

1. RESPUESTAS A LA CONSULTA PÚBLICA

- 1. 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, ¿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?**

A pesar de la situación de sobre capacidad presente en el mercado español, la adecuación de balance y flexibilidad del sistema se ven amenazadas por el incremento de las energías intermitentes y la caída de rentabilidad de los proveedores de energía en firme.

El aumento de los volúmenes renovables ha resultado en menos horas de funcionamiento para las unidades térmicas tradicionales, impulsando a algunas a salir del mercado (fenómeno agravado por el cierre total del carbón y cierre ordenado de las nucleares al final de sus vidas útiles). A la vez, el número de horas pico ha descendido, ya que la producción intermitente y de bajo coste cubre una parte de los picos, impidiendo que los precios asciendan lo suficiente como para que las unidades que sólo cubren los precios (*peakers*) resulten rentables

Dado la estructura de los precios (con muy poca variabilidad entre máximos y mínimos), el mercado también resulta poco atractivo para las instalaciones de almacenamiento, que no tienen incentivos suficientes a participar.

De esta manera, el mercado presenta exceso de capacidad y aumento de las necesidades de flexibilidad, para las cuales es necesario mantener unidades de respaldo conectadas.

Incluso si la producción renovable no tuviese lugar, los precios durante los periodos de escasez tienen que ser muy elevados para permitir que las unidades de pico sean rentables. Sin embargo, los precios muy elevados no son fácilmente aceptables para la opinión pública, y en la mayor parte de los mercados existen precios máximos que impiden a las unidades de pico recuperar sus costes de inversión (180 €/MWh en España)

Los mecanismos de remuneración de la capacidad permiten a los propietarios de capacidad firme disponer de un flujo de ingresos adicional y estable, separado del mercado diario, en lugar de depender de picos de precios muy variables y poco frecuentes. Las instituciones financieras están más inclinadas a financiar modelos de negocio estables que otros que se basan en eventos impredecibles y poco frecuentes.

Los generadores cuentan con otra manera de cubrirse frente a los riesgos de precio si cierran contratos financieros de venta a largo plazo, pero este tipo de contratos no están suficientemente desarrollado y cubren periodos de tiempo más cortos de lo necesario (en España, el máximo es 7 años, pero la liquidez de productos a más de 3 años es casi inexistente).

Podemos destacar cuatro motivos principales por los cuales los mecanismos de pagos por capacidad resultan necesarios y por lo que se han ido implantando en los mercados eléctricos:

- Aumento de las necesidades de flexibilidad por la intermitencia de las RES-E

- Precios nulos o negativos y márgenes bajos por el *merit order effect* provocado por la generación renovable
- Presencia de precios máximos en el mercado y el problema del dinero desaparecido
- Riesgos de hibernación/salida del mercado por la baja rentabilidad

Con los pagos por capacidad, los inversores se liberan del riesgo de incertidumbre sobre sus ingresos futuros, que puede afectar al valor de los activos que desarrollen (normalmente, debido a previos o volúmenes menores de lo esperado).

Incluso si los precios de escasez están presentes sin limitaciones, la capacidad de generación puede desarrollarse siguiendo un patrón de auge y caída (*“boom and bust logic”*): un mercado con déficit de capacidad resultará en frecuentes periodos de escasez con precios altos, provocando un aumento del interés de los inversores y un aumento de la capacidad. Dado que los tiempos de construcción pueden tardar entre 2 y 7 años en función de la tecnología, pueden desarrollarse demasiados proyectos a la vez. Cuando toda esa capacidad entre en el mercado, el mercado se verá inundado con capacidad, provocando una depresión de los precios y, consecuentemente, de la nueva inversión necesaria, dando lugar a que en un nuevo ciclo de infra inversión que volverá a crear las condiciones iniciales (y así sucesivamente).

Como tales, los mecanismos de capacidad si están bien diseñados ayudan a reducir el riesgo de los mercados eléctricos al asegurar unos ingresos mínimos a los generadores y asegurar que se atrae un nivel de inversión suficiente al sector.

Según la teoría económica, los mercados de sólo energía, en condiciones de competencia perfecta y si se completan con mercados futuros a largo plazo, llevarán a los inversores a construir a tiempo la cantidad de capacidad adecuada.

Sin embargo, los mercados no son perfectos: no hay información perfecta, no hay neutralidad ante el riesgo y no hay competencia perfecta entre empresas. Como resultado, se pueden encontrar muchos ejemplos históricos en los que los mercados de sólo energía no han sido capaces de desarrollar el nivel adecuado de capacidad (California, Colombia, Argentina, diseño inicial del mercado de Inglaterra y Gales).

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

Siguiendo la tendencia de los mecanismos de pago por capacidad recientemente establecidos en Europa y EE. UU., recomendamos la introducción de un **sistema de pagos por confiabilidad** centralizado, en el que el producto subastado tome la forma de opciones, que permita la participación de la gestión de demanda, unidades de almacenamiento e interconexiones, bajo los requisitos técnicos a definir por REE.

Los sistemas de pagos por confiabilidad (opciones) o de remuneración de flexibilidad toman la forma de un pago adicional por MWh producido, con estructura de una *call option*, junto con un compromiso físico de entrega. Un proveedor de confiabilidad recibirá una prima en €/MWh por cada MWh que produzca y venda en el mercado spot, bajo el sistema de pagos por confiabilidad. Cuando llegue un momento de estrés para el sistema, se producirán dos cosas:

- El proveedor estará obligado a entregar la energía comprometida (en MWh/día) o se enfrentará a graves penalizaciones
- El proveedor seguirá vendiendo su energía en el mercado spot, pero tendrá que devolver al TSO todo lo que cobre por encima del precio de ejecución.

Por un lado, se garantiza que existe la potencia necesaria y, por otro, el proveedor cambia los precios de escasez por un suplemento que recibe por cada MWh que produce. Así, los proveedores de capacidad cambian un ingreso variable por un flujo estable de pagos.

Los sistemas de opciones de confiabilidad eliminan los incentivos de los generadores a ejercer poder de mercado durante los periodos de escasez (retirar capacidad para aprovechar los precios altos resultantes) y permiten a los consumidores cubrirse frente a picos de precios y garantizar la adecuación del suministro.

Garantizan la asignación eficiente del producto al recurrir a las subastas, mientras que eliminan el incentivo de los proveedores de capacidad a modificar las señales de precio en el mercado de energía. Son mecanismos simples y eficaces en atraer nuevas inversiones. Es beneficioso que sean complementados con otros mercados (futuros y derivados) y con subastas periódicas de reconfiguración de la capacidad ofertada.

El mecanismo no debe especificar tecnologías, sino únicamente los requisitos técnicos que han de cumplir las unidades de generación. De esta manera se garantiza la neutralidad tecnológica y se permite la futura incorporación de otras tecnologías que actualmente no están suficientemente desarrolladas (hidrógeno, almacenamiento con aire comprimido, etc.).

La gestión de la demanda y las interconexiones han sido exitosamente incluidas con estos mecanismos en otros países europeos (Italia, Irlanda) y de EE. UU. (ISO-NE). El sistema propuesto es similar a los sistemas de pagos por confiabilidad de Colombia, Nueva Inglaterra (ISO-NE), RU, Irlanda e Italia, y se asemeja, aunque con diferencias, a los pagos por flexibilidad incluidos en la última subasta renovable de Portugal.

■ Mecanismo

En un mecanismo centralizado de opciones de confiabilidad, una agencia central/TSO determina el nivel de capacidad y flexibilidad requerido por el sistema (con 4 o 5 años de antelación) y luego asigna las opciones de confiabilidad a los proveedores de capacidad mediante subastas centralizadas en las que el producto ofrecido son opciones de confiabilidad, compuestas de dos elementos, uno físico y otro financiero.

El elemento físico incluye un compromiso por parte del proveedor de capacidad a estar disponible y proporcionar una cantidad concreta de energía durante los periodos de estrés del sistema. Así, si a un proveedor de capacidad se le asignan 10 MWh/d en la subasta, estará

obligado a entregar 10 MWh/d durante las situaciones de estrés del sistema, o tendrá que pagar penalizaciones por ello.

Respecto a la disponibilidad actual en situación de estrés, el TSO ha de medir si la capacidad realmente entregada por los generadores está alineada con sus compromisos. En caso de incumplimiento, los generadores se enfrentan a penalizaciones graves, cuyas cuantías se pueden fijar empleando los precios del mercado spot durante los periodos de estrés.

El componente financiero es un instrumento parecido a una opción tipo *call*: el proveedor de capacidad cierra un contrato financiero con el TSO, mediante el cual recibe un pago adicional en sus ventas de energía al mercado siempre y cuando los precios no estén por encima de un determinado precio de ejecución. Si el precio del mercado spot supera al precio de ejecución, el proveedor de la capacidad devolverá la diferencia al TSO.

El regulador tiene que definir el precio de ejecución a incluir en todas las opciones, y los proveedores de capacidad ofertarán para conseguir dichos contratos.

Es necesario establecer criterios claros y metodologías para el cálculo del precio de ejecución. Normalmente, se calcula como el coste de una unidad de pico (*peaker*), indexado al precio del fuel, y el regulador se encarga de calcularlo mensual o trimestralmente. Sus componentes principales han de estar claros, o los inversores en capacidad se sentirán inseguros respecto a entrar en un contrato de opciones en el que el precio de ejecución no sigue una lógica clara.

Una vez se haya cubierto la capacidad deseada en cada subasta, se haya el precio resultante y todos los proveedores de capacidad entran en contratos con el TSO, con los mismos pagos adicionales y los mismos precios de ejecución.

En esta línea, se pueden definir diferentes productos en función de la velocidad de respuesta requerida a las unidades de generación. Asimismo, se pueden tomar diferentes mercados como mercado subyacente (spot y Servicios de Ajuste). Esto daría lugar a pagos diferenciados por producto (si bien ambos productos seguirían la estructura aquí propuesta).

Algunos mercados incluyen la posibilidad de volver a intercambiar estas opciones entre proveedores de capacidad, siempre y cuando se mantenga el compromiso físico (no se permite el trading financiero).

El coste de esta política se socializa entre todos los consumidores finales al incluirlo en los peajes de transporte. Si se calculan correctamente, estos cargos reflejarán la contribución actual de cada tipo de cliente al pico de demanda, consiguiendo eficiencia en su asignación.

El TSO se encarga de realizar todos los pagos a los proveedores y socializa el coste entre los usuarios finales. Además, en los momentos en los que los precios spot estén por encima de los precios de ejecución, el TSO empleará los pagos de los proveedores de capacidad para reducir los costes que pagan los consumidores finales.

3. 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?

Hoy en día apenas existen baterías operativas en España debido a la presencia de barreras regulatorias y a los escasos diferenciales de precio presentes en el mercado.

Desde 2020, el almacenamiento tiene permitido participar en los servicios de balance, que pueden ser una fuente importante de ingresos para las baterías, pero no aportan un nivel de rentabilidad suficiente.

El marco regulatorio no está completo y le faltan ajustes relevantes para que pueda considerarse como ajustado a las directivas y normas europeas. Los principales puntos pendientes son:

- La participación en el mercado de restricciones técnicas.
- La posibilidad de formar parte de zonas de regulación con energías renovables.
- La solución de restricciones técnicas a nivel de distribución.
- La adaptación del P.O. de servicios complementarios de regulación de control (P.O. 7.4).
- La reducción del tamaño mínimo de las zonas de regulación de secundaria.
- Posible desarrollo de un mecanismo de remuneración a la capacidad.

Los tres modelos de negocio actualmente existentes para el almacenamiento son:

- El arbitraje en el mercado diario
- La venta de regulación secundaria (energía y banda)
- La venta de regulación terciaria (energía)

El arbitraje es menos rentable que en otros países de Europa por la escasa variabilidad intradía de los precios del mercado. Según vaya entrando nueva capacidad renovable, los patrones de precios cambiarán y es probable que las diferencias aumenten, haciendo más atractivo este modelo, pero de momento ofrece baja rentabilidad.

La venta de regulación secundaria ofrece un flujo de ingresos constantes, que se pueden obtener mediante la creación de una zona propia o mediante la integración en la zona de regulación de otro operador. Los ingresos no son los más elevados, pero aumentan la facilidad de obtener financiación debido al tipo de negocio.

La venta de energía para regulación terciaria es, de las opciones actualmente disponibles, la que mayor rentabilidad ofrece pero, igual que el arbitraje en el MD, tiene el inconveniente de la variabilidad de sus flujos de caja.

Faltan dos grandes áreas de servicio por desarrollar: la venta de servicios de balance a las compañías de distribución y la participación en los mercados de restricciones técnicas.

- La primera, similar al modelo de prestación de servicios para un área de regulación ajena, prevé la firma de contratos de servicio a largo plazo entre los DSO y los desarrolladores de baterías a cambio de permitir la solución de restricciones técnicas en baja y media tensión. Con el aumento de la generación distribuida, este tipo de problemas se volverán más acuciantes para los DSO, que verán como disminuye su retribución sino son capaces de frenar la congestión en sus redes, o de mantener un nivel de calidad de servicio (gestión de la energía reactiva) acorde con los

requerimientos legales. Actualmente, el marco regulatorio no está desarrollado para esta opción.

- La segunda opción ofrece los precios más elevados dentro de los servicios de ajuste y las baterías, debido a su modularidad y facilidad de instalación, son la tecnología que puede solucionar las restricciones técnicas con menor coste para el sistema.

Dentro del mercado eléctrico español, los precios del mercado no sirven como señales a la inversión suficientes como para fomentar el desarrollo privado de baterías.

Otros países de Europa (RU, Italia) han optado por desarrollar mecanismos que beneficien al desarrollo de las baterías. Los dos grandes ejemplos son el desarrollo de subastas específicas para baterías (como en Francia) o la subasta de servicios a largo plazo para el TSO (como en Italia). En el caso del RU, las instalaciones de almacenamiento pueden beneficiarse del mecanismo de pagos por capacidad (de momento, sólo mediante contratos anuales, si bien se está estudiando que puedan acceder a contratos de mayor duración).

Si se implantase un mecanismo de pagos por confiabilidad, las instalaciones de almacenamiento obtendrían un suplemento a su rentabilidad que podría garantizar su viabilidad (actualmente, no son rentables).

4. 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?

Mediante subastas tecnológicamente neutras, que alternen diferentes horizontes temporales (1 año para existentes, hasta 15 para nuevas y un horizonte intermedio para plantas renovadas (6-7 años)) y que ordenen el sistema a 4/5 años vista.

Dichas subastas han de ser alternadas con subastas intermedias que permitan ir reajustando los valores (t-3, t-2, t-1) como en el caso de Colombia o de UK. Si se permite un mercado secundario de capacidad, en el que los proveedores de capacidad pueden revender sus compromisos a otros agentes, mejoran las posibilidades de cubrir sus posiciones por parte de los agentes. Dichos intercambios han de mantener los compromisos físicos (no estaría permitido el intercambio financiero).

Las subastas, si están correctamente diseñadas y a ellas concurre un número elevado de participantes, van a garantizar la eficiencia en costes.

En lugar de definir las tecnologías que se pueden presentar a las subastas, es preciso que el TSO defina los requisitos técnicos necesarios. Cualquier tecnología que los cumpla, podrá presentarse (esto abre la puerta a tecnologías que actualmente no están maduras, como el hidrógeno).

Las cantidades a subastar en cada año serán calculadas por REE en base a las predicciones más actuales sobre demanda y expansión de la red que posea.

5. 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?

A todas las unidades que tengan capacidad reservada en la interconexión, mediante contratos anuales o de mayor plazo, se les puede permitir participar siguiendo el mismo método que con las demás (sigue siendo necesario definir correctamente los requisitos técnicos).

Si una unidad tiene contratado 100 MWh/d en la interconexión, podrá ofrecer dicha cantidad como energía firme en el mercado teniendo en cuenta las modificaciones que pueda exigir el TSO en su capacitación técnica.

Asimismo, los ofertantes de capacidad firme a partir de Interconexiones han de estar sujetos a las mismas penalizaciones que el resto de agentes si no cumplen con el compromiso contraído con la opción de confiabilidad.

De nuevo, el mecanismo no tiene que especificar tecnologías sino requisitos técnicos.

6. ¿Qué actuaciones se consideran necesarias, en su caso, para asegurar la continuidad y la disponibilidad de un suficiente parque de generación firme con vistas a poder contar con su aportación en los escenarios previstos en el PNIEC?

Además de la implantación de un sistema de pagos por confiabilidad, como el propuesto en el punto 2, es necesario que se afronten otras barreras presentes en el mercado, como imponer la existencia de precios marginales para los servicios auxiliares (las restricciones técnicas se pagan *pay-as-bid*), la retirada de límites a los precios (entre 0 y 180 €/MWh actualmente) o el aumento del volumen de los mercados intradiarios (continuo).

La existencia de otros mercados (mercado de contratos bilaterales, mercados de futuros, derivados eléctricos, mercados secundario de capacidad) aumentarán significativamente la eficacia de este mecanismo.

7. ¿Se considera necesaria algún tipo de regulación adicional sobre instalaciones de generación en caso de que no sean necesarias durante un periodo de tiempo, pero puedan volver a incorporarse cuando su aportación sea requerida?

Actualmente, se está considerando la implantación de un servicio de reserva estratégica para unidades que estén fuera del mercado (Reserva Estratégica de Respuesta Rápida (RERR))¹. Dicho mecanismo no influye en los precios del mercado (dado que sólo unidades que no participen en el mercado de energía son elegibles).

Si se asigna la capacidad mediante subastas tecnológicamente neutrales, se garantiza la eficacia en la asignación. En el mecanismo propuesto, se contempla tanto la participación de la demanda como de centrales de generación.

¹ PROYECTO DE ORDEN POR LA QUE SE CREA LA RESERVA ESTRATÉGICA DE RESPUESTA RÁPIDA PARA EL RESPALDO DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La UE considera este tipo de mecanismos como algo temporal, útil mientras el mercado se realinea y vuelve a su equilibrio, y suele ir destinado a centrales cerca del final de su vida. En el caso español, busca asimismo sustituir el servicio de interrumpibilidad.

Las unidades bajo este sistema han de recibir un pago mayor en caso de activación que los costes del mercado, por lo que su coste es mayor que en otros sistemas. En el caso español, su coste se situaría en el máximo permitido por el mercado (180 €/MWh).

Dado que las opciones de confiabilidad y la RERR se otorgan por periodos de un año para las instalaciones existentes, pueden cohabitar con facilidad: una central que decida salir del mercado en t+2, puede recibir pagos por confiabilidad hasta t+1 y mantenerse dentro de la reserva estratégica a partir de ahí. Si en el futuro quisiera volver, sólo tiene que volverá participar en las subastas de opciones de confiabilidad.

8. ¿Qué otras medidas, distintas de los mecanismos de capacidad, pueden permitir lograr los objetivos medioambientales y energéticos (flexibilidad, otras soluciones específicas del lado de la demanda y del almacenamiento, ...)?

- Marco regulatorio completo y estable para el almacenamiento y la gestión de demanda. Completar los desarrollos normativos pendientes lo antes posible (ver pregunta 3)
- Modificaciones en el diseño de mercado para dotarlo de una mayor flexibilidad (ej. periodo base de programación de 15 minutos). Estos cambios pretenden dotar de una mayor flexibilidad al mercado y por tanto beneficiarán a las tecnologías más flexibles (baterías, gestión de la demanda) frente a las tecnologías de respaldo tradicionales (unidades térmicas e hidro) cuya capacidad de respuesta y flexibilidad es menor.
- Mecanismos de subastas para asignar nueva capacidad de almacenamiento o permitir su participación en las subastas de nueva capacidad renovable.
- Permitir la participación del almacenamiento y gestión de la demanda en los servicios de resolución de restricciones técnicas.
- Reducir el tamaño mínimo de las zonas de regulación secundaria y permitir la combinación de diferentes tipos de instalaciones (almacenamiento con instalaciones de generación y/o demanda) para constituir una unidad programación.
- Desarrollar servicios de ajuste a nivel distribución
- Bajar las ofertas mínimas en servicios auxiliares a 1 MW. Del mismo modo, hay que permitir a los agregadores de demanda juntar varias cargas para llegar a dicha barrera.

2. CONTEXTO

Recientemente, el Ministerio de Transición Ecológica lanzó una consulta pública² sobre la posibilidad de aplicar mecanismos de remuneración de la capacidad de generación en España (pagos por capacidad).

El objetivo de dicha consulta es obtener la opinión de los diferentes agentes del mercado español respecto a un eventual mecanismo de pagos por capacidad, para valorar su necesidad y para contribuir a su diseño final.

En informes anteriores, hemos resaltado la necesidad de crear mecanismos adicionales de remuneración para las instalaciones de almacenamiento, dada la baja variabilidad de los precios en el mercado español. La falta de precios elevados, así como la ausencia de mecanismos que puedan remunerar correctamente la flexibilidad, hacen que los objetivos de instalación de instalaciones de almacenamiento que figuran en el PNIEC no resulten viables sin incentivos adicionales.

La Consulta Pública aborda la idoneidad de diferentes mecanismos de mercado para fomentar la flexibilidad, y otorga un papel fundamental a la concordancia con la regulación europea (Reglamento (UE) 2019/943), para evitar posibles sanciones por ayudas de estado.

AEPIBAL, en su papel de representante de las instalaciones de almacenamiento, quiere exponer una visión completa del papel que pueden desempeñar los mecanismos de pagos por capacidad para aumentar la flexibilidad del mercado eléctrico.

Con este breve informe queremos hacer una introducción a los sistemas de remuneración de la capacidad, su justificación económica, los tipos existentes y las experiencias internacionales, así como exponer la postura de la UE al respecto, dado su papel como regulador último del mercado eléctrico europeo.

² CONSULTA PÚBLICA PREVIA RELATIVA A LA IMPLEMENTACIÓN DE MECANISMOS DE CAPACIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

3. INTRODUCCIÓN A LOS PAGOS POR CAPACIDAD

Tabla 1 -Conceptos Clave

- Mercados de Sólo Energía
- Adecuación del sistema
- Sistemas de pago por capacidad
- Flexibilidad
- Unidades de pico (*peakers*)
- Precios de escasez
- *Missing Money*
- Señales de precio del mercado
- Cap prices

La adecuación de un sistema eléctrico se puede definir como su capacidad para cubrir la demanda existente en cualquier momento. La adecuación de balance y flexibilidad, por otro lado, se refiere a la capacidad del sistema de responder antes cambios imprevistos o perturbaciones en la red (mucho más relacionados con la flexibilidad de las instalaciones y su habilidad para gestionar los gradientes de subida/bajada). El tercer elemento que se emplea para definir la adecuación es la idoneidad de la red de transporte, que se refiere a la capacidad de la red para repartir los volúmenes generados de manera eficiente. Está intrínsecamente relacionado con los otros dos elementos y requiere grandes inversiones pero, dado que el transporte no es un segmento liberalizado, vamos a concentrar este análisis en los otros dos elementos (ambos, gestionados mediante un mercado).

La adecuación del sistema eléctrico es inelástica en el corto plazo, dado que los tiempos de construcción de nuevas unidades son largos (3 años para un CCGT, mayor para otras tecnologías como la hidro y mucho menor para ciertas tecnologías no gestionables, como la eólica o la solar).

El problema de la adecuación del sistema es que, durante periodos de muy alta demanda, los precios crecerán rápidamente haciendo que centrales “durmientes” se enganchen a la red para suministrar energía ya que, en caso contrario, habría un desbalance y habría que cortar el suministro en algunos puntos. Dado que los cortes de suministro tienen unos costes sociales relevantes (y son políticamente inaceptables), si los mercados de sólo energía³ no son capaces de dar los incentivos correctos a los inversores para evitar estas situaciones, entonces será necesario incluir mecanismos adicionales para garantizar la adecuación.

Además de la adecuación (correcto dimensionamiento), la flexibilidad del sistema se ha convertido en una preocupación creciente en las últimas dos décadas. En mercados eléctricos de todo el globo, pero especialmente en Europa, una nueva situación se ha desarrollado en los últimos diez años: el descenso de la demanda (debido a la crisis económica y a las mejoras en eficiencia) ha tenido lugar al mismo tiempo que el desarrollo masivo de las fuentes de generación intermitentes (eólica y solar). Este tipo de activos de generación no son gestionables

³ Aquellos que se basan en el precio de la generación vendida únicamente, sin tener en cuenta la capacidad disponible.

y pueden contribuir mucho más a los volúmenes (MWh) que a la demanda (MW) dado que su energía no es firme.

Además, la mayor parte de esta energía no gestionable fue sostenida por sistemas de apoyo que las volvieron altamente independientes de los precios del mercado. De esta manera, los mercados se enfrentan a una situación de exceso de capacidad, en la que se juntan volúmenes significativos de energía no gestionable y el aumento de las necesidades de flexibilidad operativa.

Algunos generadores térmicos, que fueron pensados para funcionar como carga base (por encima de 5,000 horas anuales), han visto fuertemente reducidas sus horas de operación. Dichas unidades han de permanecer conectadas a la red para substituir a las energías no gestionables cuando éstas dejan de producir, pero producen un menor número de horas y han de subsistir con los precios que pueden capturar.

A la vez, el número de horas pico ha descendido, ya que la producción intermitente y de bajo coste cubre una parte de los picos, impidiendo que los precios asciendan lo suficiente como para que las unidades que sólo cubren los precios (*peakers*) resulten rentables.

Si combinamos ambos efectos, pocas horas de pico y precios pico bajos, el resultado para las unidades de pico es una fuerte reducción de la rentabilidad. Incluso si la producción renovable no tuviese lugar, los precios durante los periodos de escasez tienen que ser muy elevados para permitir que las unidades de pico sean rentables. Sin embargo, los precios muy elevados no son fácilmente aceptables para la opinión pública, y en la mayor parte de los mercados eléctricos existen precios máximos que impiden a las unidades de pico recuperar sus costes de inversión (en España, actualmente son 180 €/MWh, aunque se está estudiando ampliarlo a 300 €/MWh y en los mercados de ajustes son 9,999 €/MWh).

Los mecanismos de remuneración de la capacidad permiten a los propietarios de capacidad firme disponer de un flujo de ingresos adicional, separado del mercado diario, que les permite obtener un flujo estable de ingresos, en lugar de depender de picos de precios muy variables y poco frecuentes. Las instituciones financieras están más inclinadas a financiar modelos de negocio estables que otros que se basan en eventos impredecibles y poco frecuentes. De esta manera, los costes de capital de los inversores disminuyen.

Los generadores pueden cubrirse frente a los riesgos de precio si cierran contratos financieros de venta a largo plazo, pero este tipo de contratos no están suficientemente desarrollados y cubren periodos de tiempo más cortos de lo necesario (en España, el máximo es 7 años, pero la liquidez de productos a más de 3 años es casi inexistente). Como excepción a esta norma, podemos citar el caso australiano, en el que el mercado se ha basado en el desarrollo de derivados financieros y contratos a largo plazo para asegurar la adecuación del sistema a largo plazo.

Podemos destacar cuatro motivos principales por los cuales los mecanismos de pagos por capacidad resultan necesarios y por los que se han ido implantando en los mercados eléctricos en los últimos años:

- Aumento de las necesidades de flexibilidad

Algunas unidades de generación o almacenamiento presentan altos niveles de flexibilidad, que les permiten aumentar o disminuir rápidamente su producción/consumo y adaptarse a las condiciones cambiantes del sistema.

Estas unidades resultan críticas para asegurar la seguridad de suministro y para mitigar la naturaleza intermitente de las fuentes de generación renovables. Su labor se vuelve indispensable para el sistema cuando crecen los niveles de producción renovable, pero esa misma producción reduce sus niveles de actividad (pueden producir durante menos horas), reduciendo su rentabilidad y dificultando su desarrollo.

- Precios nulos o negativos y márgenes bajos

La mayor parte de las renovables tiene costes marginales iguales a cero o muy bajos, y muchas de ellas fueron inicialmente sostenidas por esquemas de incentivos ajenos al mercado (FIT, FIP, primas). Su presencia cada vez mayor en el mix de generación resulta en menores precios de mercado para todos los agentes, al desplazar a unidades más caras (*merit order effect*).

Además, se produce un descenso en el número de horas en las que las unidades con energía firme están operativas, de manera que funcionan menos horas y por un margen más bajo, haciendo que su operación resulte menos rentable y aumentando el riesgo de hibernación o salida del mercado.

Adicionalmente, los precios se han vuelto más volátiles, lo que aumenta las dificultades de financiación

- Precios máximos y el problema del dinero desaparecido⁴

Incluso sin el aumento de la producción renovable (con los problemas que implica para la rentabilidad de otros agentes con capacidad de proveer energía en firme), los costes de inversión pueden no llegar a ser recuperados por los inversores en un mercado de sólo energía.

A pesar de que los breves periodos de precios altos (o muy altos) pueden estar legítimamente necesitados para garantizar la adecuación de la capacidad, pueden resultar social o políticamente inaceptables. Como resultado, se han impuesto límites de precios en muchos mercados de sólo energía (JPM, ISO-NE, España, Alemania, Francia, Argentina, etc.)⁵. Estos límites de precios impiden que las unidades de pico puedan recuperar su inversión, creando el problema del “dinero desaparecido” (*missing money*).

Esta situación se ve agravada por el exitoso desarrollo de las renovables, que contribuyen a diluir las señales de precio necesarias para que el mercado desarrolle capacidad de generación flexible.

- Riesgos de hibernación/salida del mercado

Los sistemas eléctricos europeos se enfrentan al riesgo de hibernación y salida del mercado de algunas unidades vitales para el sistema, mientras que la inversión en nuevos activos que aporten flexibilidad se ve ralentizada. Tanto las plantas nuevas como las existentes son cruciales para mantener la adecuación del sistema y garantizar la seguridad de suministro, pero los precios del mercado no son suficientes para convencer a los inversores. Esta situación ha de

⁴ The “missing money” problem.

⁵ También se pueden imponer precios minoristas máximos, aunque han sido menos frecuentes.

contemplarse en el contexto de los planes de retirada existentes en buena parte de los mercados europeos (carbón y nuclear), que aumentará las necesidades de nueva generación flexible.

En el caso español, a lo largo de 2020, obtuvieron la autorización para retirarse 5.460 MW de carbón de los 9.500 MW instalados. El resto de las centrales se irán retirando progresivamente (sólo se prevé la permanencia de 2 centrales en la península y otra más en Baleares).

En consecuencia, ha ido creciendo el consenso dentro de los mercados europeos sobre la necesidad de implantar mecanismos de pagos por capacidad para atraer nuevas inversiones que garanticen la flexibilidad del sistema.

Un mecanismo de pagos por capacidad puede resultar necesario para convencer a los inversores para entrar en mercados en los que las señales de precio han sido distorsionadas por la intervención de las autoridades. Este tipo de intervención puede haber afectado a los precios máximos (*cap prices*) o haber favorecido el desarrollo de energías renovables (o el carbón nacional), pero engloba a todas las acciones regulatorias que interfieran en la operación normal del mercado.

Con los pagos por capacidad, los inversores se liberan del riesgo de incertidumbre sobre sus ingresos futuros, que puede afectar al valor de los activos que desarrollen (normalmente, debido a precios o volúmenes menores de lo esperado). Si un sistema de pagos por capacidad correctamente diseñado se pone en marcha, el nuevo reparto del riesgo entre inversores y consumidores permitirá conseguir el objetivo (asegurar la adecuación del sistema) a un coste menor que si no hubiera pagos por capacidad (dado que los inversores requerirían mayores beneficios a cambio de un nivel menor de certidumbre para su inversión).

Un mercado de sólo energía que funcione perfectamente se basa en picos de precio para completar la remuneración de las plantas: eventos escasos e impredecibles en los que los consumidores (indirectamente) se enfrentan a una escalada de precios temporal. Estos precios extremos (precios de escasez) se producen si la capacidad disponible no es capaz de cubrir la demanda existente, y unidades adicionales, fuera del mercado normalmente, han de cubrir dicho déficit de generación. Estas unidades van a pedir precios lo suficientemente altos como para recuperar el coste de mantener sus unidades conectadas al sistema (no su coste variable, sino un coste equivalente a sus costes totales anuales divididos por el número esperado de horas en funcionamiento).

Estos periodos de estrés (periodos de escasez) suelen coincidir con periodos de déficit de generación, lo que crea una situación en la que los generadores obtienen beneficio a costa de los consumidores (puede llegar a ser necesario recurrir a cortes selectivos de suministro) y crean un incentivo perverso para los generadores, que pueden verse tentados a retirar capacidad del mercado para beneficiarse de la posterior subida de precios.⁶

⁶ Como ejemplo dentro del mercado español, se puede citar la controversia respecto a la subida de precios de las Subastas CESUR en diciembre de 2013, cuando parte significativa de la capacidad térmica y gran hidro de los principales operadores del país estaba indisponible. Ver INFORME SOBRE EL DESARROLLO DE LA 25ª SUBASTA CESUR PREVISTO EN EL ARTÍCULO 14.3 DE LA ORDEN ITC/1659/2009, DE 22 DE JUNIO, CNMC (2014).

Por otro lado, los inversores que han de depender de estos periodos de escasez estarán preocupados por potenciales intervenciones políticas en caso de precios elevados (límites de precios ad-hoc en determinadas circunstancias para tranquilizar a la opinión pública).

Incluso si los precios de escasez están presentes sin limitaciones, la capacidad de generación puede desarrollarse siguiendo un patrón de auge y caída (*boom and bust logic*): un mercado con déficit de capacidad resultará en frecuentes periodos de escasez con precios altos, provocando un aumento del interés de los inversores y un aumento de la capacidad. Dado que los tiempos de construcción pueden tardar entre 2 y 7 años en función de la tecnología, pueden desarrollarse demasiados proyectos a la vez. Cuando toda esa capacidad entre en el mercado, el mercado se verá inundado, provocando una depresión de los precios y, consecuentemente, de la nueva inversión necesaria, dando lugar a un nuevo ciclo de infra inversión que volverá a crear las condiciones iniciales (y así sucesivamente).

Los mecanismos de capacidad proporcionan a los generadores un nuevo flujo de ingresos, que les permite estabilizar sus ingresos futuros sin la necesidad de basarse en periodos de escasez que pueden ocurrir o no.

Como tales, los mecanismos de capacidad si están bien diseñados ayudan a reducir el riesgo de los mercados eléctricos al asegurar unos ingresos mínimos a los generadores y asegurar que se atrae un nivel de inversión suficiente al sector.

Ha habido mucha controversia respecto a la habilidad de los mercados de sólo energía, completados con mercados a futuros, para desarrollar adecuación de la capacidad de generación sin la presencia de pagos por capacidad. Según la teoría económica, los mercados de sólo energía, en condiciones de competencia perfecta y si se completan con mercados futuros a largo plazo, llevarán a los inversores a construir a tiempo la cantidad de capacidad adecuada.

El problema del dinero desaparecido se puede mitigar si hay un mercado de futuros con liquidez y un rango de productos suficiente, aunque la competencia en el sector minorista (si existe) trabajará en la dirección opuesta, al crear incentivos a los comercializadores a infra contratar capacidad para reducir los costes totales de compra. Esta presión de los mercados minoristas puede ser evitada si se imponen obligaciones de contratar capacidad, basadas en la contribución al pico de cada comercializadora (de manera que se crea un mercado de capacidad).

Sin embargo, los mercados no son perfectos; no hay información perfecta, no hay neutralidad ante el riesgo y no hay competencia perfecta entre empresas. Como resultado, se pueden encontrar muchos ejemplos históricos en los que los mercados de sólo energía no han sido capaces de desarrollar el nivel adecuado de capacidad (California, Colombia, Argentina, diseño inicial del mercado de Inglaterra y Gales).

Es este tipo de situaciones, el desarrollo de un mecanismo de remuneración de la capacidad puede resultar beneficioso para el sistema.

Tabla 2 – Desencadenantes y Objetivos de los Mecanismos de Remuneración de la Capacidad

Desencadenantes	Objetivos
<ul style="list-style-type: none"> • Necesidades de flexibilidad • Reemplazo de capacidad nuclear/de carbón • Necesidades de nueva capacidad • Baja rentabilidad para los productores termales • Necesidades locales de capacidad (si hay restricciones en la red y no existen precios zonales) 	<ul style="list-style-type: none"> • Adecuación de la oferta • Desarrollo de gestión de la demanda • Asegurar disponibilidad de generación de respaldo • Limitar los picos de precios (protección al consumidor final) • Incentivar la flexibilidad y la disponibilidad

3.1. TIPOS DE MECANISMOS DE REMUNERACIÓN DE LA CAPACIDAD

Los mecanismos de RC se pueden clasificar por muchas características, pero las 3 dimensiones principales para clasificarlos son las siguientes.

Tabla 3 -Tipos de Mecanismos de Remuneración de la Capacidad

	Tickets de Capacidad	Reserva Estratégica	Subastas de Capacidad	Obligaciones de Capacidad	Opciones de Confiabilidad
Basados en precio vs volumen	Precio	Volumen	Volumen	Volumen	Volumen
Dirigidos vs. Market Wide	Dirigidos o Market-wide	Dirigidos	Market-wide	Market-wide	Market-wide
Centralizados vs. descentralizados	Centralizado	Centralizado	Centralizado	Descentralizado	Centralizado/Descentralizado

Los mecanismos basados en precio son aquellos en los que un agente (el ministerio, el regulador o el TSO) establece un precio por la capacidad y los participantes potenciales determinan el nivel de capacidad de apoyo. Se les conoce como **Tickets de Capacidad**.

Dicho precio ha de ser administrativamente fijado por una agencia central, calculado como una aproximación del coste anual total de un generador (en caso de que no se les permita participar en los mercados posteriormente) o de sus costes fijos (en caso de que sí puedan participar). Normalmente, aquellas plantas que reciben pagos por capacidad siguen participando en el mercado de energía. Mecanismos como éstos, dirigidos a partes específicas del parque de generación, se emplearon en Italia, España y Portugal y están vigentes en Argentina.

El cálculo de los costes es complejo y está sujeto a mucha incertidumbre, dado que aplica tanto a la capacidad entrante como a la existente, y dado que las condiciones reales son mejor conocidas por cada operador que por la autoridad central. Calcular el precio adecuado es complejo y se requieren regulaciones complicadas que fijen la metodología a emplear. En el lado opuesto, es un mecanismo simple y muy fácil de entender para los inversores.

Otro problema de los tickets de capacidad es que normalmente no están relacionados con la actuación real de las plantas durante los momentos de estrés para el sistema. Por ello, los generadores no tienen incentivos reales a permanecer conectados durante los periodos de estrés. Una manera de solucionar este problema es indexar los pagos por capacidad a los niveles de potencia realmente entregados durante las horas críticas, como actualmente se hace en Argentina.

Con este tipo de mecanismos, la adecuación de la capacidad de generación no está garantizada, dado que los precios fijados pueden ser muy bajos como para atraer inversores (o muy altos, y resultar en costes excesivos para el sistema).

La lógica detrás de los **mecanismos basados en el volumen** es la opuesta: una agencia central (normalmente, el TSO) determina los niveles requeridos de generación y flexibilidad para el sistema, sobre la base de las previsiones actualizadas de demanda y desarrollo de la red. Una vez fijadas las necesidades, se abre un mercado para los potenciales proveedores de capacidad.

Los mecanismos basados en el volumen han sido los más empleados en la UE en los últimos años. Podemos distinguir los siguientes tipos:

- **Subastas de capacidad:** una agencia central organiza una subasta en la que los proveedores de capacidad venden su compromiso de permanecer disponibles durante los periodos de estrés del sistema (como en RU). Los requisitos totales de capacidad son fijados por una agencia central (TSO, regulador) con varios años de antelación y se ofrecen en una subasta central. Los proveedores de capacidad también pueden acudir al mercado de energía. Se pueden imponer diferencias para la capacidad existente y la nueva (duración de los pagos). Dado que pueden seguir acudiendo al mercado, las subastas de capacidad implican el riesgo de que los inversores no tomen sus decisiones basándose en las señales del mercado de energía y también de que la capacidad entrante expulse a la capacidad existente.
- **Obligaciones de Capacidad:** las comercializadoras de electricidad y los grandes consumidores están obligados a presentar compromisos de capacidad firme que cubran su aportación prevista al pico total del sistema más un margen de reserva. De esta manera, se crea un mercado para los proveedores de capacidad. Las comercializadoras y los grandes clientes son penalizados si no cuentan con los niveles de capacidad requeridos. Los mercados de capacidad creados por las obligaciones permiten a los generadores obtener beneficios extra y les proporcionan los incentivos necesarios para construir nuevas reservas de capacidad más allá de las reservas a corto plazo para los SSAA. El nivel de compromiso es el mismo que en el caso de las subastas, pero las transacciones se dan de manera bilateral (descentralizada, como en Francia).
- **Opciones de Confiabilidad:** instrumentos que combinan el compromiso físico de las subastas de capacidad con una opción comercial tipo *call*. Los proveedores de capacidad pueden cerrar contratos con una contraparte (TSO, comercializadoras, grandes consumidores). Este contrato funciona con una opción *call*, por la cual el comprador puede fijar el precio de la energía durante un periodo de pico. Durante periodos de escasez, la contraparte ejercerá su opción y sólo pagará el precio de ejecución (*strike price*). Por otro lado, los proveedores de capacidad tienen el compromiso de estar

disponibles durante los periodos de estrés, y están sujetos a un estricto sistema de penalizaciones. Dependiendo de cómo se estructure el mercado, pueden ser sistemas centralizados o descentralizados.

- **Centralizados:** una agencia central (TSO, regulador, OM) determina el nivel de capacidad necesario, las condiciones contractuales y se convierte en el comprador único de la capacidad, cuyos costes son asignados a toda la demanda (como en Colombia o ISO-NE)
- **Descentralizados:** las comercializadoras y grandes clientes están obligados a cubrir su contribución al pico de demanda, y se crea un mercado en el que compradores y vendedores de capacidad pueden establecer libremente los términos de los contratos (duración, mercado de referencia). De momento, es sólo un diseño teórico.

Las Reservas Estratégicas son un mecanismo dirigido y basado en volumen, enfocado a unidades que están fuera del mercado, de manera que se eliminan las distorsiones en los precios de la energía (que disminuyan los precios de la energía para aquellos que no estén cubiertos por este mecanismo, lo cual resulta en que el resto del mercado acabará necesitando flujos de ingreso adicionales en el futuro).

Dicho sistema está actualmente vigente en Bélgica, Polonia, Suecia o Alemania. Bajo este esquema, una agencia central (TSO, regulador, ministerio) decide el nivel de capacidad necesario con unos años de antelación y contrata dicha capacidad (la reserva estratégica) normalmente a través de un sistema competitivo (subastas).

Es España se ha presentado recientemente un proyecto de ley que contempla este tipo de mecanismo. Al prohibir la participación en otros mercados, limita su aplicabilidad a la demanda interrumpible y a centrales que estén retirándose del mercado.

Aquellas unidades que no forman parte del mercado son elegibles, aumentando la seguridad de suministro sin afectar a los precios spot (permitiendo que se produzcan precios de escasez en el mercado). Sólo se activan los pagos en caso de déficit de capacidad (que ha de ser definido por el TSO en base a condiciones objetivas del sistema).

La UE considera que este tipo de mecanismos es útil hasta que el mercado vuelve a su equilibrio (en el caso alemán, este sistema se ha concebido como una medida transitoria para actuar como respaldo para el apagón nuclear, una decisión política impuesta al mercado y no tomada por los inversores).

3.2. POSICIÓN DE LA UE

En los últimos años, la UE ha sometido a valoración los sistemas de pagos por capacidad desarrollados por alguno de los países miembros. Es especialmente notorio el caso del RU, donde el sistema fue introducido en 2014, pero se mantuvo en evaluación hasta octubre de 2019 (y fue suspendido desde noviembre de 2018) hasta que la UE decretó que el sistema no era lesivo para el desarrollo del mercado común, pero obligó a introducir algunas modificaciones.

Según la CE⁷, los siguientes elementos son necesarios para obtener un adecuado diseño para un mecanismo de remuneración de la capacidad:

- **Debe apoyar el mercado interno de electricidad:** el mecanismo tiene que permitir el comercio transfronterizo en todos los marcos temporales (a futuro, DA, ID, mercados de balance)
- **Neutralidad tecnológica:** ha de estar abierto a todo tipo de tecnologías (incluyendo gestión de demanda y almacenamiento) y cubrir tanto nueva capacidad como capacidad existente. Como recomendación, la CE prefiere que se definan criterios de participación para el mecanismo en lugar de definir las tecnologías permitidas.
- **Competición y participación transfronteriza:** los precios de los pagos por capacidad han de cambiar según el mercado, mientras que la participación de las interconexiones, mediante contratos a capacidad a largo plazo, ha de ser incluida.
- **Eficiencia respecto a la entrada y salida del mercado:** los límites de precios deben ser evitados para proporcionar las señales de precio adecuadas a los inversores.
- **Eficiencia en la asignación de costes** del sistema a las diferentes categorías de clientes, de acuerdo con su contribución al pico de demanda en periodos de estrés (en caso contrario, se produciría subsidios cruzados entre categorías de clientes)
- **Seguridad de suministro:** garantizar la adecuación de la capacidad de generación, de balance y de flexibilidad del sistema.
- **Ser simple:** para mejorar la participación en el mercado y aumentar la confianza de los inversores.
- **Facilitar la obtención de financiación:** para atraer a los inversores, los mecanismos de pagos por capacidad han de presentar garantías de pago, ser estables y transparentes.
- **Imponer límites a las emisiones:** desde 2019, ninguna unidad que emita más de 550 gr. de CO₂/kWh; desde 2025, 350 gr. de CO₂/kWh.

3.3. PROPUESTA PARA EL CASO ESPAÑOL

El mercado español presenta un elevado grado de sobrecapacidad, pero gran parte de la potencia instalada no es gestionable, lo cual limita la flexibilidad del sistema. Este problema se ve agravado por el cierre de las centrales de carbón y el cierre (ordenado) de las centrales nucleares al final de sus vidas útiles. Las variaciones en la producción de FV y eólica requiere mantener a unidades convencionales/de almacenamiento que puedan dar el respaldo necesario.

El sistema eléctrico español no necesita un sistema de pagos por capacidad para aumentar su capacidad de generación (que está previsto que crezca a 3 GW anuales hasta 2030), pero sí lo necesita para asegurar la presencia de tecnologías de respaldo: dichas unidades tendrán poco

⁷ Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. European Union. November 2016.

volumen de venta en el mercado diario, pero resultarán fundamentales para mantener la estabilidad de la red. Por ello, sus canales de ingreso han de verse ampliados para reflejar el valor que realmente aportan al sistema. Dicho sistema de remuneración de la capacidad tiene que ser tecnológicamente neutral, pero ser claro en la descripción de las características técnicas necesarias, para que lo puedan aprovechar aquellas tecnologías mejor preparadas (gestión de demanda, baterías, plantas térmicas o hidro, u otras que todavía están en fase de desarrollo).

Los modelos económicos predicen que los mercados eléctricos, en un entorno competitivo y bajo circunstancias ideales, proporcionarán los incentivos necesarios para el desarrollo del nivel de capacidad adecuado. En consecuencia, en muchos países se instauraron mecanismos basados únicamente en los mercados de energía. Sin embargo, dejar todas las decisiones de inversión en capacidad en manos privadas ha demostrado ser arriesgado en muchos casos históricos.

En alguno de los sistemas de pagos por capacidad analizados, como las obligaciones de capacidad y los mercados descentralizados de opciones de confiabilidad, se aplican penalizaciones a los generadores/comercializadoras que no proveen el nivel adecuado de capacidad. Estas medidas resuelven financieramente el problema, pero no garantizan que la potencia sea realmente entregada (ni evita eventuales desconexiones de los consumidores). Esto puede ser un resultado socialmente inaceptable, que puede derivar en falta de inversión y déficit crónico de capacidad, como en el caso de California.

En contraste, los sistemas centralizados son más eficaces asegurando la adecuación del sistema y proporcionan a los inversores con un nivel de seguridad suficiente como para entrar en el mercado. El problema con este tipo de esquemas es que el diseño ha de ser adecuado para permitir la asignación eficiente de capacidad (por tecnologías y por localización) y para evitar costes excesivos para el sistema.

Los pagos directos por capacidad (*capacity tickets*), determinados de manera centralizada, no son la opción preferida, porque no garantizan la asignación eficiente, suelen resultar en costes elevados para el sistema y han sido considerados por la UE como una opción subóptima que ha de ser evitada.

Entre los mecanismos basados en el volumen, las subastas de capacidad se han convertido en el instrumento más empleado, ya que permiten a la capacidad existente y a los inversores potenciales revelar sus costes reales a la vez que garantizan la neutralidad tecnológica. Dicha característica no es en absoluto irrelevante en un contexto en el que la UE requiere que cualquier mecanismo de pagos por capacidad implantados por los países miembros han de incluir tanto las interconexiones como la gestión de la demanda.

Las subastas implican elevados costes administrativos, pero pueden celebrarse anualmente y conseguir una asignación eficiente de la capacidad. Si el producto ofertado toma la forma de una opción, entonces los picos de precios pueden ser limitados a la vez que se garantiza la adecuación de la capacidad.

Los mercados descentralizados de opciones son herramientas útiles en mercados maduros, en los que hay un elevado grado de competición entre los agentes y en los que se hayan desarrollado mercados robustos y líquidos de productos futuros y derivados, que proporcionan a los agentes con una amplia gama de opciones para cubrir sus posiciones. Aquellos mercados

que no estén tan desarrollados pueden verse beneficiados por sistemas centralizados coordinados por el TSO.

Otra solución centralizada es la reserva estratégica. Este mecanismo se basa en remunerar únicamente a instalaciones que estarían fuera del mercado de no ser por la reserva estratégica. De esta manera, el mecanismo no interfiere con los precios del mercado diario. La UE considera las reservas estratégicas como un elemento temporal de transición, destinado a resolver un problema mientras el mercado recupera su equilibrio. En el caso español, las necesidades de flexibilidad irán aumentando en el futuro, por lo que no parece el mejor mecanismo.

En España se está desarrollando actualmente una propuesta de RD para implantar un sistema de reserva estratégica, abierto a instalaciones que no participen en otros mercados. Este sistema está dirigido a grandes clientes industriales (previamente cubiertos por el servicio de interrumpibilidad) y a centrales térmicas que estén abandonando el mercado. Por lo tanto, su capacidad será limitada y, aunque ayudará a aumentar la estabilidad del sistema, será necesario implantar mecanismos adicionales con un rango de acción mayor.

Si a la asignación eficiente y a la seguridad de suministro proporcionada por las subastas de capacidad añadimos menores distorsiones de precios y la posibilidad de reducir los picos de precios, podemos diseñar un mecanismo más robusto.

Bajo un **sistema de opciones de confiabilidad**, el vendedor de capacidad renuncia a los precios de escasez durante los momentos de estrés para el sistema a cambio de tener un sistema de pagos más estable. Las comercializadoras, a cambio, pagan precios más elevados a cambio de limitar los picos de precios.

Este resultado también puede obtenerse mediante el empleo correcto de contratos futuros, pero las opciones de confiabilidad incluyen un compromiso físico de entrega de capacidad, de manera que la adecuación del sistema queda garantizada.

Este sistema ha sido la opción elegida en algunos mecanismos de remuneración de la capacidad recientemente implementados en Europa (Italia, Irlanda) y ha demostrado ser la evolución más exitosa de los mercados de capacidad en EE. UU. (ISO-NE).

Por todo ello, un **mecanismo centralizado de opciones de confiabilidad**, en el que el producto de capacidad se asigna **mediante subastas tecnológicamente neutras**, nos parece la opción más adecuada para el mercado español.

Esta medida debería ser completada con la creación de un **mercado secundario de capacidad**, con medidas para **aumentar la liquidez de los mercados** de futuros y derivados y con la **supresión de cualquier limitación a los precios** en el mercado diario.

Pregunta	Propuesta de respuesta resumida
<p>1. 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, ¿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?</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrecapacidad y aumento de las necesidades de flexibilidad por la intermitencia de las RES-E • Precios nulos o negativos y márgenes bajos por el merit order effect provocado por la generación renovable • Presencia de precios máximos en el mercado y el problema del dinero desaparecido • Riesgos de hibernación/salida del mercado por la baja rentabilidad de los proveedores de energía firme • Los límites de precios no permiten recuperar toda la inversión • El funcionamiento de los mercados no es perfecto • Un mecanismo de pagos por capacidad aseguraría la rentabilidad de los proveedores de energía firme
<p>2. ¿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, otras...)?, ¿por qué? ¿El modelo que propone se asemeja a alguno de los existentes o previstos en otros países europeos?</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de pagos por confiabilidad centralizado • Asignación mediante subastas tecnológicamente neutrales, que permitan participación de las IC y de la gestión de demanda • Sistema gestionado por REE (previsiones y pagos) • Un proveedor de confiabilidad recibirá una prima en €/MWh por cada MWh que produzca y venda en el mercado spot <ul style="list-style-type: none"> • estará obligado a entregar la energía comprometida (en MWh/día) o se enfrentará a graves penalizaciones • seguirá vendiendo su energía en el mercado pero devolverá al TSO todo lo que cobre por encima del precio de ejecución. • Sistema de penalizaciones por incumplimiento • Asignación a los clientes finales en función de su contribución al pico de demanda • Necesario completar con mercados de contratos (futuros y derivados)

Pregunta	Propuesta de respuesta resumida
	<ul style="list-style-type: none"> • Similar a ISO-NE, Italia, Irlanda y última subasta de Portugal.
<p>3. ¿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?</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El marco regulatorio no está completo y le faltan ajustes relevantes: <ul style="list-style-type: none"> • La participación en el mercado de restricciones técnicas. • La posibilidad de formar parte de zonas de regulación con energías renovables. • La solución de restricciones técnicas a nivel de distribución. • La adaptación del P.O. de servicios complementarios de regulación de control (P.O. 7.4). • La reducción del tamaño mínimo de las zonas de regulación de secundaria. • Posible desarrollo de un mecanismo de remuneración a la capacidad. • Dentro del mercado eléctrico español, los precios del mercado no sirven como señales a la inversión suficientes como para fomentar el desarrollo privado de baterías. • Si se implantase un mecanismo de pagos por confiabilidad, las instalaciones de almacenamiento obtendrían un suplemento a su rentabilidad que podría garantizar su viabilidad (actualmente, no son rentables).
<p>4. ¿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?</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Subastas tecnológicamente neutras, con diferentes horizontes temporales (1 año para existentes, hasta 15 para 6-7 para renovadas) y que ordenen el sistema a 4/5 años vista. • Completar con subastas intermedias que permitan ir reajustando los valores (t-3, t-2, t-1). • Permitir un mercado secundario de capacidad (no estaría permitido el intercambio financiero). • El TSO defina los requisitos técnicos necesarios. Cualquier tecnología que los cumpla, podrá presentarse. • Las cantidades a subastar en cada año serán calculadas por REE en base a las predicciones más actuales

Pregunta	Propuesta de respuesta resumida
<p>5. 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?</p>	<ul style="list-style-type: none"> • A todas las unidades que tengan capacidad reservada en la interconexión, mediante contratos anuales o de mayor plazo, se les puede permitir participar siguiendo el mismo método que con las demás (sigue siendo necesario definir correctamente los requisitos técnicos). • Si una unidad tiene contratado 100 MWh/d en la IC, podrá ofrecer dicha cantidad como energía firme en el mercado teniendo en cuenta las modificaciones que pueda exigir el TSO en su capacitación técnica. • Los ofertantes de capacidad firme a partir de IC han de estar sujetos a las mismas penalizaciones que el resto. • De nuevo, el mecanismo no tiene que especificar tecnologías, si no requisitos técnicos
<p>6. ¿Qué actuaciones se consideran necesarias, en su caso, para asegurar la continuidad y la disponibilidad de un suficiente parque de generación firme con vistas a poder contar con su aportación en los escenarios previstos en el PNIEC?</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Además de la implantación de un sistema de pagos por confiabilidad, es necesario que se afronten otras barreras presentes en el mercado, como imponer la existencia de precios marginales para los servicios de auxiliares (las restricciones técnicas se pagan <i>pay-as-bid</i>), la retirada de límites a los precios (entre 0 y 180 €/MWh actualmente) o el aumento del volumen de los mercados intradiarios (continuo). • La existencia de otros mercados (mercado de contratos bilaterales, mercados de futuros, derivados eléctricos, mercados secundario de capacidad) aumentarán significativamente la eficacia de este mecanismo.
<p>7. ¿Se considera necesaria algún tipo de regulación adicional sobre instalaciones de generación en caso de que no sean necesarias durante un periodo de tiempo, pero puedan volver a incorporarse cuando su aportación sea requerida?</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se está considerando la implantación de un servicio de reserva estratégica para unidades que estén fuera del mercado (RERR). Dicho mecanismo no influye en los precios del mercado • Si se asigna la capacidad mediante subastas tecnológicamente neutrales, se garantiza la eficacia en la asignación. Contempla tanto la participación de la demanda como de centrales de generación. • Dado que las opciones de confiabilidad y la RERR se otorgan por periodos de un año para las instalaciones existentes, pueden cohabitar con facilidad: una central que decida salir del mercado en t+2, puede recibir pagos por confiabilidad hasta t+1 y mantenerse dentro de la reserva estratégica a partir de ahí. Si en el futuro quisiera volver, sólo tiene que volverá participar en las subastas de opciones de confiabilidad.
<p>8. ¿Qué otras medidas, distintas de los mecanismos de capacidad, pueden permitir lograr los objetivos</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Marco regulatorio completo y estable para el almacenamiento y la gestión de demanda.



Pregunta	Propuesta de respuesta resumida
<p>medioambientales y energéticos (flexibilidad, otras soluciones específicas del lado de la demanda y del almacenamiento, ...)?</p>	<ul style="list-style-type: none">• Modificaciones en el diseño de mercado para dotarlo de una mayor flexibilidad (ej. periodo base de programación de 15 minutos).• Mecanismos de subastas para asignar nueva capacidad de almacenamiento o permitir su participación en las subastas de nueva capacidad renovable.• Permitir la participación del almacenamiento y gestión de la demanda en los servicios de resolución de restricciones técnicas.• Reducir el tamaño mínimo de las zonas de regulación secundaria y permitir la combinación de diferentes tipos de instalaciones• Desarrollar servicios de ajuste a nivel distribución• Bajar las ofertas mínimas a 1 MW.



Informe elaborado por AEPIBAL, en colaboración con la Consultora