



MECANISMOS DE PAGOS POR CAPACIDAD Y PROPUESTA DE RESPUESTA A LA CONSULTA DEL MITECO

PREPARADO
PARA



A E P I B A L



23 SEPTIEMBRE 2020

ESTRUCTURA

1. Contexto
2. Introducción a los pagos por capacidad
3. Tipos de mecanismos
4. Posición de la UE
5. Conclusiones
6. Recomendaciones para el caso español
7. Propuesta de respuesta a la consulta

CONTEXTO

1. Consulta del Ministerio de Transición Ecológica sobre la posibilidad de aplicar mecanismos de remuneración de la capacidad de generación
2. El mercado español cuenta con una fuerte sobrecapacidad de generación, pero prevé instalar 30 GW de energías intermitentes hasta 2030. Las restricciones en la red han ido aumentando en los últimos años, al tiempo que la potencia firme va saliendo del mercado (carbón y nuclear).
3. Las tendencias de precios, dañan significativamente la rentabilidad de los proveedores de potencia en firme.
4. Respecto al almacenamiento, es necesario crear mecanismos adicionales de remuneración, debido a:
 1. La baja variabilidad de los precios en el mercado español,
 2. La falta de precios elevados y
 3. la ausencia de mecanismos que puedan remunerar correctamente la flexibilidad
5. Esto provoca que los objetivos de almacenamiento que figuran en el PNIEC no resulten viables sin incentivos adicionales.

INTRODUCCIÓN A LOS PAGOS POR CAPACIDAD

1. La adecuación de un sistema eléctrico se puede definir como su capacidad para cubrir la demanda existente en cualquier momento.
2. La adecuación de balance y flexibilidad, por otro lado, se refieren 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 las gradientes de subida/bajada).
3. La flexibilidad del sistema se ha convertido en una preocupación creciente en las últimas dos décadas.
 - el descenso de la demanda (debido a la crisis y a la eficiencia)
 - desarrollo masivo de las fuentes intermitentes (eólica y solar).
4. No son gestionables y contribuyen mucho más a los volúmenes (MWh) que a la demanda (MW) dado que su energía no es firme.
5. Gran parte de esta energía no gestionable fue sostenida por sistemas de apoyo que las volvieron altamente independientes de los precios del mercado.
6. Muchos 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.

INTRODUCCIÓN A LOS PAGOS POR CAPACIDAD

1. En un mercado de sólo energía, los proveedores de capacidad se basan en los periodos de escasez para recuperar su inversión.
2. Si la capacidad no es suficiente para cubrir la demanda, los precios suben hasta conseguir que plantas fuera del mercado (peakers) entren.
3. Estas unidades piden precios que cubran sus costes anuales y provocan episodios de precios altos (o muy altos) con los que cubren sus costes.
4. Se crea un incentivo perverso a reducir la capacidad disponible en el mercado.
5. Los inversores dependen de ingresos variables basados en eventos poco frecuentes.
6. Un sistema de pagos por capacidad cambia el flujo variable por uno continuo.
7. Sin MRC, posible ciclos de auge y caída para la inversión.
8. Un MRC bien diseñado, disminuye el riesgo de los generadores, asegura la adecuación de la generación y protege a los consumidores frente a picos de precios.

INTRODUCCIÓN A LOS PAGOS POR CAPACIDAD

1. La capacidad firme funciona muchas menos horas (aunque han de permanecer conectadas) y reciben precios menores, ya que la producción intermitente cubre una parte de los picos, impidiendo que los precios asciendan lo suficiente como para que las peakers resulten rentables
 1. Aumento de las necesidades de flexibilidad
 2. Precios nulos o negativos y márgenes bajos
 3. Precios máximos y el problema del dinero desaparecido
 4. Riesgos de hibernación/salida del mercado
 5. Cambiar un flujo intermitente por una estable para atraer inversiones y conseguir adecuación de la generación

| Desencadenantes | Objetivos |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none">• Necesidades de flexibilidad• Reemplazo de capacidad nuclear/de carbón• Necesidades de nueva capacidad firme• 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 |

TIPOS DE MECANISMOS

| | 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 |

TIPOS DE MECANISMOS (II)

1. **Tickets de Capacidad:** 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.
2. Dicho precio ha de ser administrativamente calculado como una aproximación del coste anual total de un generador. Normalmente, aquellas plantas que reciben pagos por capacidad siguen participando en el mercado de energía.
3. 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 autoridad central. En el lado opuesto, es un mecanismo simple y muy fácil de entender para los inversores.
4. Normalmente no están relacionados con la actuación real de las plantas durante los momentos de estrés para el sistema. Los generadores no tienen incentivos reales a permanecer conectados durante los periodos de estrés. Se puede indexar el pago a los niveles realmente entregados (Argentina)
5. 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).

TIPOS DE MECANISMOS (III)

1. **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).
2. 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.
3. Los proveedores de capacidad también pueden acudir al mercado de energía (lo cual afecta a los precios del mercado spot)
4. Se pueden imponer diferencias para la capacidad existente y la nueva (duración de los pagos).
5. 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.
6. Es un mecanismo eficaz y fácil de entender para los inversores, pero tiene costes administrativos importantes, distorsiona las señales de precio y diluye los picos, provocando que el resto de unidades necesiten los pagos por capacidad en el futuro.

TIPOS DE MECANISMOS (IV)

1. **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.
2. De esta manera, se crea un mercado para los proveedores de capacidad.
3. Las comercializadoras y los grandes clientes son penalizados si no cuentan con los niveles de capacidad requeridos (fijados como su contribución al pico de demanda)
4. 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.
5. 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).
6. Problemas con el poder de mercado (retener capacidad para aprovechar subidas de precio) y tendencia a la infra-inversión por la competencia minorista.

TIPOS DE MECANISMOS (V)

1. **Opciones de Confiabilidad:** instrumentos que combinan el compromiso físico de las subastas de capacidad con una opción comercial tipo call.
2. Los proveedores de capacidad cierran contratos que funcionan como una opción *call*, por la cual el comprador puede fijar el precio de la energía durante un periodo de pico.
3. Durante periodos de escasez de capacidad, 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 como se estructure el mercado, pueden ser sistemas centralizados o descentralizados.
 - **Centralizados:** una agencia central determina la capacidad necesaria, las condiciones contractuales y se convierte en comprador único de capacidad, cuyos costes son asignados a toda la demanda (Colombia o ISO-NE)
 - **Descentralizados,** las comercializadoras están obligadas a cubrir su contribución al pico de demanda, creando un mercado en el que compradores y vendedores pueden establecer libremente los términos de los contratos (duración, mercado de referencia). (Teórico)
4. Se garantiza eficiencia, se limitan los precios y no se distorsionan las señales del mercado.

TIPOS DE MECANISMOS (VI)

1. **Las Reservas Estratégicas** son un mecanismo dirigido y basado en volumen, enfocado a unidades que están fuera del mercado, que elimina las distorsiones en los precios del mercado spot
2. Vigente en Bélgica, Polonia, Suecia o Alemania (es estudio en España).
3. Una agencia central (TSO, regulador, ministerio) decide el nivel de capacidad necesario con unos años de antelación y contrata dicha capacidad (la reserva estratégica) a través de un sistema competitivo (subastas).
4. 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).
5. La remuneración ha de estar por encima del mercado (para no interferir, cercano al VoLL) por lo que es un sistema caro.
6. La UE considera que este tipo de mecanismos es útil hasta que el mercado vuelve a su equilibrio (en el caso alemán, como contrapunto al apagón nuclear).
7. Asignación eficiente, no distorsiona precios, alcance limitado y coste elevado.

POSTURA DE LA UE

1. La UE somete a valoración los sistemas de pagos por capacidad desarrollados para comprobar que no incumplen el reglamento de ayudas de estado (caso del RU). Criterios a cumplir:
 - Debe permitir el comercio transfronterizo en todo los marcos temporales (a futuro, DA, ID, mercados de balance)
 - Neutralidad tecnológica. La CE prefiere que se definan criterios de participación en lugar de tecnologías permitidas.
 - Eficiencia respecto a la entrada y salida del mercado (sin límites de precios)
 - Eficiencia en la asignación de costes a las categorías de clientes, de acuerdo con su contribución al pico de demanda en periodos de estrés
 - Seguridad de suministro: garantizar la adecuación de la capacidad de generación, de balance y de flexibilidad del sistema.
 - Ser simple y facilitar la obtención de financiación
 - Imponer límites a las emisiones: desde 2019, ninguna unidad que emita más de 550 gr de CO₂/kWh; desde 2025, 350 grs CO₂/kWh.

CONCLUSIONES (I)

- 1. Tickets de Capacidad**, si no se acompañan de precios límite, pueden resultar en sobre-remuneración, ya que los agentes pueden obtener precios de escasez y pagos por capacidad. Incluir incentivos de rendimiento real disminuye el riesgo. No implican eficiencia de costes y no están basados en el mercado. Son eficaces atrayendo inversiones y presentan costs administrativos bajos, pero tiene el mayor coste para los clientes finales (no hay revelación de costes).
- 2. Subastas de capacidad** son un método eficiente de asignar capacidad, asegurando competición por el mercado y neutralidad tecnológica. Pueden presentar costes administrativos elevados, pero son simples y eficaces atrayendo inversores. Su diseño tiene que incorporar elementos adicionales (penalizaciones, controles al poder de mercado). El principal problema es que los agentes siguen participando en el mercado de energía, distorsionando los precios y diluyendo las señales para el resto de participantes.
- 3. Reserva estratégica** sólo aplica a unidades fuera del mercado, así que no afecta a los precios spot. La asignación dentro de las unidades seleccionadas se hace con eficiencia (subastas) y se garantiza la seguridad de suministro. Se considera un mecanismo transitorio, útil mientras el mercado se re-adapta (suele emplear unidades cerca del fin de su vida útil). Es necesario pagar a las unidades que participan por encima del coste de mercado, de manera que el coste de este mecanismo es mayor que las subastas de capacidad y las opciones de confiabilidad.

CONCLUSIONES (II)

4. **Obligaciones de Capacidad:** opción de bajo coste que permite una asignación eficiente al trasladar la responsabilidad a las comercializadoras. Especialmente útil para valorar la flexibilidad (permite diferentes tiempos de reacción). Puede resultar en infra-inversión (los agentes intentarán minimizar la capacidad) y requiere un alto grado de desarrollo del mercado (muchas posibilidades de cobertura). Está sujeto a problemas de poder de mercado, dado que los generadores tienen incentivos a restringir la capacidad y subir los precios e incentiva la inversión en tecnologías con tiempos de construcción cortos (lo que puede resultar en asignación sub-óptima).
5. **Opciones de confiabilidad (centralizado)** eliminan los incentivos a ejercer poder de mercado durante los periodos de escasez, protegen a los consumidores frente a los picos de precio. Aseguran asignación eficiente al subastar la capacidad a la vez que eliminan la distorsión de precios en el mercado spot. Son simples y eficaces atrayendo nueva inversión. Han de ser completados con mercados adicionales (futuros y derivados) y subastas periódicas de reconfiguración.
6. **Opciones de confiabilidad (descentralizado)** opción de bajo coste basada en el mercado, pero sólo apta para mercados muy desarrollados. Como la opción anterior pero trasladando la responsabilidad a las comercializadoras. Es complejo y puede dañar la financiabilidad de los nuevos proyectos. Nunca ha sido desarrollada de momento, e implica soluciones de IT complejas en sus fases iniciales.

RECOMENDACIONES PARA EL CASO ESPAÑOL

1. Se está desarrollando una propuesta de RD para implantar un sistema de reserva estratégica, abierto a instalaciones que no participen en otros mercado (dirigido a grandes clientes industriales y a centrales térmicas que estén abandonando el mercado). [Capacidad limitada]
2. 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.
3. 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.
4. 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.

RECOMENDACIONES PARA EL CASO ESPAÑOL

1. Este sistema ha sido la opción elegida en algunos mecanismos de pagos por capacidad recientemente implementados en Europa (Italia, Irlanda) y ha demostrado ser la evolución más exitosa de los mercados de capacidad en EEUU (ISO-NE).
2. Por todo ello, un **mecanismo centralizado de opciones de confiabilidad**, en el que el producto de capacidad se asigna mediante subastas tecnológicamente neutras, para la opción más adecuada para el mercado español.
3. 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.

¡Muchas gracias!

Si tiene preguntas relacionadas con esta presentación, por favor contacte con:

Pablo Izaguirre

MRC Consultants & Transaction Advisers

pizaguirre@mrc-consultants.com

Mobile: +(34) 635 81 29 77



PROPUESTA DE RESPUESTA A LA CONSULTA (I)

- 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?**

PROPUESTA DE RESPUESTA A LA CONSULTA (I)

- 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

PROPUESTA DE RESPUESTA A LA CONSULTA (II)

- 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?**

PROPUESTA DE RESPUESTA A LA CONSULTA (II)

- 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
 - 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)
- Similar a ISO-NE, Italia, Irlanda y última subasta de Portugal.

PROPUESTA DE RESPUESTA A LA CONSULTA (III)

- 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?**

PROPUESTA DE RESPUESTA A LA CONSULTA (III)

El marco regulatorio no está completo y le faltan ajustes relevantes:

- 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).

PROPUESTA DE RESPUESTA A LA CONSULTA (IV)

- 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?**

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

PROPUESTA DE RESPUESTA A LA CONSULTA (V)

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 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

PROPUESTA DE RESPUESTA A LA CONSULTA (VI)

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, 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 *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.

PROPUESTA DE RESPUESTA A LA CONSULTA (VII)

- 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?**
- 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.

PROPUESTA DE RESPUESTA A LA CONSULTA (VIII)

- 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.
 - 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.