

# Consideraciones previas al diseño de un mecanismo de capacidad en el sistema eléctrico español

Pablo Rodilla<sup>a</sup>, Paulo Brito<sup>a</sup>, Paolo Mastropietro<sup>a</sup>, Carlos Batlle<sup>b</sup>

*Respuesta a la “Consulta pública previa relativa a la implementación de mecanismos de capacidad en el sistema eléctrico español” de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico*

Septiembre 2020

---

<sup>a</sup> Instituto de Investigación Tecnológica,  
Universidad Pontificia Comillas,  
Calle Santa Cruz de Marcenado 26, 28015 Madrid, España  
e-mail: {Pablo.Rodilla, Paulo.Brito, Paolo.Mastropietro}@comillas.edu  
Tlf. +34 91 542 2800

---

<sup>b</sup> Florence School of Regulation, Florencia, Italia  
and MIT Energy Initiative, Cambridge, EEUU  
e-mail: CBatlle@mit.edu



En esta breve nota, los arriba firmantes tenemos el placer de introducir algunos de los aspectos que en nuestra opinión debieran ser tenidos en cuenta a la hora de diseñar un nuevo mecanismo de capacidad para el sistema eléctrico español. El objeto de la nota se limita a destacar algunos detalles de diseño que desde nuestra experiencia (tras trabajar en el diseño de estos mecanismos para gobiernos y reguladores en más de diez países, tanto en el continente europeo como americano), es importante definir con precaución y detalle para evitar que un mecanismo de esta naturaleza termine convirtiéndose más en una limitación que en una herramienta para mejorar la expansión eficiente de la capacidad del sistema, ajustada a los planes planteados en el PNIEC.

Estamos obviamente a disposición para cualquier aclaración que se considere oportuna.

***¿Por qué motivos podrían resultar insuficientes los mecanismos previstos en el artículo 20 del Reglamento de mercado interior de electricidad para garantizar la cobertura de la demanda?***

El motivo más relevante que dificulta las inversiones necesarias en recursos energéticos, tanto de generación como de respuesta de la demanda, es la incertidumbre existente asociada a la futura configuración del sector eléctrico, y en consecuencia, el riesgo asociado al precio del mercado de energía en el largo plazo. Al contrario de lo que a menudo se suele argumentar, lo que dificulta en mayor grado las inversiones no es la volatilidad del precio en el corto plazo (entre precios cero y precios muy elevados). Un precio medio suficientemente alto durante las horas en las que produce una determinada tecnología puede incentivar su inversión independientemente de la volatilidad de corto plazo. La razón principal detrás de la falta de inversión es la incertidumbre de dicho precio medio en el largo plazo<sup>1</sup>, hoy muy superior a la que existía hace un par de décadas. Esto es así entre otras cosas por la difícilmente predecible evolución de la política energética (que se traduce en impredecibles medidas regulatorias), la incierta reducción de las curvas de aprendizaje de las nuevas tecnologías o el posible papel de la demanda (incluyendo por ejemplo el desarrollo de la movilidad eléctrica) e incluso de los equipos de almacenamiento.

La solución a este problema asociado a la incertidumbre de precio de largo plazo podría y debería encontrarse en los mercados de largo plazo, a través de los que la generación (tanto la convencional como la renovable) pudiera gestionar este riesgo de capital. Desgraciadamente, el reducido papel de la demanda (la contraparte teórica de la generación) en el muy largo plazo, que no termina de percibir que los precios del mercado supongan un peligro real (más que poco habitual es el consumidor que desea cerrar un precio para su consumo eléctrico para los próximos no diez sino cinco años), hace que estos mercados no hayan florecido en ningún lugar del mundo, al menos en los plazos necesarios para asegurar una inversión en generación. Un mecanismo de capacidad no es más que una herramienta mediante la cual el regulador, en nombre de la

---

<sup>1</sup> Por incertidumbre de largo plazo, nos referimos precisamente a la incertidumbre asociada al precio medio anual que percibirá cada tecnología en los futuros años.

demanda, preferentemente mediante un mecanismo de subasta, ofrece a los inversores una contraparte de largo plazo.

*Desde la perspectiva de todos los participantes en el mercado involucrados, ¿se consideran necesarios los mecanismos de capacidad para garantizar la existencia y disponibilidad de los medios de producción, de gestión de la respuesta de la demanda y el almacenamiento necesarios para garantizar la seguridad del suministro eléctrico, al tiempo que se cumple con los objetivos de descarbonización? En caso afirmativo,*

Los autores de esta nota no estamos en disposición de opinar sobre si estos mecanismos de capacidad deben ser considerados necesarios en los próximos años en el caso español. Compete a Red Eléctrica de España responder a esa pregunta, con la supervisión de los organismos reguladores.

El Reglamento de mercado interior de electricidad prevé que un estado miembro pueda introducir un mecanismo de capacidad sólo si un estudio de fiabilidad evidenciara la existencia de riesgos para la fiabilidad del sistema en el mediano o largo plazo. La versión final del Reglamento plantea también un estudio de fiabilidad europeo, que, sin embargo, puede ser complementado por estudios de fiabilidad nacionales, desarrollados por el operador del sistema. En este contexto, procede destacar que los estudios de fiabilidad recientes, tanto europeos (Figura 2) como nacionales (el estudio incluido en el PNIEC), no han identificado estos riesgos para el sistema eléctrico español<sup>2</sup>.

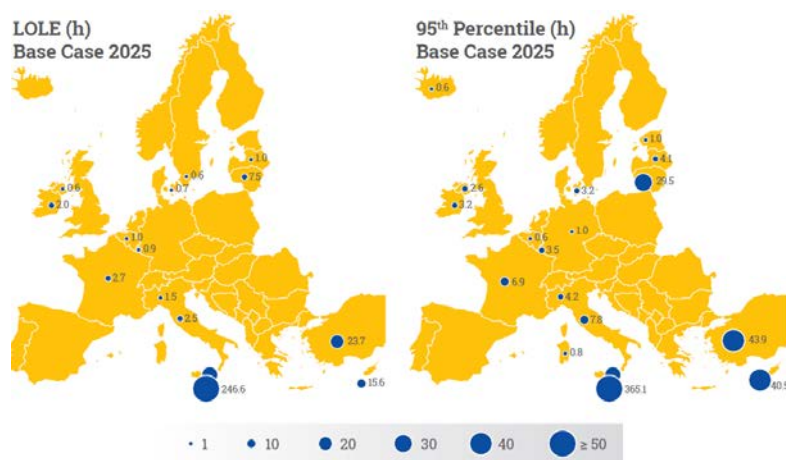


Figura 1. LOLE en las zonas de oferta europeas en 2025 (ENTSOe, 2019)

*¿En su caso, qué tipo de esquema se considera más adecuado, teniendo en cuenta los principios rectores establecidos en la normativa comunitaria (reservas estratégicas, mecanismos competitivos de capacidad, modelos de licitación de nueva capacidad,*

<sup>2</sup> De hecho, la crisis sanitaria debida a la pandemia de Covid-19 podría tener un impacto negativo en la demanda eléctrica nacional en el corto y mediano plazo.

*otras...)?, ¿por qué? ¿El modelo que propone se asemeja a alguno de los existentes o previstos en otros países europeos?*

El mecanismo más adecuado debería consistir en un esquema competitivo, basado en subastas, que involucre a todo tipo de recursos. Que minimice la interferencia con las señales de corto (pago fijo) y que considere el precio del mercado de corto plazo como la señal de escasez. Debe evaluarse la contribución máxima que se estima que cada recurso puede ofrecer (la llamada capacidad firme), pero, una vez más, sin delimitar qué tecnologías pueden participar.

En este sentido, la llamada opción de fiabilidad se ha mostrado como el producto con mejores propiedades, ya que logra dar respuesta a dos de los aspectos más relevantes y más complejos de los mecanismos de capacidad: identificar de forma robusta los periodos críticos (los periodos en los que se considera que se necesita incentivar que haya generación disponible) y ofrecer una cierta cobertura del riesgo a inversores tanto en recursos de respuesta de la demanda y a la generación.

#### *Identificación robusta del periodo crítico*

La mayoría de los mecanismos de capacidad incluyen una definición explícita de un periodo crítico<sup>3</sup>, durante el cual cada agente con un compromiso de fiabilidad debe proporcionar el producto vendido en la subasta (el compromiso físico y/o financiero).

Battle y Pérez-Arriaga (2008) plantean recomendaciones para la selección del indicador del periodo crítico, identificando el precio del mercado de corto plazo como el mejor “termómetro” de las condiciones de escasez en un contexto de mercado, definiendo estos como aquellos periodos durante los cuales este precio supere un precio umbral. Esta observación debería ser aún más válida en el futuro, en un escenario en el que se incremente la capacidad de respuesta de la demanda y de mayor penetración renovable.

De entre las muchas consideraciones adicionales de más detalle que se pudieran hacer sobre este particular, cabe destacar la necesidad de garantizar en todo momento un mercado de corto plazo lo suficientemente líquido como para que el precio sea un indicador suficientemente fiable.

Como alternativa al precio del mercado como variable reflejo de las situaciones de escasez, en algunos mercados se ha optado por definir algún tipo de cantidad de reserva remanente y disponible para el operador del sistema (o incluso dejar a discreción del operador del sistema la declaración de estado de escasez). Estas alternativas, suponiendo que se cuenta con un mercado de corto plazo líquido, se han mostrado como inferiores, por la incertidumbre que esta discrecionalidad supone para los agentes, así como por la capacidad que algunos agentes pudieran tener de influir en la cantidad de reserva disponible.

---

<sup>3</sup> También llamado periodos de escasez, o periodos de racionamiento, dependiendo de la nomenclatura utilizada.

### *Opción de fiabilidad: cobertura financiera para situaciones excepcionales*

Tal y como se ha comentado previamente, gran parte del problema de las señales para la inversión se deriva de la falta de herramientas adecuadas para gestionar el riesgo de precio en el largo plazo. Por esta razón es recomendable que el producto de capacidad del mecanismo incluya algún tipo de contrato de largo plazo que sirva para proporcionar una cobertura que mitigue esta incertidumbre.

Un producto que logra un buen compromiso es una opción tipo *call* con un precio de ejercicio (*strike*) superior a los costes de producción de todas las centrales de generación del sistema y superior también al precio de la demanda considerada como elástica. A través de esta opción, el generador que vende el producto al regulador se compromete a ofrecer energía a un determinado precio (en concreto al precio *strike*) y corresponderá al regulador, por lo tanto, decidir si compra la energía a ese precio o no. Lógicamente, el regulador optará por comprarla y hacer efectiva la opción cuando el precio del mercado sea superior al precio *strike*. De este modo, el regulador se garantiza que el suministro de energía no supere dicho precio *strike*. A cambio de este “seguro”, el regulador pagará al generador una prima.

La combinación de los dos elementos anteriores caracteriza el producto conocido como opción de fiabilidad (*reliability option*). Este mecanismo se introdujo por primera vez en Colombia en 2006 e inspiró también el mercado de capacidad de ISO New England. En Europa, aunque con diferentes particularidades, las opciones de fiabilidad están a la base de los mecanismos de capacidad de Irlanda (EIRGRID & SONI, 2019) e Italia (Terna, 2019) y Bélgica está en proceso de sustituir sus reservas estratégicas con un mecanismo parecido (Elia, 2019).

Así el precio de *strike* tiene dos funciones: por un lado, identifica el periodo crítico, y por otro, actúa como un precio máximo “flexible” para la demanda que ha adquirido el producto (y sólo para la generación que ha vendido el producto).

Sin embargo, la implantación práctica de esta alternativa (como la de cualquier otra, no hay mecanismo exento de complejidades) presenta un buen número de desafíos. El diseño de los detalles del mecanismo debe realizarse con sumo cuidado. Sin entrar a discutirlos en detalle, mencionamos algunos de ellos

### *El concepto de capacidad firme*

El regulador debe certificar la cantidad máxima que una central puede vender en el mecanismo, la denominada capacidad firme<sup>4</sup> y representa la estimación de la contribución de la planta a la seguridad de suministro del sistema. Determinar este valor de forma correcta, y para todas las tecnologías es una de las piedras angulares del mecanismo. Pero no se trata en absoluto de un problema sencillo. No procede entrar en ese nivel de detalle en esta nota, pero por ejemplo, nótese que el valor de la capacidad firme depende de la composición del mix, y que ésta puede cambiar en el futuro, lo cual hace más complejo el problema (desde el punto de vista de la

---

<sup>4</sup> En la experiencia internacional y en la literatura ha recibido muchos otros nombres, como suministro firme, energía firme, potencia de suficiencia, *capacity credit*, etc.

fiabilidad del sistema en el largo plazo, el valor del almacenamiento es mayor cuanto mayor es la penetración de la generación fotovoltaica, y también al revés, dado que ambas tecnologías se complementan).

Al mismo tiempo, como ya se ha apuntado, todo recurso debe participar, a todo recurso se le debe asignar capacidad firme. Sólo de esta forma se puede alinear a todo el sistema bajo los mismos incentivos (maximizar la disponibilidad de los recursos en los momentos comprometidos), y solo de esta forma el operador del sistema puede hacer una estimación integral de los requerimientos del sistema.

Un aspecto que sí procede recordar es que en cualquier caso debe evitarse plantear un mecanismo de capacidad que permita a los agentes agregar recursos dentro de una misma cartera (salvo que se trate exclusivamente de recursos de muy pequeño tamaño, que no puedan considerarse unidades de oferta, por ejemplo menores de 2 MW<sup>5</sup>). Lo contrario implica introducir una innecesaria barrera de entrada para pequeños inversores en generación que acarrearía costes irreparables para el sistema.

#### *Remuneración por capacidad y penalizaciones por incumplimiento*

La experiencia recogida en aquellos sistemas en los que hay mayor experiencia en la implantación de mecanismos de capacidad muestran la necesidad de reforzar la señal correspondiente a la remuneración derivada del mecanismo de capacidad con algún tipo de penalización por incumplimiento. Este es un aspecto que se ha mostrado como cleve en estos sistemas más avanzados. No procede entrar en detalles sobre este particular en esta nota, pero es posible encontrar una discusión sobre ello en Mastropietro et al. (2017).

#### *El mercado de referencia y la “flexibilidad”*

Un argumento recurrente en los últimos tiempos es la defensa de la necesidad de incentivar la entrada de recursos “flexibles”. Desde el punto de vista práctico, no existe consenso alguno sobre el significado real del concepto flexibilidad (¿cuánta velocidad y capacidad de modificar la generación o el consumo es necesaria para poder ser considerado flexible? ¿cómo se mide?).

Pero, en un mecanismo de capacidad en el que el producto transado es una opción de fiabilidad como las descritas anteriormente, sí es posible contemplar algunas variantes que permitan “sesgar” el resultado para promover la entrada de recursos con mayor capacidad de respuesta en el muy corto plazo, el mecanismo italiano es un ejemplo en esta línea (Mastropietro et al., 2018). En este tipo de productos en los que el precio es la variable reveladora de la escasez, y por tanto la que activa el compromiso de los recursos que perciben la remuneración, es posible considerar el precio de los mercados secundarios (por ejemplo, el mercado de reserva terciaria). Esta

---

<sup>5</sup> Esto no significa que un inversor no pueda optar por instalar en un mismo punto de conexión de un huerto solar una batería. Lo que debe garantizarse es que la suma de la capacidad firme asignada al huerto y la batería sea igual a la suma del conjunto. Dicho de otra manera, el valor de la capacidad firme, salvo por causas debidas a restricciones permanentes de red, no debe alterarse porque se opte por lo que se viene a llamar “hibridación”.

discusión se puede encontrar en Mastropietro (2020), desarrollada en el contexto del mecanismo colombiano.

***En relación al sector del almacenamiento y de la respuesta de la demanda, ¿qué limitaciones a la penetración de estas opciones se observan desde el punto de vista del acceso a los mercados de electricidad? ¿En qué medida es necesaria la implementación de mecanismos de capacidad para lograr los objetivos de almacenamiento del PNIEC, manteniendo la plena compatibilidad con el Reglamento (UE) 2019/943?***

Sobre las limitaciones del acceso a los mercados de electricidad hay varios artículos e informes que tratan el problema del diseño de los productos y los formatos de oferta, y cómo estos no siempre se ajustan a las características de los nuevos recursos (MIT, 2016) (IRENA, 2017).

En primer lugar, tal y como se discute en la siguiente sección, debe evitarse intentar utilizar un mecanismo de capacidad para promover una tecnología en particular. Un mecanismo de capacidad tiene por objeto dotar a los inversores de los incentivos faltantes para garantizar el suministro futuro. En un contexto de mercado, como el definido por las directivas europeas, es posible subsidiar o discriminar de alguna manera en favor de tecnologías bajas en carbono, pero no debiera tratar de condicionarse qué tecnología es la más adecuada por ejemplo para dotar al sistema de capacidad de respuesta en el corto plazo. Si cabe reforzar la señal de precio del mercado de corto plazo, mediante un mecanismo como el descrito, pero debiera evitarse realizar una planificación centralizada. Si en el contexto del PNIEC se desea contar con una cantidad determinada de una tecnología, lo que debe implantarse es una subasta al efecto (de nuevo, lo que no significa que esta tecnología no deba participar igualmente en el mecanismo de capacidad).

Esto no quita sin embargo que deban eliminarse barreras que puedan existir por ejemplo para la participación de la demanda o, si fuera el caso, para el almacenamiento. En ambos casos, la vía para conseguirlo empieza por encontrar una metodología que reconozca de forma adecuada la “capacidad firme” de estos recursos.

En el caso de la respuesta de la demanda, a diferencia de lo que ha supuesto la práctica habitual hasta la fecha en el caso de las llamadas subastas de interrumpibilidad, debe permitirse la participación de recursos de todos los tamaños, dado que el potencial que se puede lograr agregando la reserva que pequeños usuarios puede ser muy importante.

#### *Mecanismo de capacidad, demanda y tarifa de usuario final*

Es fundamental tener en cuenta que la integración eficiente de la demanda en el mecanismo de capacidad se logra si y solo si los costes del mecanismo de capacidad se asignan de forma eficiente a la tarifa. De lo contrario pueden surgir comportamientos oportunistas (donde la demanda obtiene una remuneración por algo que realmente no está dando al sistema).

Debe por tanto diseñarse la asignación del coste del mecanismo de capacidad entre los usuarios finales de tal forma que no surjan arbitrajes ineficientes como consecuencia de pagar un precio en tarifa y recibir otro por la participación explícita en el mecanismo. Esto implica considerar qué tipo de cargo en tarifa refleja de mejor manera el principio de causalidad en el coste debido



al mecanismo de capacidad (probablemente el cargo de potencia, ciertamente una asignación volumétrica no sería la señal adecuada).

***En el diseño de estos mecanismos, ¿cómo considera que se deben conjugar los principios de neutralidad tecnológica y de evitar compensaciones en exceso consagrados en la normativa comunitaria con los objetivos de descarbonización y las necesidades particulares del sistema eléctrico español? ¿cómo deberían tenerse en cuenta los distintos horizontes temporales para conjugar previsibilidad y certidumbre a la inversión con optimizar los costes para los consumidores?***

*No debe intentarse usar el mismo mecanismo para lograr varios objetivos*

Los mecanismos de capacidad deberían tener como único objetivo garantizar la seguridad de suministro, es decir, dar incentivos para que el sistema cumpla con el objetivo de fiabilidad fijado por el regulador, de modo que haya suficiente capacidad disponible para responder a los requerimientos del sistema incluso en los periodos más extremos. Si se considera necesario, los objetivos de descarbonización deben intentar garantizarse mediante mecanismos específicos. Si se considera que debe promoverse por ejemplo el almacenamiento distribuido, diseñese un mecanismo ad hoc (e.g. subastas de contratos de largo plazo) para conseguir atraer el volumen deseado. Pero no debe intentarse introducir artificios en el mecanismo de capacidad para tratar de favorecer de alguna manera a una u otra tecnología.

Al mismo tiempo, el mecanismo de capacidad debe contemplar y afectar a todas las tecnologías disponibles. Por ejemplo, la generación renovable variable (eólica y solar), a pesar de no ser fácilmente gestionable, supone una contribución a la garantía de suministro. Debe por tanto garantizarse que estas (y en general los recursos energéticos de todo tipo, incluyendo la capacidad de respuesta de la demanda) participe en el mecanismo de capacidad, y que por tanto perciba los incentivos a maximizar su disponibilidad en los momentos en los que el sistema lo pueda requerir. Esto podría conducir por ejemplo a que un promotor pudiera en un momento dado considerar la instalación en su punto de conexión de algún tipo de recurso de almacenamiento para poder incrementar su capacidad firme.

*La compensación en exceso es un problema transitorio*

En cualquier caso, solo una coordinación adecuada de todos los mecanismos puede lograr evitar la sobrecompensación. Aquellos recursos que ya están recibiendo una compensación que supuestamente garantiza su inversión, podrían recibir una sobrerremuneración de la misma en el caso de que participasen en un nuevo mecanismo que no existía previamente. Pero si se definen de partida todos los mecanismos regulatorios, las nuevas inversiones podrán recibir las señales adecuadas de cada mecanismo a la vez que perciben una remuneración exenta del problema anterior.

*Todos los recursos deben poder participar en el mecanismo de capacidad*

En general, todos los recursos que contribuyen a lograr la seguridad de suministro deseada deberían poder participar en el mecanismo de capacidad y recibir la señal de precio correspondiente. Estos recursos que potencialmente deberían participar incluyen la respuesta de

la demanda, el almacenamiento, los generadores de respaldo y por supuesto la energía renovable. La pregunta fundamental que surge es la de cómo lograr que todos estos recursos puedan competir en igualdad de condiciones en el mecanismo.

En la línea con lo expuesto arriba, una alternativa sería la de definir varios productos diferentes (y todos ellos disponibles para todas las tecnologías), con algunos que se adapten mejor a unas tecnologías y otros mejor a otras. El problema con este enfoque es que la casación se complica significativamente, ya que no es evidente desde el punto de vista del regulador determinar cuánto comprar de uno u otro producto. La otra alternativa es permitir ofertar en portfolio (dando así, por ejemplo, entrada a los agregadores). Agregar recursos permite al agente que agrega participar más fácilmente en la provisión del producto del mecanismo, sean cuales sean las características de este producto.

Un elemento de diseño clave para evitar la discriminación tecnológica es la metodología para el cálculo de la potencia firme (concepto que se mencionó previamente). Este parámetro representa la contribución a la fiabilidad del sistema que se espera de cierto recurso y define también el límite máximo de capacidad que este recurso puede vender en el marco del mecanismo de capacidad. La potencia firme tiene una gran importancia en el diseño del mecanismo de capacidad, ya que de ella depende la remuneración de los diferentes agentes, y la metodología que se utilice para calcularlos puede afectar el equilibrio entre diferentes tecnologías que compiten para la provisión del servicio.

Las metodologías para el cálculo de la potencia firme se encuentran ante la necesidad de una profunda reforma, ya que, en muchos contextos, reflejan todavía el funcionamiento del sector eléctrico en el pasado y no han sido actualizadas para abarcar la aumentada complejidad de los sistemas eléctricos modernos. En estos últimos, se crean correlaciones entre la producción de diferentes tecnologías y entre éstas y las puntas de demanda que requieren de metodologías muy sofisticadas para identificar la contribución real de cada recurso a la fiabilidad del sistema. Esto se suma a la mayor complejidad intrínseca de algunos de los nuevos actores que se están integrando en el sector eléctrico, como, por ejemplo, el almacenamiento.

***En el caso de desarrollar nuevos mecanismos de capacidad en nuestro país, ¿Cómo se podrían diseñar los mismos para permitir la participación transfronteriza de instalaciones de otros Estados miembros, de acuerdo con lo establecido en el artículo 26 del Reglamento (UE) 2019/943?***

Este es un tema clave, sobre todo para conseguir la aprobación del mecanismo por parte de la Comisión, como demuestran las aprobaciones previas a la introducción del Paquete de Energía Limpia. Si los mecanismos de capacidad van a ser una parte integrante del mercado interior de la energía, es esencial que permitan la participación de los recursos transfronterizos.

Existen diferentes alternativas para esta participación (CE, 2016). En Reino Unido e Irlanda, se ha impuesto, aunque de manera transitoria, el llamado *interconnector-led approach*, en el cual la interconexión entre dos países participa directamente como agente en el mercado de capacidad. Desde nuestro punto de vista, salvo que se trate de una interconexión que se pertenezca a un grupo inversor privado distinto del operador del sistema (lo que se denomina en la terminología

inglesa una *merchant line*, algo por el momento inexistente en el contexto europeo por una larga serie de razones) se trata de una alternativa no recomendable, porque viola la necesaria separación entre propietarios u operadores del sistema y los mecanismos de mercado.

Por otro lado, Italia y Francia, con modalidades muy diferentes entre sí, han optado por defender una participación estimada de los recursos transfronterizos en el mecanismo de capacidad, aunque con reglas y compromisos diferentes de las que se aplican a los recursos domésticos. Esta alternativa no parece sino un intento de responder a las exigencias de la Comisión a este respecto, pero sin realmente contar con ello en igualdad de condiciones. Esta alternativa en nuestra opinión termina convirtiéndose en una solución muy cara y poco eficiente, porque no permite que realmente se pueda confiar en esta contribución al mismo nivel que en aquellos recursos que no se verían afectados por un cierre de fronteras.

ENTSOe (2020) está redactando una propuesta para estandarizar la participación de los recursos transfronterizos, pero está enfocada a otros elementos de diseño y no da recomendaciones entre participación directa o indirecta, a través de la interconexión.

En Mastropietro et al. (2015), se desarrolla en detalle un método de participación transfronteriza que permite resolver la gran mayoría de las objeciones que tradicionalmente se plantean. La idea consiste en permitir al operador del sistema adquirir el producto de fiabilidad hasta la máxima capacidad comercial de la interconexión transfronteriza. La única condición necesaria para que esta compra tenga sentido es el compromiso explícito por parte del país vecino de respetar este compromiso en el caso de falta de suministro también por su lado. El camino para por tanto por establecer acuerdos previos con los países vecinos, en donde este compromiso quede explícito.

### **Referencias:**

- IRENA, 2017. “Adapting market design to high shares of variable renewable energy”. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Mastropietro, P., Rodilla, P., Batlle, C., 2015. National Capacity Mechanisms in the European Internal Energy Market: Opening the Doors to Neighbours. Energy Policy, vol. 82, pp. 38-47, DOI [10.1016/j.enpol.2015.03.004](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.03.004).
- Mastropietro, P., Rodilla, P., Batlle, C., 2017. Performance Incentives in Capacity Mechanisms: Conceptual Considerations and Empirical Evidence. Economics of Energy & Environmental Policy, vol. 6, no. 1, pp. 149-163, DOI [10.5547/2160-5890.6.1.pmas](https://doi.org/10.5547/2160-5890.6.1.pmas).
- Mastropietro, P., Fontini, F., Rodilla, P., Batlle, C., 2018. The Italian Capacity Remuneration Mechanism: Critical Review and Open Questions. Energy Policy, vol. 123, pp. 659-669, DOI [10.1016/j.enpol.2018.09.020](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.09.020).
- Mastropietro, P., Rodilla, P., Batlle, C., 2019. De-rating of Wind and Solar Resources in Capacity Mechanisms: A Review of International Experiences. Renewable & Sustainable Energy Reviews, vol. 112, pp. 253-262, DOI [10.1016/j.rser.2019.05.053](https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.053).
- Mastropietro, P., Rodilla, P., Escobar Rangel, L., Batlle, C., 2020. Reforming the Colombian Electricity Market for an Efficient Integration of Renewables: A Proposal. Energy Policy, vol. 139, art. 111346, DOI [10.1016/j.enpol.2020.111346](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111346).

- MIT Energy Initiative. 2016. "Utility of the Future". ISBN: 978-0-692-80824-5. Disponible en [www.energy.mit.edu/uof](http://www.energy.mit.edu/uof)
- Rodilla, P., Mastropietro, P., Batlle, C., 2018. Mecanismos de capacidad y opciones de fiabilidad: criterios de diseño en un contexto con alta incertidumbre. Papeles de Energía, vol. 6, pp. 77-103, [enlace](#).