

Caso de Uso nº3: El papel del almacenamiento térmico (termosolar) en los mercados de capacidad

Descripción:

El mercado de capacidad dará respuesta a las necesidades de capacidad firme en el sistema eléctrico peninsular. Para definir estas necesidades se deberá realizar un análisis de cobertura a medio y largo plazo, así como un cálculo de un estándar de fiabilidad basado en el cálculo de valor de carga perdida. Este mercado se considera fundamental para desarrollar el caso de negocio de las baterías integradas en plantas renovables.

En el Proyecto de Orden para la creación del mercado de capacidad se definen las situaciones de estrés a nivel general como aquellas que precisan la disponibilidad y aportación de potencia firme por los proveedores del servicio. Estas situaciones deberán ser identificadas y comunicadas por el operador del sistema.

Para definir la participación que pueda tener cada tecnología en este mercado, y del almacenamiento en particular, es imprescindible conocer cómo se van a definir estas situaciones de estrés. Cabe esperar que estas situaciones estén asociadas a situaciones de alta demanda y/o baja aportación renovable u otras situaciones de estrés que pudiera surgir en el sistema. En la definición de estas situaciones, será especialmente importante la duración y la antelación con la que se vayan a conocer estas circunstancias.

Cómo el almacenamiento puede resolver las necesidades identificadas:

La tecnología **termosolar** dispone de 870 MWe instalados con unas 8 horas de duración a plena carga lo que suponen casi 7 GWhe. Es una potencia equivalente a casi una central nuclear.

Asimismo, este almacenamiento podría ampliarse en ciertas plantas que no lo tienen hasta prácticamente duplicarlo y llegar a los 12 GWhe. No se hace en la actualidad porque (i) falta un régimen retributivo para esta nueva capacidad y (ii) habría que modificar la regulación en vigor para permitir ampliaciones de energía (no de potencia) en centrales existentes.

El almacenamiento termosolar inicialmente está pensado para capturar energía diurna desde el sol y despacharla durante la noche. Las plantas actuales NO capturan electricidad de la red cuando está barata y la despachan cuando está cara. Sin embargo, como se explica más adelante, mediante la simple adición de una resistencia eléctrica se podría ejercer esta función.

Requerimientos tecnológicos del sistema:

El almacenamiento, como tal, no tiene aún una entidad propia en las Reglas de Funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción eléctrica **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** El almacenamiento no se define como agente y debe integrarse dentro de las figuras de productor y consumidor. Si bien las instalaciones de bombeo han sido hasta ahora las únicas que pueden participar en el mercado presentando ofertas tanto de compra como de venta, la CNMC parece a favor de que esta misma norma sea de aplicación a baterías de almacenamiento puro (sin hibridar) (Fundamento de Derecho tercero, punto 12). En la última versión de las Reglas (Fundamento de Derecho tercero, punto 11), la CNMC solicita expresamente al operador de mercado (OMIE), que considere la necesidad de incorporar la participación de la tecnología de almacenamiento, tanto de forma aislada, como de forma híbrida con instalaciones de generación o consumo en las Reglas de mercado.

Sucede algo similar con el mercado de servicios auxiliares, aunque la normativa europea esté motivando un cambio que se ve reflejado en actividades como la del P.O.12.2 que está en elaboración, sobre requisitos de conexión de equipos, entre ellos de almacenamiento, a la red de transporte. Esta falta de definición hace que no existan productos de mercado que tengan en cuenta las características específicas de algunas tecnologías de almacenamiento, como las de las baterías (por ejemplo, su estado de carga).

Desde el punto de vista de la utilización del almacenamiento asociado a las instalaciones de consumidores, existe regulación que ya ha iniciado su desarrollo pero que requiere más definición, como la de las comunidades energéticas (RD-ley 23/2020) y el autoconsumo compartido (RD 244/2019). Estos desarrollos podrían favorecer la integración de almacenamiento en los sistemas eléctricos y modelos de negocio asociados a los mismos.

Por otro lado, existen mercados no definidos aún por la regulación española que podrían permitir la participación de las tecnologías de almacenamiento en un futuro y, de esta forma, acceder a ingresos adicionales por medio de la venta de diversos servicios. Entre estos, se pueden citar los mercados locales de flexibilidad y los mercados de capacidad.

Costes del sistema y proyecciones de reducción de costes:

Análisis regulatorio del servicio:

El pasado 28 de julio de 2021 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) valoró favorablemente el Proyecto de Orden por el que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español (el “Proyecto”) publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITRED) **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** No obstante, la CNMC apunta algunos aspectos de mejora que se estiman

necesarios de cara a la redacción de la versión final del Proyecto, que no se ha publicado aún a la hora de redactar este informe. **Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Respecto al marco regulatorio de aplicación, el Proyecto respeta los principios regulados establecidos en el capítulo IV del Reglamento (UE) 943/2019, de 5 de junio, relativo al mercado interior de la electricidad, sobre mecanismos de capacidad. En particular, en lo relativo a la provisión basada en mecanismos de mercado y la neutralidad tecnológica, puesto que será de aplicación a los titulares de instalaciones tanto de generación, como de almacenamiento o demanda, sin perjuicio de que se consideren distintos ratios de firmeza aplicables a cada tecnología según disponibilidad y fiabilidad, y la asignación se llevará a cabo mediante un proceso de subasta. El producto a subastar se corresponde con una potencia firme (expresada en MW) y el precio por unidad de potencia firme (expresado en euros por MW y año).

Sin embargo, el Proyecto no hace un reconocimiento explícito a las centrales gestionables de generación de energía renovable o de almacenamiento que puedan proporcionar potencia firme al sistema, sino que iguala todas aquellas que no superen un determinado límite máximo de emisiones de CO₂; por tanto, un ciclo combinado de gas natural cuyas emisiones¹ no superen los 550 gCO₂/kWh compite, por ejemplo, con una central solar termoeléctrica o con una eólica con baterías.

Es evidente que la seguridad del suministro debe aportarse por todas aquellas instalaciones que aporten firmeza al sistema eléctrico, pero también lo es que en un proceso de transición energética ambicioso **es necesario contemplar el almacenamiento** que pueden aportar las centrales renovables gestionables como elemento fundamental de la garantía de suministro sin emisiones de CO₂.

En este sentido, el Proyecto reconoce que conforme aumente la penetración de energías renovables [intermitentes] será necesario aumentar la capacidad de almacenamiento; así como el respaldo que actualmente ejercen las instalaciones de generación convencional cuya salida del parque de generación *“no sería asumible en ningún caso sin poner en peligro la seguridad de suministro”*.

En cuanto a aquellas centrales sujetas al régimen retributivo específico, éste no está previsto para dar servicios al sistema eléctrico y de facto, no prever el carácter neutro de los efectos retributivos para una instalación renovable gestionable, determina la eliminación de la posibilidad de participar en el sistema previsto por el Proyecto.

Esta circunstancia implicaría eliminar una potencia firme del sistema de subastas de capacidad y podría considerarse contraria a la competencia. Para evitarlo las *“Instalaciones*

¹ Nótese que las emisiones de CO₂ de un ciclo combinado de gas natural no son una constante, sino que depende de su eficiencia marcada por el número de arranques y paradas diarios que, en última instancia, depende de la penetración renovable en el sistema. Este [estudio](#) analiza cómo las emisiones de un ciclo combinado de gas natural aumentan a más de 700 gCO₂/kWh para tasas de penetración renovable intermitente del 40% en un caso concreto en Irlanda.

de generación de energía renovable y potencia firme” adjudicatarias de las subastas de los mercados de capacidad no deberían sufrir ningún perjuicio en su ingreso regulado por la parte fija, retribución a la inversión (o Ri). El coste que podrían ofertar como potencia firme sería equivalente al que estarían percibiendo anualmente como gastos operativos o retribución a la operación (Ro) más precio del mercado mayorista spot por su generación desde el sistema de almacenamiento.

En cuanto a las obligaciones de los proveedores del servicio, estos deberán ofrecer al sistema su capacidad comprometida en las subastas en las situaciones de estrés del sistema que sean comunicadas por el operador del sistema. Para ello, deberán mantener una disponibilidad igual o superior a la potencia firme asignada (MW subastados), ofreciendo dicha potencia mediante su participación efectiva en los mercados diarios, intradiarios y de balance, de acuerdo con lo que se establezca en los Procedimientos de Operación de aplicación al servicio de capacidad **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** En este sentido, el operador del sistema deberá proponer para su aceptación unos procedimientos de operación, que desarrollarán la Orden finalmente aprobada y definirán con mayor detalle cómo se va a aplicar el servicio, incluyendo también aspectos relacionados con las penalizaciones, esquemas de pruebas, etc.

En cuanto al periodo de prestación del servicio, el Proyecto propone un periodo de prestación del servicio de 5 años para nuevas instalaciones, es decir, aquellas que no existan en el momento de celebración de la subasta, y de 12 meses para aquellas instalaciones existentes.

Beneficios del sistema para el servicio:

- **Central termosolar cuyo sistema de almacenamiento esté a disposición del sistema eléctrico.**

La tecnología solar termoeléctrica tiene varias ventajas ampliamente conocidas sobre un ciclo combinado como son la nula emisión² de CO₂ a la atmósfera, la mayor independencia y seguridad energética al no necesitar importaciones de recurso primario, aportando estabilidad y predictibilidad al mercado mayorista, una mejor respuesta al reto demográfico ya que se industrializan zonas de la *España Vacía*, y un fortalecimiento del tejido industrial nacional que ha sido reconocido mundialmente al disponer de las empresas termosolares más reputadas internacionalmente – con los consecuentes beneficios inducidos al exportar tecnología.

En la actualidad, España dispone de una potencia firme de origen termosolar de 870 MWe gracias al almacenamiento térmico de unas 8 horas de duración a plena carga que se traduce en prácticamente 7 GWhe – fácilmente ampliable a unos 12 GWhe usando otros mecanismos para incentivar la construcción o ampliación de sistemas de almacenamiento

² Las centrales solares termoeléctricas no consumen ningún combustible de apoyo para la generación eléctrica, únicamente una cantidad muy reducida para usos técnicamente imprescindibles – mantenimiento de condiciones en temporadas muy largas sin recurso solar.

sobre centrales solares termoeléctricas existentes. Sin embargo, no existe aún una señal adecuada que incentive un funcionamiento diferente a extender la generación diariamente tras la puesta de sol.

Es más, en el supuesto de no descargar diariamente el sistema de almacenamiento y “guardarlo”, la retribución específica vigente se vería perjudicada, al percibir una menor Retribución a la Operación (Ro) por operar menor horas anuales que, por debajo de un umbral, reducirían la Retribución a la Inversión (Ri). Es decir, el régimen retributivo específico no está previsto para dar servicios al sistema eléctrico y de facto, no prever el carácter neutro de los efectos retributivos para una instalación termosolar, determina la eliminación de la posibilidad de participar en el sistema previsto por el Proyecto.

Como se comentó en el apartado anterior, esta circunstancia implicaría eliminar una potencia firme del sistema de subastas de capacidad y podría considerarse contraria a la competencia.

Para evitarlo las Instalaciones de generación de energía renovable y potencia firme deberían poder participar en dichos mercados de capacidad y en caso de ser adjudicatarias de las subastas de los mercados de capacidad no deberían sufrir ningún perjuicio en su Ri. El coste que podrían ofertar como potencia firme sería equivalente al que estarían percibiendo anualmente como Ro más precio del mercado mayorista spot por su generación desde el sistema de almacenamiento.

➤ **Central termosolar con calentamiento eléctrico para absorber/almacenar excedente de otras renovables.**

Alternativamente, uno de los roles de las centrales termosolares en el nuevo mercado eléctrico es el almacenamiento de energía para despachar a demanda independientemente de la hora y las condiciones meteorológicas. En este sentido, esta solución busca que estas centrales proporcionen servicios auxiliares al sistema eléctrico, convirtiéndose en una reserva estratégica de potencia y energía e incluso participar en el arbitraje diario de precios. En este sentido, dotando a las centrales con almacenamiento de unos calentadores eléctricos podría almacenarse energía térmica en las sales fundidas en aquellos momentos de exceso de generación en el mercado, almacenarlos un tiempo relativamente largo sin apenas pérdidas y despacharlos a demanda.

Los beneficios para el sistema eléctrico son claros: el aumento -a un precio muy bajo- del almacenamiento eléctrico renovable conectado a red, permitiendo disminuir los vertidos en las horas de mucha generación y adicionalmente reduciendo el precio del mercado en horas sin sol. La inversión para realizar esta solución no es comparable ni con instalar sistemas de baterías ni con sistemas de bombeo y tenemos la fortuna de que la capacidad de almacenamiento ya existe en España. Al ser una inversión pequeña, las medidas podrían encaminarse a extender algo la vida útil regulatoria de las centrales, balanceando el impacto económico del sistema eléctrico gracias al efecto de reducción de precios en horas punta.

Las modificaciones normativas serían idénticas al caso anterior, que el RD 413/2014 adapte el esquema retributivo considerando esta nueva inversión. Se debe definir una metodología y regulación para modificar las ITs correspondientes y que esta inversión marginal en almacenamiento fuera reconocida – afectando a la retribución a la inversión Ri - mediante el reconocimiento explícito en una nueva IT, extendiendo su vida útil regulatoria.

Esta solución está alineada con las medidas [1.2] y [1.9] del PNIE



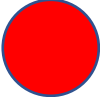


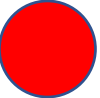
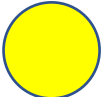


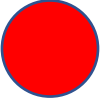
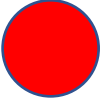


Incentivos para la instalación del sistema:

- ✓ Debe haber mayor visibilidad para las tecnologías renovables gestionables que aporten firmeza al sistema, como pueden ser las plantas de energía solar termoeléctrica con almacenamiento térmico. Para ello se propone incorporar al artículo 2 del Proyecto referido al “ámbito de aplicación”, un apartado d) con la siguiente redacción: *“Instalaciones de generación de energía renovable y potencia firme”*.
- ✓ Se propone que, siendo neutros en coste para el sistema, haya un incentivo para que las centrales solares termoeléctricas reserven su energía almacenada y la despachen cuando el sistema más lo necesite – y Red Eléctrica lo solicite. A tal fin se propone prever expresamente que las horas de prestación del servicio del Proyecto, aun cuando no se vierta la energía, computen a efectos de las horas umbral y mínimas para la percepción del régimen retributivo específico.
- ✓ Valorar la energía de almacenamiento, no sólo la potencia (MWh en lugar de MW) evitando que ocurra, como en otras subastas mundiales, que haya sistemas de almacenamiento de una hora o menos de duración que no proporcionan ningún respaldo ni potencia firme al sistema.
- ✓ Entender el rol de cada sistema de almacenamiento, desarrollando baterías eléctricas para picos de demanda cortos y respuesta rápida; y otros como el térmico para potencia firme planificable: *“La red está bien por ahora, pero cuando comience a ingresar a las penetraciones más altas, probablemente más allá del 30-40-50% de fuentes generadoras intermitentes, es cuando comenzará a necesitar mirar el almacenamiento más allá del rango de cuatro a seis horas.”* [Cliff Ho. SANDIA]

Análisis del sistema (Gráficos, tablas...)

Tabla de resumen

Cuestión	Presente	Explicación	Futuro
----------	----------	-------------	--------

¿Las tecnologías modernas cumplen con las especificaciones?			
¿Las oportunidades de inversión son adecuadas para el caso de uso?			
Cuál es la escala de oportunidades para 2021 y como cambiarán en el tiempo			
Recorte de picos de demanda			
Aplazamiento de inversiones en la red			
Aprovechamiento fuentes renovables			
Ventajas para la estabilidad del sistema eléctrico			

Caso de Uso nº4: El papel del almacenamiento térmico (valorización CTCC) en los mercados de capacidad

Descripción:

El mercado de capacidad dará respuesta a las necesidades de capacidad firme en el sistema eléctrico peninsular. Para definir estas necesidades se deberá realizar un análisis de cobertura a medio y largo plazo, así como un cálculo de un estándar de fiabilidad basado en el cálculo de valor de carga perdida. Este mercado se considera fundamental para desarrollar el caso de negocio de las baterías integradas en plantas renovables.

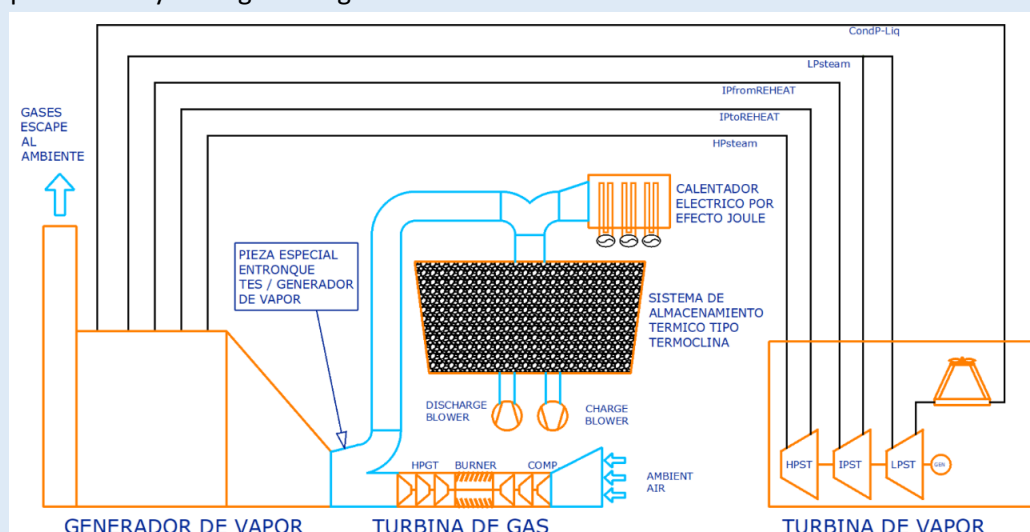
En el Proyecto de Orden para la creación del mercado de capacidad se definen las situaciones de estrés a nivel general como aquellas que precisan la disponibilidad y aportación de potencia firme por los proveedores del servicio. Estas situaciones deberán ser identificadas y comunicadas por el operador del sistema.

Para definir la participación que pueda tener cada tecnología en este mercado, y del almacenamiento en particular, es imprescindible conocer cómo se van a definir estas situaciones de estrés. Cabe esperar que estas situaciones estén asociadas a situaciones de alta demanda y/o baja aportación renovable u otras situaciones de estrés que pudiera surgir en el sistema. En la definición de estas situaciones, será especialmente importante la duración y la antelación con la que se vayan a conocer estas circunstancias.

Cómo el almacenamiento puede resolver las necesidades identificadas:

Valorización una central fósil de Ciclo Combinado (Gas-Vapor) de gas natural, mediante la incorporación de un Sistema de almacenamiento de energía térmica (TES, Thermal Energy Storage) de alta temperatura (~600°C) con la funcionalidad de poder ser acoplado al ciclo de vapor. El almacenamiento se carga con energía eléctrica de la red cuando el costo energético es bajo, mediante un sistema de calentamiento eléctrico por efecto Joule que calienta aire que se circula en un lecho de materiales sólidos de bajo coste, que conforman el relleno de TES. La energía almacenada se transforma en electricidad a voluntad alimentando únicamente el ciclo de vapor del ciclo combinado, que turbiniza la energía térmica almacenada. Por tanto, el sistema global tiene capacidad de acoplarse a la red

para recibir y entregar energía en forma de electricidad.



Requerimientos tecnológicos del sistema:

El almacenamiento, como tal, no tiene aún una entidad propia en las Reglas de Funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción eléctrica **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** El almacenamiento no se define como agente y debe integrarse dentro de las figuras de productor y consumidor. Si bien las instalaciones de bombeo han sido hasta ahora las únicas que pueden participar en el mercado presentando ofertas tanto de compra como de venta, la CNMC parece a favor de que esta misma norma sea de aplicación a baterías de almacenamiento puro (sin hibridar) (Fundamento de Derecho tercero, punto 12). En la última versión de las Reglas (Fundamento de Derecho tercero, punto 11), la CNMC solicita expresamente al operador de mercado (OMIE), que considere la necesidad de incorporar la participación de la tecnología de almacenamiento, tanto de forma aislada, como de forma híbrida con instalaciones de generación o consumo en las Reglas de mercado.

Sucede algo similar con el mercado de servicios auxiliares, aunque la normativa europea está motivando un cambio que se ve reflejado en actividades como la del P.O.12.2 que está en elaboración, sobre requisitos de conexión de equipos, entre ellos de almacenamiento, a la red de transporte. Esta falta de definición hace que no existan productos de mercado que tengan en cuenta las características específicas de algunas tecnologías de almacenamiento, como las de las baterías (por ejemplo, su estado de carga).

Desde el punto de vista de la utilización del almacenamiento asociado a las instalaciones de consumidores, existe regulación que ya ha iniciado su desarrollo pero que requiere más definición, como la de las comunidades energéticas (RD-ley 23/2020) y el autoconsumo compartido (RD 244/2019). Estos desarrollos podrían favorecer la integración de almacenamiento en los sistemas eléctricos y modelos de negocio asociados a los mismos.

Por otro lado, existen mercados no definidos aún por la regulación española que podrían permitir la participación de las tecnologías de almacenamiento en un futuro y, de esta forma, acceder a ingresos adicionales por medio de la venta de diversos servicios. Entre estos, se pueden citar los mercados locales de flexibilidad y los mercados de capacidad.

Costes del sistema y proyecciones de reducción de costes:

Análisis regulatorio del servicio:

El pasado 28 de julio de 2021 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) valoró favorablemente el Proyecto de Orden por el que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español (el “Proyecto”) publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITRED) **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** No obstante, la CNMC apunta algunos aspectos de mejora que se estiman necesarios de cara a la redacción de la versión final del Proyecto, que no se ha publicado aún a la hora de redactar este informe **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Respecto al marco regulatorio de aplicación, el Proyecto respeta los principios regulados establecidos en el capítulo IV del Reglamento (UE) 943/2019, de 5 de junio, relativo a mercado interior de la electricidad, sobre mecanismos de capacidad. En particular, en lo relativo a la provisión basada en mecanismos de mercado y la neutralidad tecnológica, puesto que será de aplicación a los titulares de instalaciones tanto de generación, como de almacenamiento o demanda, sin perjuicio de que se consideren distintos ratios de firmeza aplicables a cada tecnología según disponibilidad y fiabilidad, y la asignación se llevará a cabo mediante un proceso de subasta. El producto a subastar se corresponde con una potencia firme (expresada en MW) y el precio por unidad de potencia firme (expresado en euros por MW y año).

Sin embargo, el Proyecto no hace un reconocimiento explícito a las centrales gestionables de generación de energía renovable o de almacenamiento que puedan proporcionar potencia firme al sistema, sino que iguala todas aquellas que no superen un determinado límite máximo de emisiones de CO₂; por tanto, un ciclo combinado de gas natural cuyas emisiones³ no superen los 550 gCO₂/kWh compite, por ejemplo, con una central solar termoeléctrica o con una eólica con baterías.

Es evidente que la seguridad del suministro debe aportarse por todas aquellas instalaciones que aporten firmeza al sistema eléctrico, pero también lo es que en un proceso de transición energética ambicioso **es necesario contemplar el almacenamiento** que pueden aportar las

³ Nótese que las emisiones de CO₂ de un ciclo combinado de gas natural no son una constante, sino que depende de su eficiencia marcada por el número de arranques y paradas diarios que, en última instancia, depende de la penetración renovable en el sistema. Este [estudio](#) analiza cómo las emisiones de un ciclo combinado de gas natural aumentan a más de 700 gCO₂/kWh para tasas de penetración renovable intermitente del 40% en un caso concreto en Irlanda.

centrales renovables gestionables como elemento fundamental de la garantía de suministro sin emisiones de CO₂.

En este sentido, el Proyecto reconoce que conforme aumente la penetración de energías renovables [intermitentes] será necesario aumentar la capacidad de almacenamiento; así como el respaldo que actualmente ejercen las instalaciones de generación convencional cuya salida del parque de generación *“no sería asumible en ningún caso sin poner en peligro la seguridad de suministro”*.

En cuanto a aquellas centrales sujetas al régimen retributivo específico, éste no está previsto para dar servicios al sistema eléctrico y de facto, no prever el carácter neutro de los efectos retributivos para una instalación renovable gestionable, determina la eliminación de la posibilidad de participar en el sistema previsto por el Proyecto.

Esta circunstancia implicaría eliminar una potencia firme del sistema de subastas de capacidad y podría considerarse contraria a la competencia. Para evitarlo las *“Instalaciones de generación de energía renovable y potencia firme”* adjudicatarias de las subastas de los mercados de capacidad no deberían sufrir ningún perjuicio en su ingreso regulado por la parte fija, retribución a la inversión (o Ri). El coste que podrían ofertar como potencia firme sería equivalente al que estarían percibiendo anualmente como gastos operativos o retribución a la operación (Ro) más precio del mercado mayorista spot por su generación desde el sistema de almacenamiento.

En cuanto a las obligaciones de los proveedores del servicio, estos deberán ofrecer al sistema su capacidad comprometida en las subastas en las situaciones de estrés del sistema que se comunicadas por el operador del sistema. Para ello, deberán mantener una disponibilidad igual o superior a la potencia firme asignada (MW subastados), ofreciendo dicha potencia mediante su participación efectiva en los mercados diarios, intradiarios y de balance, de acuerdo con lo que se establezca en los Procedimientos de Operación de aplicación al servicio de capacidad **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** En este sentido, el operador del sistema deberá proponer para su aceptación unos procedimientos de operación, que desarrollarán la Orden finalmente aprobada y definirán con mayor detalle cómo se va a aplicar el servicio, incluyendo también aspectos relacionados con las penalizaciones, esquemas de pruebas, etc.

En cuanto al periodo de prestación del servicio, el Proyecto propone un periodo de prestación del servicio de 5 años para nuevas instalaciones, es decir, aquellas que no existan en el momento de celebración de la subasta, y de 12 meses para aquellas instalaciones existentes.

Beneficios del sistema para el servicio:

Reconversión planta fósil

A modo de síntesis, se exponen y en algún caso se cuantifican, las características y funcionalidades clasificadas como ventajas e inconvenientes de la tecnología de acumulación de energía propuesta

Ventajas

- Ofrecen la posibilidad de valorizar una planta y por tanto una inversión parcial o totalmente parada por su bajo factor de capacidad, aprovechando su ciclo de potencia y su generador de vapor. De esta forma, se evita el cierre de centrales y su impacto social negativo (por ejemplo despido de trabajadores) mientras que se garantiza que estás funciones de una manera medioambientalmente sostenible.
- Optimo coste LCOS en € por kWh eléctrico almacenado. El LCOS ('Levelized Cost of Storage'), es el acrónimo en inglés de "coste normalizado del almacenamiento" por unidad de energía eléctrica almacenada, el cual considera costos de inversión y operación de las distintas tecnologías, y permiten hacer una comparación rigurosa incluso a tecnologías muy distintas. La evaluación tecno económica de LCOS para la tecnología propuesta, bajo las hipótesis de referencia operativas y de costos seguidas en [1], indican que la solución propuesta, basada en almacenamiento térmico, proporciona una solución valiosa para la red en el contexto actual.
- La tecnología propuesta de integrar un TES con calentadores por efecto Joule en Centrales de Ciclo Combinado, aprovechando el ciclo de vapor y generador de vapor, es una tecnología con un buen LCOS, inferior a 0.07€/kWh [4] y que mejora al LCOS tanto de sistemas electroquímicos [1] como de hidrogeno [3]
- Nivel de madurez tecnológica elevado (Alto TRL) y por tanto máxima confiabilidad de los componentes necesarios, y por tanto del sistema necesario para reconvertir una central fósil en tecnología térmica.
- Capacidad de almacenar grandes cantidades de energía: potencias nominales similares a los módulos de los ciclos combinados (150MWe) durante varias horas de almacenamiento (4-10 horas).
- Elevada durabilidad del sistema frente a los ciclos de uso (la vida útil considerada por la industria de un sistema de TES de alta temperatura es superior a 20 años)
- Posibilidad de utilizar materiales para acumulación de calor no solo de bajo coste sino además reciclados de otros procesos productivos, contribuyendo a fomentar la economía circular. Existen numerosos materiales con excelentes propiedades para su uso como almacenamiento térmico y que se producen como residuo de otros procesos industriales, como las escorias de la industria del acero [5] o la cofalita (residuo de la trata del asbestos).
- Los materiales de almacenamiento térmico empleados en esta solución, así como en otros sistemas funcionalmente análogos basados en sales fundidas, presentan una baja toxicidad y riesgo de contaminación. En

muchos casos al final de su vida útil pueden ser incluso reconvertidos para su uso como fertilizantes.



Inconvenientes

- La tecnología propuesta basada en ciclos de potencia de vapor, tienen un rendimiento entre carga y descarga (eléctrico a eléctrico) del orden del 40% (pese a presentar un LCOS óptimo). Pese a ello puede alcanzarse rendimientos superiores al 70% en sistemas térmicos basados en tecnología PTES de bombeo térmico (utilizando una maquina térmica reversible para bombeo de calor tanto como generador de potencia)
- Estos sistemas tienen limitaciones para ser *peakers* (generadores de respuesta rápida para seguimiento de la demanda en tiempo real) de la red, siendo más indicados como *baseloaders* (generadores de respuesta lenta para atender la demanda de base). Ello es debido a que tienen el mismo condicionante que las plantas fósiles, en cuanto al transitorio de arranque del sistema debido a la inercia térmica del generador y ciclo de vapor. Este transitorio se considera de unos 30 minutos hasta el funcionamiento a plena carga del ciclo de potencia.

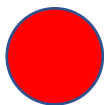
Incentivos para la instalación del sistema:



Análisis del sistema (Gráficos, tablas...)

Tabla de resumen

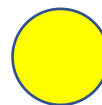
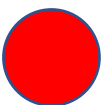
Cuestión	Presente	Explicación	Futuro
¿Las tecnologías modernas cumplen con las especificaciones?			

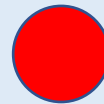

¿Las oportunidades de inversión son adecuadas para el caso de uso?



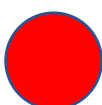
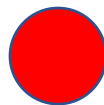
Cuál es la escala de oportunidades para 2021 y como cambiarán en el tiempo			
--	---	--	---

Recorte de picos de demanda



Aplazamiento de inversiones en la red			
---------------------------------------	---	--	---

Aprovechamiento fuentes renovables



Ventajas para la estabilidad del sistema eléctrico			
--	---	--	---

Caso de Uso nº5: El papel del almacenamiento electroquímico en los mercados de capacidad

Descripción:

El mercado de capacidad dará respuesta a las necesidades de capacidad firme en el sistema eléctrico peninsular. Para definir estas necesidades se deberá realizar un análisis de cobertura a medio y largo plazo, así como un cálculo de un estándar de fiabilidad basado en el cálculo de valor de carga perdida. Este mercado se considera fundamental para desarrollar el caso de negocio de las baterías integradas en plantas renovables.

En el Proyecto de Orden para la creación del mercado de capacidad se definen las situaciones de estrés a nivel general como aquellas que precisan la disponibilidad y aportación de potencia firme por los proveedores del servicio. Estas situaciones deberán ser identificadas y comunicadas por el operador del sistema.

Para definir la participación que pueda tener cada tecnología en este mercado, y del almacenamiento en particular, es imprescindible conocer cómo se van a definir estas situaciones de estrés. Cabe esperar que estas situaciones estén asociadas a situaciones de alta demanda y/o baja aportación renovable u otras situaciones de estrés que pudiera surgir en el sistema. En la definición de estas situaciones, será especialmente importante la duración y la antelación con la que se vayan a conocer estas circunstancias.

Cómo el almacenamiento puede resolver las necesidades identificadas:

Requerimientos tecnológicos del sistema:

El almacenamiento, como tal, no tiene aún una entidad propia en las Reglas de Funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción eléctrica **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** El almacenamiento no se define como agente y debe integrarse dentro de las figuras de productor y consumidor. Si bien las instalaciones de bombeo han sido hasta ahora las únicas que pueden participar en el mercado presentando ofertas tanto de compra como de venta, la CNMC parece a favor de que esta misma norma sea de aplicación a baterías de almacenamiento puro (sin hibridar) (Fundamento de Derecho tercero, punto 12). En la última versión de las Reglas (Fundamento de Derecho tercero, punto 11), la CNMC solicita expresamente al operador de mercado (OMIE), que considere la necesidad de incorporar la participación de la tecnología de almacenamiento, tanto de forma aislada, como de forma híbrida con instalaciones de generación o consumo en las Reglas de mercado.

Sucede algo similar con el mercado de servicios auxiliares, aunque la normativa europea está motivando un cambio que se ve reflejado en actividades como la del P.O.12.2 que está en elaboración, sobre requisitos de conexión de equipos, entre ellos de almacenamiento, a la red de transporte. Esta falta de definición hace que no existan productos de mercado que tengar en cuenta las características específicas de algunas tecnologías de almacenamiento, como las de las baterías (por ejemplo, su estado de carga).

Desde el punto de vista de la utilización del almacenamiento asociado a las instalaciones de consumidores, existe regulación que ya ha iniciado su desarrollo pero que requiere más definición, como la de las comunidades energéticas (RD-ley 23/2020) y el autoconsumo compartido (RD 244/2019). Estos desarrollos podrían favorecer la integración de almacenamiento en los sistemas eléctricos y modelos de negocio asociados a los mismos.

Por otro lado, existen mercados no definidos aún por la regulación española que podrían permitir la participación de las tecnologías de almacenamiento en un futuro y, de esta forma, acceder a ingresos adicionales por medio de la venta de diversos servicios. Entre estos, se pueden citar los mercados locales de flexibilidad y los mercados de capacidad.

Costes del sistema y proyecciones de reducción de costes:

Análisis regulatorio del servicio:

El pasado 28 de julio de 2021 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) valoró favorablemente el Proyecto de Orden por el que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español (el “Proyecto”) publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITRED) **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** No obstante, la CNMC apunta algunos aspectos de mejora que se estiman necesarios de cara a la redacción de la versión final del Proyecto, que no se ha publicado aún a la hora de redactar este informe **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Respecto al marco regulatorio de aplicación, el Proyecto respeta los principios regulados establecidos en el capítulo IV del Reglamento (UE) 943/2019, de 5 de junio, relativo al mercado interior de la electricidad, sobre mecanismos de capacidad. En particular, en lo relativo a la provisión basada en mecanismos de mercado y la neutralidad tecnológica, puesto que será de aplicación a los titulares de instalaciones tanto de generación, como de almacenamiento o demanda, sin perjuicio de que se consideren distintos ratios de firmeza aplicables a cada tecnología según disponibilidad y fiabilidad, y la asignación se llevará a cabo mediante un proceso de subasta. El producto a subastar se corresponde con una potencia firme (expresada en MW) y el precio por unidad de potencia firme (expresado en euros por MW y año).

Sin embargo, el Proyecto no hace un reconocimiento explícito a las centrales gestionables de generación de energía renovable o de almacenamiento que puedan proporcionar potencia firme al sistema, sino que iguala todas aquellas que no superen un determinado

límite máximo de emisiones de CO₂; por tanto, un ciclo combinado de gas natural cuyas emisiones⁴ no superen los 550 gCO₂/kWh compite, por ejemplo, con una central solar termoeléctrica o con una eólica con baterías.

Es evidente que la seguridad del suministro debe aportarse por todas aquellas instalaciones que aporten firmeza al sistema eléctrico, pero también lo es que en un proceso de transición energética ambicioso **es necesario contemplar el almacenamiento** que pueden aportar las centrales renovables gestionables como elemento fundamental de la garantía de suministro sin emisiones de CO₂.

En este sentido, el Proyecto reconoce que conforme aumente la penetración de energías renovables [intermitentes] será necesario aumentar la capacidad de almacenamiento; así como el respaldo que actualmente ejercen las instalaciones de generación convencional cuya salida del parque de generación *“no sería asumible en ningún caso sin poner en peligro la seguridad de suministro”*.

En cuanto a aquellas centrales sujetas al régimen retributivo específico, éste no está previsto para dar servicios al sistema eléctrico y de facto, no prever el carácter neutro de los efectos retributivos para una instalación renovable gestionable, determina la eliminación de la posibilidad de participar en el sistema previsto por el Proyecto.

Esta circunstancia implicaría eliminar una potencia firme del sistema de subastas de capacidad y podría considerarse contraria a la competencia. Para evitarlo las *“Instalaciones de generación de energía renovable y potencia firme”* adjudicatarias de las subastas de los mercados de capacidad no deberían sufrir ningún perjuicio en su ingreso regulado por la parte fija, retribución a la inversión (o Ri). El coste que podrían ofertar como potencia firme sería equivalente al que estarían percibiendo anualmente como gastos operativos o retribución a la operación (Ro) más precio del mercado mayorista spot por su generación desde el sistema de almacenamiento.

En cuanto a las obligaciones de los proveedores del servicio, estos deberán ofrecer al sistema su capacidad comprometida en las subastas en las situaciones de estrés del sistema que sean comunicadas por el operador del sistema. Para ello, deberán mantener una disponibilidad igual o superior a la potencia firme asignada (MW subastados), ofreciendo dicha potencia mediante su participación efectiva en los mercados diarios, intradiarios y de balance, de acuerdo con lo que se establezca en los Procedimientos de Operación de aplicación al servicio de capacidad **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** En este sentido, el operador del sistema deberá proponer para su aceptación unos procedimientos de operación, que desarrollarán la Orden finalmente aprobada y

⁴ Nótese que las emisiones de CO₂ de un ciclo combinado de gas natural no son una constante, sino que depende de su eficiencia marcada por el número de arranques y paradas diarios que, en última instancia, depende de la penetración renovable en el sistema. Este [estudio](#) analiza cómo las emisiones de un ciclo combinado de gas natural aumentan a más de 700 gCO₂/kWh para tasas de penetración renovable intermitente del 40% en un caso concreto en Irlanda.

definirán con mayor detalle cómo se va a aplicar el servicio, incluyendo también aspectos relacionados con las penalizaciones, esquemas de pruebas, etc.

En cuanto al periodo de prestación del servicio, el Proyecto propone un periodo de prestación del servicio de 5 años para nuevas instalaciones, es decir, aquellas que no existan en el momento de celebración de la subasta, y de 12 meses para aquellas instalaciones existentes.

Beneficios del sistema para el servicio:

Reconversión planta fósil

A modo de síntesis, se exponen y en algún caso se cuantifican, las características y funcionalidades clasificadas como ventajas e inconvenientes de la tecnología de acumulación de energía propuesta

Ventajas

- Ofrecen la posibilidad de valorizar una planta y por tanto una inversión parcial o totalmente parada por su bajo factor de capacidad, aprovechando su ciclo de potencia y su generador de vapor. De esta forma, se evita el cierre de centrales y su impacto social negativo (por ejemplo despido de trabajadores) mientras que se garantiza que estás funciones de una manera medioambientalmente sostenible.
- Optimo coste LCOS en € por kWh eléctrico almacenado. El LCOS ('Levelized Cost of Storage'), es el acrónimo en inglés de "coste normalizado del almacenamiento" por unidad de energía eléctrica almacenada, el cual considera costos de inversión y operación de las distintas tecnologías, y permiten hacer una comparación rigurosa incluso a tecnologías muy distintas. La evaluación tecno económica de LCOS para la tecnología propuesta, bajo las hipótesis de referencia operativas y de costos seguidas en [1], indican que la solución propuesta, basada en almacenamiento térmico, proporciona una solución valiosa para la red en el contexto actual.
- La tecnología propuesta de integrar un TES con calentadores por efecto Joule en Centrales de Ciclo Combinado, aprovechando el ciclo de vapor y generador de vapor, es una tecnología con un buen LCOS, inferior a 0.07€/kWh [4] y que mejora al LCOS tanto de sistemas electroquímicos [1] como de hidrogeno [3]
- Nivel de madurez tecnológica elevado (Alto TRL) y por tanto máxima confiabilidad de los componentes necesarios, y por tanto del sistema necesario para reconvertir una central fósil en tecnología térmica.

- Capacidad de almacenar grandes cantidades de energía: potencias nominales similares a los módulos de los ciclos combinados (150MWe) durante varias horas de almacenamiento (4-10 horas).
- Elevada durabilidad del sistema frente a los ciclos de uso (la vida útil considerada por la industria de un sistema de TES de alta temperatura es superior a 20 años)
- Posibilidad de utilizar materiales para acumulación de calor no solo de bajo coste sino además reciclados de otros procesos productivos, contribuyendo a fomentar la economía circular. Existen numerosos materiales con excelentes propiedades para su uso como almacenamiento térmico y que se producen como residuo de otros procesos industriales, como las escorias de la industria del acero [5] o la cofalita (residuo de la trata del asbestos).
- Los materiales de almacenamiento térmico empleados en esta solución, así como en otros sistemas funcionalmente análogos basados en sales fundidas, presentan una baja toxicidad y riesgo de contaminación. En muchos casos al final de su vida útil pueden ser incluso reconvertidos para su uso como fertilizantes.

Inconvenientes

- La tecnología propuesta basada en ciclos de potencia de vapor, tienen un rendimiento entre carga y descarga (eléctrico a eléctrico) del orden del 40% (pese a presentar un LCOS óptimo). Pese a ello puede alcanzarse rendimientos superiores al 70% en sistemas térmicos basados en tecnología PTES de bombeo térmico (utilizando una maquina térmica reversible para bombeo de calor tanto como generador de potencia)
- Estos sistemas tienen limitaciones para ser *peakers* (generadores de respuesta rápida para seguimiento de la demanda en tiempo real) de la red, siendo más indicados como *baseloaders* (generadores de respuesta lenta para atender la demanda de base). Ello es debido a que tienen el mismo condicionante que las plantas fósiles, en cuanto al transitorio de arranque del sistema debido a la inercia térmica del generador y ciclo de vapor. Este transitorio se considera de unos 30 minutos hasta el funcionamiento a plena carga del ciclo de potencia.

Incentivos para la instalación del sistema:

Análisis del sistema (Gráficos, tablas...)

Configuración de proyecto

VARIABLES DE ENTRADA (en azul)

PROYECTO	
POTENCIA INST. MW	5
HORAS DE FUNCIONAMIENTO	2
ENERGÍA MWh	10
AÑOS OPERACIÓN	13
Año instalación e inversión	2022
Año PeM	2023
Año recepción subvención	2022
Degradación anual (365 ciclos año)	5%
Ciclos anuales	380

COSTES	
CAPEX €	3 000 000
CAPEX €/MWh	300 000
OPEX anual €	50 000
OPEX anual €/MWh	5 000

INGRESOS	
Ingreso arbitraje por ciclo (€)	30
Incremento arbitraje anual (%)	3%
subvención	0%
subvención	-

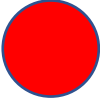
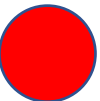
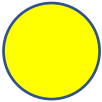

Precio mercado capacidad (€/MW año)	20000
Año comienzo ingresos	2025
Años de ingresos	5
Potencia subastada	3,5
Ratio firmeza	0,7

Análisis sensibilidad

	CASO 0	CASO 1	CASO 2	CASO 3
POTENCIA INST. MW	5	5	5	5
HORAS DE FUNCIONAMIENTO	2	2	2	2
ENERGÍA MWh	10	10	10	10
AÑOS OPERACIÓN	13	13	13	13
CAPEX	3000000	3 000 000	3 000 000	3 000 000
Precio mercado capacidad (€/MW año)	20 000	20 000	20 000	40 000
Años de ingresos	5	5	10	10
Potencia subastada	3,5	3,5	3,5	3,5

Ratio firmeza	0,7	0,7	0,7	0,7
TOTAL INGRESOS (€)	1 619 644	1 619 644	1 969 644	2 669 644
TOTAL GASTOS (€)	650 000	650 000	650 000	650 000
Subvención (%)	0	0,5	0,5	0,5
Subvención (€)	-	1 500 000	1 500 000	1 500 000
TIR	-16%	-1,6%	1,1%	4,5%

Tabla de resumen

Cuestión	Presente	Explicación	Futuro
¿Las tecnologías modernas cumplen con las especificaciones?			
¿Las oportunidades de inversión son adecuadas para el caso de uso?			
Cuál es la escala de oportunidades para 2021 y como cambiarán en el tiempo			
Recorte de picos de demanda			
Aplazamiento de inversiones en la red			
Aprovechamiento fuentes renovables			
Ventajas para la estabilidad del sistema eléctrico			

