources”, https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2017/04/iso_caspr_highlights_april_2017.pdf

La necesaria convivencia entre plantas de generación convencionales y fuentes renovables de energía

LLOBET, G., y J. PADILLA (2018), “Conventional Power Plants in Liberalized Electricity Markets with Renewable Entry”, *The Energy Journal*, 39-3: 69-91.