



AEPIBAL

AEPIBAL

**ALEGACIONES A LA PROPUESTA DE REGULACIÓN PARA UN MERCADO DE
CAPACIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO**

29 de enero de 2025



1.	Introducción a las alegaciones de AEPIBAL	4
2.	Coordinación, plazos y compatibilidad de cada tipología de subasta	6
3.	Rol del almacenamiento dentro del mercado de capacidad.....	7
a.	Definición de las horas de estrés	7
b.	Definición de coeficientes de firmeza.....	8
c.	Duración pago subasta principal	9
d.	Límite máximo promedio de emisiones (artículo 15).....	10
e.	Transparencia	12
f.	Coeficiente de flexibilidad e integración de renovables.....	12
g.	Tratamiento de la degradación del almacenamiento	12
4.	Clarificación del tratamiento de hibridaciones con almacenamiento	13
a.	Definiciones.....	13
b.	Hibridación: Alegaciones al Proyecto de Orden.	14
c.	Hibridación: Alegaciones al Procedimiento de Operación.....	15
5.	Prestación del servicio: disponibilidad y participación en mercado	15
a.	Disponibilidad y participación en mercado.....	15
b.	Activaciones / ordenes de arranque por el mercado de capacidad	16
c.	Avisos de horas de estrés y requerimientos de prestación del servicio	17
d.	Disponibilidad de almacenamiento: horas de estrés vs horas de almacenamiento = coeficientes de firmeza	17
e.	Pruebas y penalizaciones	17
6.	Mercado secundario y cesión de derechos.....	18
7.	Garantías.....	19
a.	Garantías económicas previas a la prestación del servicio	20
b.	Garantías de pago para la liquidación del servicio	20
c.	Correcciones en las referencias de puntos en el Procedimiento de Operación ...	20
8.	Consideraciones en torno al requerimiento de permisos de Acceso y Conexión .	20
a.	Cambios en las horas de almacenamiento del permiso	21
b.	Permisos de Generación y Demanda para almacenamiento stand-alone	21



c.	Permisos para hibridaciones con almacenamiento	21
9.	Bloques de oferta	22
10.	Otros temas	22
a.	Cupos reservados por tecnología y tipología de inversión	22
b.	Tramitación preferente	23
c.	Indexación o actualización del precio de adjudicación de la subasta	23
d.	Sistemas insulares y Mercado de Capacidad	23
e.	Financiación del coste del mercado.....	24
f.	Cierre de instalaciones existentes	24
11.	Almacenamiento detrás del contador y recursos distribuidos	25
a.	Contexto.....	25
b.	ALEGACIONES.....	28
	Anexo I: cálculo de AEPIBAL de horas de estrés y coeficientes de firmeza	34



1. Introducción a las alegaciones de AEPIBAL

Desde AEPIBAL, con la participación de muchas de sus empresas asociadas que mayoritariamente han contribuido en estas alegaciones, consideramos relevante tratar los apartados que presentamos en el índice. No obstante, queremos resumir aquellos aspectos que consideramos más relevantes:

Coordinación, plazos y compatibilidad de cada tipología de subasta.

El requisito de 5 años de la subasta de capacidad principal no refleja la velocidad con la que se pueden poner en servicio nuevas inversiones en sistemas de almacenamiento de energía. En este sentido, dado que el ingreso del mercado de capacidad es clave para la viabilidad comercial del almacenamiento, sería óptimo para el sistema que aquellos almacenamientos que entran en operación antes del plazo de 5 años contribuyendo a la seguridad de suministro puedan monetizar el valor que aportan al sistema a través del mercado de capacidad (en cualquier de sus tipologías de subasta).

Proponemos que la tecnología que ya está operativa en el momento de convocarse una subasta pueda participar, a elección del promotor, en subastas de ajuste/transitorias intermedias hasta el año de comienzo del servicio de la subasta principal adjudicada. Alternativamente, siempre que la planificación del mercado de subasta lo permita, consideramos que el plazo de 5 años no debe tener la consideración de “plazo mínimo”, sino que debe ser un plazo “variable”.

Rol del almacenamiento dentro del mercado de capacidad

Según la propuesta regulatoria, no solo se busca que este instrumento regulatorio resuelva los problemas de cobertura identificados, sino que lo haga salvaguardando los objetivos de descarbonización que necesariamente exigirán de nueva inversión en almacenamiento. Para poder cumplir con estos objetivos resulta fundamental que todo el diseño del mercado y las subastas se haga correctamente las particularidades técnicas del almacenamiento.

En este sentido, y debido a la ausencia de datos históricos, creemos que es de vital importancia la absoluta transparencia del Operador del Sistema en la metodología, hipótesis y escenarios de cálculo. Y no queremos dejar pasar la ocasión de postular a AEPIBAL como colaborador necesario en la concreción de unos parámetros que son críticos para el mercado y el almacenamiento, participando con REE y MITECO en tantas sesiones de trabajo como estos crean oportunas.

Clarificación del tratamiento de hibridaciones con almacenamiento

Entendemos que las instalaciones híbridas presentan una serie de casuísticas y alternativas que no han sido correctamente consideradas en la propuesta de Orden ni en el PO, especialmente en lo relativo a las implicaciones de hibridar una instalación existente con nuevos módulos o las alternativas a la hora de definir los coeficientes de firmeza.

Prestación del servicio: disponibilidad y participación en mercado

Existen importantes incertidumbres sobre la prestación del servicio, análisis de disponibilidad y compatibilidades con participación en mercado. Creemos que el espíritu



AEPIBAL

del regulador ha quedado reflejado en la memoria de orden (disponibilidad = oferta en mercado) pero es necesario que quede definido en la Orden y el PO.

En particular, deberán mantener una disponibilidad igual o superior a la potencia firme adjudicada, ofertando dicha potencia en los mercados diario, intradiario y de balance, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.

Es el momento del Contenido local

Desde AEPIBAL siempre hemos defendido la consolidación de una cadena de valor industrial netamente europea que tenga en las administraciones públicas su principal valedor. Creemos que el mercado de capacidad otorgará a la industria local una oportunidad única para su despliegue en el corto y medio plazo. Si la mayoría de los BESS que se monten en nuestro país no gozan de un suficiente contenido local, que de cobijo a la industria europea, la oportunidad real de potenciar esta industria se habrá desvanecido. Este contenido local, tiene particular relevancia cuando el mecanismo de capacidad es un elemento para proveer de fiabilidad y robustez al sistema eléctrico, por lo que es imperativo que la gestión de los activos, su valor y su inteligencia, tengan un máximo contenido local, que asegure la independencia energética y soberanía europea del control de dichos activos. Solicitamos desde AEPIBAL que esta consideración sea tenida en cuenta.



2. Coordinación, plazos y compatibilidad de cada tipología de subasta

El art. 7 de la Propuesta de Orden regula las modalidades de subasta. En línea con el art. 11, se prevé la posibilidad de participación en la modalidad de subasta principal a promotores de nuevas inversiones siempre que tengan por objeto instalaciones de generación renovable, almacenamiento o demanda:

a) Subastas de capacidad principal: Procedimiento de concurrencia competitiva por el que se contratarán las necesidades de firmeza del sistema eléctrico peninsular. Las subastas de capacidad principal contarán con un periodo de prestación del servicio de capacidad que se iniciará en un plazo máximo de 5 años desde la asignación del servicio tras la celebración de la subasta. Desde el inicio del periodo de prestación del servicio, el proveedor adjudicatario del servicio de capacidad debe asegurar la disponibilidad de la potencia firme comprometida en la subasta de conformidad con lo establecido en esta orden.

El requisito de 5 años de la subasta de capacidad principal no refleja la velocidad con la que se pueden poner en servicio nuevas inversiones en sistemas de almacenamiento de energía. En este sentido, dado que el ingreso del mercado de capacidad es clave para la viabilidad comercial del almacenamiento, **sería óptimo para el sistema que aquellos almacenamientos que entran en operación antes del plazo de 5 años contribuyendo a la seguridad de suministro puedan monetizar el valor que aportan al sistema** a través del mercado de capacidad (en cualquier de sus tipologías de subasta).

Con el objetivo de maximizar la eficiencia del mecanismo, es importante garantizar la compatibilidad de los contratos a largo plazo (subastas principales) con los contratos anuales (subastas de ajuste y subastas transitorias) para las nuevas inversiones, en línea con las mejores prácticas internacionales. Esto es especialmente relevante durante el proceso de introducción de este mecanismo de capacidad en el mercado español, ya que habrá nuevas inversiones que puedan entrar en servicio mucho antes del primer año de prestación de la primera subasta principal. **Proponemos que la tecnología que ya está operativa en el momento de convocarse una subasta pueda participar, a elección del promotor, en subastas de ajuste/transitorias intermedias hasta el año de comienzo del servicio de la subasta principal adjudicada**, contabilizando como potencia firme y coeficiente de firmeza los correspondientes a dicha tecnología.

Adicionalmente, siempre que la planificación del mercado de subasta lo permita, consideramos que el plazo de 5 años no debe tener la consideración de “plazo mínimo”, sino que debe ser un plazo “variable”, en atención a los plazos de construcción y puesta en marcha de las instalaciones. Dentro de este plazo de 5 años, la regulación debería reconocer el derecho de los promotores a iniciar la prestación del servicio una vez que la instalación se encuentre en estado de funcionamiento.

Todo esto garantizará que los activos de almacenamiento se desplieguen más rápido en el mercado español, lo que se traduce en una optimización más temprana de su capacidad y, en consecuencia, en más ahorros para los consumidores.

Entendemos que las subastas transitorias y de ajuste jugaran un papel clave hasta que se inicien los plazos de las subastas principales. **En términos generales no está clara la convivencia entre subasta principal, transitoria y de ajuste.**



3. Rol del almacenamiento dentro del mercado de capacidad

Según la propuesta regulatoria, *no solo se busca que este instrumento regulatorio resuelva los problemas de cobertura identificados, sino que lo haga salvaguardando los objetivos de descarbonización que necesariamente exigirán de nueva inversión en almacenamiento.*

Para poder cumplir con estos objetivos resulta fundamental que todo el diseño del mercado y las subastas se haga considerando los siguientes elementos:

- Definición de las horas de estrés
- Definición de coeficientes de firmeza
- Duración pago subasta principal
- Límite máximo promedio de emisiones
- Transparencia
- Coeficiente de flexibilidad e integración de renovables
- Tratamiento de la degradación del almacenamiento

a. Definición de las horas de estrés

Las horas de estrés serán identificadas y comunicadas por el operador del sistema antes del inicio de cada año perteneciente al periodo de prestación del servicio de acuerdo con lo establecido en este procedimiento de operación, y no podrán suponer más de un 10% ni menos del 5% de las horas de un año natural.

Se define un número mínimo de horas de estrés en el Procedimiento de Operación, que no constan en el Proyecto de Orden. Dado que las horas de estrés se calculan anualmente y deben reflejar la realidad del sistema **estimamos que no debería haber un mínimo**, ya que, si el sistema necesitase menos de un 5%, tal y como se fija en el P.O., supondrían que se están comunicando y obligando a cumplir horas de estrés no reales.

Estos valores entre 438 y 876 horas de estrés al año parecen elevados teniendo en cuenta que el peor escenario de cobertura de los estudios de **REE identifica 26,9 horas al año de riesgo de suministro.**

Tabla 12. TY2024, 2025, 2027, 2030. Escenario 0: post-EVA ERAA 2022. Estadísticas de los indicadores de cobertura en los distintos años climáticos.

Atributo	TY2024		TY2025		TY2027		TY2030	
	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
Mínimo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Máximo	26,70	60,08	26,90	87,02	11,30	40,47	10,20	44,11
Med	5,63	9,38	6,26	12,90	1,86	3,63	1,66	4,25
P50	3,60	5,22	3,50	6,54	0,20	0,18	0,10	0,08
P95	18,35	41,27	22,74	55,37	7,75	15,84	8,32	23,08

Asumiendo la falta de previsión ante estas situaciones de estrés nos parece adecuado asegurar un margen de cobertura. Y en este sentido *proponemos que las horas de estrés*



queden definidas dentro de un intervalo entre el 5% de horas del año y el valor máximo de LOLE identificado por REE.

Además, téngase en cuenta que la definición del número de horas de estrés tendrá un impacto directo en los coeficientes de firmeza del almacenamiento. Por ello, para preservar la neutralidad tecnológica, **es crítico evitar que los bloques de horas de estrés incluyan horas donde no se prevén dificultades para garantizar la seguridad de suministro.**

En este sentido, la motivación de que: (...) *los períodos de estrés se establecerán evitando discontinuidades dentro de cada día que pudieran dificultar el cumplimiento en la prestación del servicio y su verificación*, nos parece desproporcionada y poco entendible ya que **el operador del sistema cuenta con herramientas para implementar horas de estrés discontinuas.**

b. Definición de coeficientes de firmeza

La propuesta de PO establece lo siguiente en lo relativo al coeficiente de firmeza:

Coeficiente de firmeza: Valor comprendido entre 0 y 1, que mide la capacidad de cada tecnología de referencia para aportar potencia firme al sistema eléctrico peninsular.

El coeficiente de firmeza tendrá en cuenta para cada tecnología sus elementos intrínsecos y extrínsecos, el desempeño pasado en la capacidad para aportar firmeza al sistema eléctrico peninsular considerando las necesidades de cobertura del mismo, o, en su caso, la capacidad futura de cada tecnología para satisfacerlas.

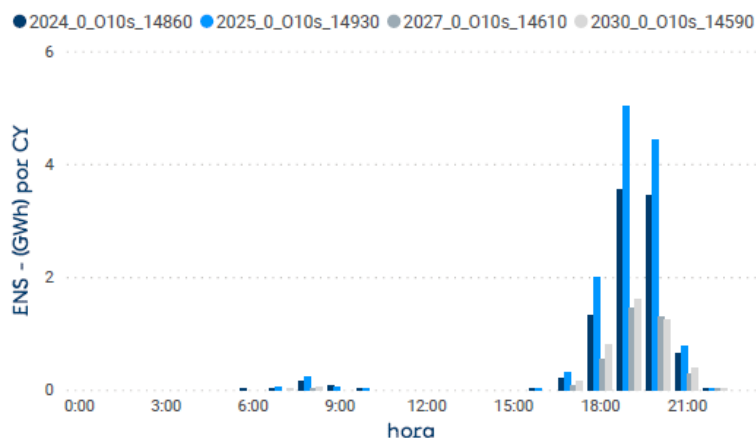
En el caso del almacenamiento con limitación de energía máxima almacenada (LEMA) que no permita el aporte de su potencia firme durante más de 6 horas consecutivas y en el caso de las instalaciones pertenecientes a la modalidad definida en los artículos 2.1.c) y 2.1 d), se utilizarán simulaciones para calcular los coeficientes de firmeza.

El coeficiente de firmeza y las horas del estrés del sistema son aspectos clave en las subastas ya que **determinan el nivel de competencia entre las distintas tecnologías.**

Teniendo en cuenta el mix de generación español, y en particular la penetración fotovoltaica, las necesidades de potencia firme van a estar concentradas en los picos de la noche. Así lo indican los estudios de cobertura de REE (ver gráfico adjunto) y los análisis de AEPIBAL del Anexo I de estas alegaciones.



AEPIBAL



Con esta distribución de necesidades de firmeza / horas de estrés, **almacenamientos con <6 horas puede tener una contribución muy robusta a la seguridad de suministro y así lo deben recoger los coeficientes de firmeza.**

En este sentido, y debido a la ausencia de datos históricos, creemos que es de vital importancia la absoluta **transparencia del Operador del Sistema en la metodología, hipótesis y escenarios de cálculo.** Y no queremos dejar pasar la ocasión de postular a AEPIBAL como colaborador necesario en la concreción de unos parámetros que son críticos para el mercado y el almacenamiento, participando con REE y MITECO en tantas sesiones de trabajo como estos crean oportunas.

Por parte de AEPIBAL entendemos de manera adicional de suma importancia poner en valor las capacidades diferenciales del almacenamiento, y en especial su flexibilidad, en la definición y cálculo de los coeficientes de firmeza, ya que dicha flexibilidad permite al almacenamiento operar varias veces durante un mismo día para cubrir distintos momentos de estrés que puedan ocurrir durante una misma jornada, y funcionar con varios ciclos diarios, no continuados, y las citadas horas de potencia firme podrían no tener que ser consecutivas. Este es un elemento muy diferencial frente a otras tecnologías, y elemento clave debido a su flexibilidad, al que el sistema puede sacar un importante partido, y por ende una optimización de la operativa.

c. Duración pago subasta principal

La Propuesta de Orden establece que:

los periodos de prestación del servicio se definirán por tecnología de referencia y estarán orientados a reflejar un plazo equivalente a la mitad de su vida útil. En ningún caso el periodo de prestación del servicio será superior a 15 años (art. 7.1.a.ii).

Se propone incluir, en lugar de la fórmula *estarán orientados*, **otra fórmula que garantice un plazo mínimo de duración del servicio de 10 años o, en su caso, de la mitad de la vida útil de las instalaciones de almacenamiento.**

Esta aportación se considera desde AEPIBAL especialmente relevante y/o prioritario ya que los plazos que AEPIBAL propone son acordes con el estado tecnológico actual de las instalaciones de almacenamiento con baterías (actualmente, con garantías de fabricantes de plazos de vida útil de 20 años).



Además, para optimizar las opciones de financiación de una tecnología que necesita dicho impulso financiero, creemos que **debería valorarse la extensión de la duración del pago para almacenamiento hasta los 15 años**. Este enfoque es también el adoptado en la mayoría de los mecanismos de mercado de capacidad existentes en la UE (por ejemplo, Italia, Reino Unido, Bélgica). Una mayor duración del pago permite mejor financiación, además de optimizar la disponibilidad y el dimensionado del activo de almacenamiento redundando en mejores soluciones tecno económicas.

d. Límite máximo promedio de emisiones (artículo 15)

El art. 15 de la Propuesta de Orden, la Disposición Adicional Segunda establece que:

Excepcionalmente, la resolución de convocatoria de las subastas de capacidad principal podrá incluir un umbral máximo de emisiones que no podrá ser superado por los adjudicatarios de las referidas subastas. A tal fin, para cada tecnología emisora de referencia podrán definirse niveles de emisiones de CO2 equivalente de tal forma que, en conjunto, el volumen de las emisiones de CO2 asociadas a las instalaciones adjudicatarias no supere el referido umbral.

A tal fin, en la selección de ofertas a que se hace referencia en el artículo 15, se descartarán aquellas ofertas correspondientes a las tecnologías emisoras de mayor precio que causen la superación del umbral máximo de emisiones.

Valoramos MUY POSITIVAMENTE esta herramienta para incentivar la firmeza descarbonizada y queremos proponer los siguientes aspectos:

I. De instrumento excepcional a estructural

El límite de emisiones nos parece un instrumento clave para resolver los problemas de cobertura identificados, salvaguardando los objetivos de descarbonización que necesariamente exigirán de nueva inversión en almacenamiento. Con este fin consideramos necesario que se dote de una mayor concreción y seguridad jurídica a este mecanismo cambiando el enfoque de excepcionalidad para asegurar de manera estructural que las emisiones se consideren en cada subasta.

En este sentido proponemos la siguiente redacción

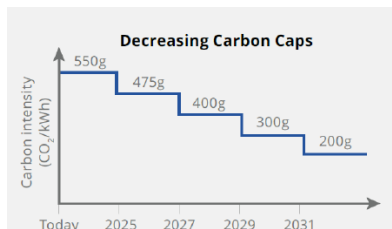
~~*Excepcionalmente, la resolución de convocatoria de las subastas de capacidad principal podrá incluir un umbral máximo de emisiones que no podrá ser superado por los adjudicatarios de las referidas subastas.*~~

II. Sugerencias para determinar el umbral

A la hora de determinar este umbral sugerimos que se tengan en cuenta las siguientes tres propuestas:

1. El umbral promedio de emisiones debería establecerse por debajo del nivel de emisiones de los ciclos combinados de referencia del sistema para asegurar que tenga un impacto real en la asignación de capacidad.
2. Para prevenir que el servicio de capacidad comprometa el cumplimiento de objetivos de descarbonización, creemos que se debería considerarse la tasa de emisión del mix previsto en la planificación para el año de entrega del servicio,.

3. Para garantizar una descarbonización gradual de los activos de generación en los mercados de capacidad a lo largo del tiempo, proponemos que el umbral de emisiones se reduzca progresivamente en hitos temporales predefinidos, como se muestra en el ejemplo siguiente:



III. Visibilidad sobre el cálculo de emisiones

La propuesta regulatoria no define cómo se calcularán estas emisiones ni qué criterios específicos se aplicarán a tecnologías como el almacenamiento *stand-alone*, el bombeo, o las instalaciones híbridadas que consumen energía de la red para su funcionamiento.

En este sentido, la ausencia de una metodología específica para calcular las emisiones asociadas a tecnologías como el almacenamiento o el bombeo podría generar inconsistencias en la aplicación del criterio de emisiones.

Solicitamos por lo tanto que se incorpore en la Orden Ministerial o en el Procedimiento de Operación un **mecanismo o fórmula clara para el cálculo de emisiones de CO₂ asociadas a tecnologías como almacenamiento stand-alone, bombeos, e instalaciones híbridadas.**

Esta metodología debe considerar:

1. El origen de la energía consumida por estas instalaciones, diferenciando entre fuentes renovables y fósiles.
2. El balance neto de emisiones a lo largo de un periodo representativo, teniendo en cuenta los servicios de flexibilidad que estas tecnologías aportan al sistema.
3. Incentivos para el consumo de energía renovable, por ejemplo, estableciendo límites más altos para instalaciones que garanticen un porcentaje mínimo de carga proveniente de fuentes renovables.

Para un futuro no lejano, **proponemos se estudie un sistema de garantías de origen con certificación horaria o 15 minutal** que pudiera facilitar certificación vía mercado el origen renovable de la energía / potencia proporcionada por el almacenamiento.

IV. Evaluar la alternativa de internalizar coeficientes de emisiones en la valoración económica

Existe la alternativa de aplicar un mecanismo basado en el mercado para incentivar la entrada de activos bajos en carbono y la salida de los activos con alto contenido de carbono del mercado de capacidad, mediante la aplicación de factores de emisiones al cálculo económico. De esta manera se asegura que la firmeza asegurada en el mercado optimiza coste y emisiones de manera conjunta.



Entendemos que este enfoque supone un cambio relevante en el marco general del mecanismo y por tanto **no creemos que sea recomendable posponer su implementación añadiendo complejidad al mismo**. Mediante la correcta definición de umbrales de emisiones se puede lograr un objetivo similar.

e. Transparencia

La mayor parte de los parámetros que condicionaran el potencial del almacenamiento dentro del mercado de capacidad están pendientes de ser calculados y publicados. En este sentido solicitamos transparencia total al Operador del Sistema en la metodología, hipótesis y escenarios de cálculo y como AEPIBAL ponemos a su disposición todas nuestras capacidades y conocimiento basados en mejores prácticas europeas.

Al tratarse de un mercado nuevo con la participación de nuevos agentes se considera contraproducente la posible confidencialidad de parámetros clave de las subastas.

En concreto y por orden de importancia, **se recomienda transparencia absoluta en parámetros como** (i) los precios de reserva para nuevas instalaciones, (ii) la curva de demanda de potencia firme, (iii) los precios de reserva para instalaciones existentes, (iv) o el cupo de entrada de nueva inversión.

f. Coeficiente de flexibilidad e integración de renovables

La propuesta regulatoria aplica un *coeficiente de flexibilidad* a la generación no renovable reconociendo aquellos activos que aportan flexibilidad además de firmeza.

Con este mismo espíritu se debería valorar la inclusión de coeficientes multiplicadores para cada tecnología de referencia, que reflejen su contribución a la integración de renovables y flexibilidad. Este aspecto quedaría plenamente justificado desde el punto de vista de la salvaguardia de la seguridad del suministro del sector eléctrico.

Teniendo en cuenta la situación actual del sector eléctrico español, es posible garantizar debidamente la seguridad del suministro con la participación de las instalaciones de almacenamiento y de energías renovables en el futuro Mercado de Capacidad. Por tanto, el fomento de las tecnologías no emisoras supondría una mayor contribución del Mercado de Capacidad a los objetivos generales de sostenibilidad ambiental de la nueva regulación.

Si bien podría ser prematuro la inclusión de esta aportación en las primeras subastas, entendemos que el valor al sistema que proporciona el almacenamiento integrando renovables y aportando flexibilidad **se debería monetizar en el futuro esquema de remuneración a la flexibilidad**.

g. Tratamiento de la degradación del almacenamiento

No se hace referencia explícita al tratamiento de la degradación de la energía almacenable ni en el proyecto de Orden ni en la propuesta de PO. Dada la enorme cantidad de casuísticas individuales en base a la tecnología seleccionada, el producto instalado, la agresividad en la operación de los activos (ciclado, profundidad de descarga, potencia de carga...), las estrategias de sobredimensionamiento o las decisiones de *repowering*, desde AEPIBAL **sugerimos evitar la internalización de dicha degradación en el cálculo de los coeficientes de firmeza**, lo cual llevaría a análisis ineficientes de diseño de los sistemas.



En este sentido, AEPIBAL propone que **cada participante decida qué bloque o bloques de potencia firme contratar en cada subasta** en función de su tecnología y estrategia operativa, pudiendo coexistir bloques contratados en una subasta principal con bloques contratados en una subasta de ajuste.

Esto requeriría incluir una excepción en el artículo 15.4 del proyecto de Orden, **permitiendo que las instalaciones existentes de almacenamiento puedan presentar bloques de oferta que no correspondan al conjunto de su potencia firme.**

Además, convendría definir un mecanismo que permita verificar el cumplimiento de obligaciones provenientes de diferentes subastas para una misma instalación proveedora (que, entendemos, sería equiparable al proceso de verificación de las obligaciones en nuevas inversiones que hayan resultado asignatarias de varios bloques de oferta en una sola subasta).

Asimismo, a la hora de definir el periodo de prestación para nuevas inversiones en estas tecnologías (artículo 7.1.a.ii del proyecto de Orden), es importante tener en cuenta que la vida útil de las instalaciones de almacenamiento en baterías de ion-litio puede variar significativamente en función de los factores considerados anteriormente (tecnología, ciclado, profundidad de descarga, potencia de carga, estrategias de sobredimensionamiento, decisiones de *repowering*...).

Por este motivo, proponemos que se permita que los participantes en las subastas principales que participen con nuevas inversiones en sistemas de almacenamiento electroquímico **puedan solicitar una vida útil (y por tanto un periodo de prestación) superior o inferior a la vida útil estándar que se defina para la tecnología de referencia.**

En caso de solicitar un periodo de prestación de mayor duración al estándar para la tecnología de referencia, esta justificación podría estar soportada por declaraciones responsables y/o por informes de técnicos independientes, y enmarcarse en el proceso de registro de cada subasta principal.

4. Clarificación del tratamiento de hibridaciones con almacenamiento

Entendemos que las instalaciones híbridas presentan una serie de casuísticas y alternativas que no han sido correctamente consideradas en la propuesta de Orden ni en el PO, especialmente en lo relativo a las implicaciones de hibridar una instalación existente con nuevos módulos o las alternativas a la hora de definir los coeficientes de firmeza.

En los siguientes apartados señalamos los elementos concretos que proponemos clarificar en la Orden y el PO.

a. Definiciones

La definición de la potencia firme para las instalaciones hibridadas no tiene en cuenta la posibilidad de que una de las tecnologías no tenga coeficiente de firmeza, este hecho debe tenerse en cuenta en la definición para que las tecnologías que si lo tengan puedan participar en la subasta y que además no se tenga en cuenta potencia firme de la tecnología sin dicho coeficiente.



Por otro lado, tampoco se tiene en cuenta que haya módulo/s que puedan participar (cumplimiento de requisitos de Orden y P.O.) y módulo/s que no puedan participar porque no cumplan con alguno de los requisitos para participantes del mercado.

Se propone añadir texto en rojo a la definición de potencia firme de la Orden y el PO:

f) Potencia firme: Potencia activa media, en MW, que, a efectos de esta orden, una instalación de generación, almacenamiento o demanda puede aportar para la cobertura de la demanda de energía eléctrica, en función de las características intrínsecas de disponibilidad y fiabilidad asociadas a cada tecnología de referencia.

Para cada tecnología de referencia, la potencia firme de una determinada instalación se obtendrá como el producto de su potencia instalada por su correspondiente coeficiente de firmeza.

En el caso de instalaciones hibridadas la potencia firme se calculará como la suma de las potencias instaladas de cada uno de sus módulos por los correspondientes coeficientes de firmeza de cada una de las tecnologías. En el caso de que alguna de las tecnologías que componen la instalación hibridada no tenga coeficiente de firmeza definido, este se considerará cero de cara al cálculo de la potencia firme de la instalación hibridada. Adicionalmente, si alguno de los módulos no cumpliera con los requisitos de participación para las subastas de capacidad no se tendrá en cuenta dicho módulo en el cálculo.

En todo caso, la potencia firme de cada instalación no podrá ser superior a la capacidad de acceso que tenga otorgada.

b. Hibridación: Alegaciones al Proyecto de Orden.

Para el caso de instalaciones hibridadas, tanto el proyecto de Orden como la propuesta de P.O. definen cómo calcular la potencia firme, pero no aclaran cómo se participará en la subasta en estos supuestos:

- a) Uno de los módulos que componen la instalación hibridada no tenga coeficiente de firmeza. **Se propone que estos módulos no se tengan en cuenta en el cálculo de la potencia.** Se propone solución en el Artículo 3., apartado (f).
- b) Tenga módulos existentes y nuevos (sin AAE). En este caso se propone:
 - Que la instalación existente, ya sea única o hibridada, **pueda participar como instalación existente**, sin considerar en ningún momento la potencia firme aportada por el futuro módulo (con su clave diferenciada en el RAIPEE).
 - Que la nueva **instalación hibridada participe en la subasta principal para nuevas inversiones** (tendrá la misma clave diferenciada en el RAIPEE, pero podrá identificarse en el registro que se ha incluido un módulo nuevo).
 - Si se diera la situación de que la nueva instalación hibridada entrará antes de lo previsto en operación y coincidiera con un periodo en el que la instalación existente estuviera en un periodo de subasta adjudicada **el participante deberá renunciar a una de las dos subastas.**



- c) Tenga módulo/s que puedan participar (cumplimiento de requisitos de Orden y P.O.) y módulo/s que no puedan participar porque no cumplan con alguno de los requisitos para participantes del mercado. En este caso se propone que la **instalación híbrida pueda participar con los módulos que sí cumplen los requisitos**. Se propone solución en el Artículo 3., apartado (f).

c. Hibridación: Alegaciones al Procedimiento de Operación.

En el artículo a) 12.4. Pruebas del servicio de capacidad: En el apartado 12.4 no se define en las pruebas como se realizarán las de instalaciones híbridas. Debería indicarse si se aplicara a cada módulo según su tecnología

5. Prestación del servicio: disponibilidad y participación en mercado

Existen importantes incertidumbres sobre la prestación del servicio, análisis de disponibilidad y compatibilidades con participación en mercado.

a. Disponibilidad y participación en mercado

Atendiendo al artículo 22 del proyecto de Orden, los generadores y sistemas de almacenamiento tendrán que garantizar su disponibilidad, durante el periodo de prestación del servicio de capacidad, en las horas de estrés del sistema del sistema eléctrico peninsular que se definan. En particular, deberán mantener en el conjunto de las horas de estrés, a lo largo del período de entrega, un nivel de disponibilidad que dependerá de la potencia firme adjudicada, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.

En este sentido, **en el procedimiento de operación no queda claro cómo se determina este nivel de disponibilidad**. Y sin embargo, la Memoria de Análisis (pag 23) establece:

El capítulo IV del proyecto de orden, que aglutina los artículos 22, 23 y 24, regula aspectos relativos a la prestación del servicio de capacidad. De entre ellos, cabe destacar aquellas obligaciones que se derivan de la efectiva prestación del servicio.

*Así, en el caso de instalaciones de producción y almacenamiento, los sujetos del sistema eléctrico titulares de dichas instalaciones tendrán que garantizar su disponibilidad, durante el periodo de prestación del servicio de capacidad, en las horas de estrés del sistema del sistema eléctrico peninsular que se definan. **En particular, deberán mantener una disponibilidad igual o superior a la potencia firme adjudicada, ofertando dicha potencia en los mercados diario, intradiario y de balance, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.***

Esta redacción está alineada con las obligaciones que ya se planteaban en la propuesta de 2021:

Para ello, deberán mantener una disponibilidad igual o superior a la potencia firme asignada, ofreciendo dicha potencia, y la variación de energía asociada a la misma, mediante su participación efectiva en los mercados diario, intradiario y de balance, de acuerdo con lo que se establezca en los Procedimientos de Operación de aplicación al servicio de capacidad.



La determinación de la disponibilidad según ofertas de mercado nos parece una medida acertada que permite asegurar y verificar la firmeza al tiempo que se permite a los activos optimizar el valor que se aporta al sistema en cada uno de los mercados. De esta manera se permite la compatibilidad del mercado de capacidad con la participación libre en mercado siempre que se asegure la oferta de la capacidad en las horas de estrés. Este enfoque minimiza el nivel de incertidumbre sobre el modelo de participación en mercado e ingresos. Debe quedar mejor definido en el procedimiento de operación, la participación en los mercados y la complementariedad del mecanismo con los mismos.

Proponemos por tanto modificar la redacción del apartado 22 de la orden de la siguiente manera (en línea con la memoria normativa) y el artículo 12 del PO:

*En el caso de instalaciones a que se hacen referencia en los apartados a) y b) del artículo 2.1, los sujetos del sistema eléctrico titulares de las instalaciones tendrán que garantizar su disponibilidad, durante el periodo de prestación del servicio de capacidad, en las horas de estrés del sistema del sistema eléctrico peninsular que se definan. **En particular, deberán mantener una disponibilidad igual o superior a la potencia firme adjudicada, ofertando dicha potencia en los mercados diario, intradiario y de balance, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.** ~~En particular, deberán mantener en el conjunto de las horas de estrés, a lo largo del período de entrega un nivel de disponibilidad que dependerá de la potencia firme adjudicada, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.~~*

12. Provisión y verificación del servicio de capacidad

12.1. Disponibilidad de las instalaciones proveedoras del servicio

*Los proveedores del servicio deberán disponer en promedio anual de la potencia firme comprometida por sus instalaciones de producción, almacenamiento y demanda en la subasta de capacidad durante el periodo de prestación del servicio de capacidad, en las horas de estrés del sistema que hayan sido comunicadas por el operador del sistema. **Instalaciones de generación y almacenamiento, deberán mantener una disponibilidad igual o superior a la potencia firme adjudicada, ofertando dicha potencia en los mercados diario, intradiario y de balance, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.***

b. Activaciones / ordenes de arranque por el mercado de capacidad

En línea con la definición de disponibilidad en base a participación en mercado entendemos que la participación en el mercado de capacidad no conlleva ninguna obligación de activaciones adicionales a aquellas que se deriven de la participación en mercado (ver apartado anterior).

De esta manera **creemos que debería ser eliminada la referencia a ordenes de arranque del Artículo 27.** Penalizaciones por incumplimiento de las obligaciones asociadas a la prestación del servicio de capacidad y del régimen de pruebas. El arranque de las unidades proveedoras en caso de necesidad será el resultado de las activaciones resultantes de la participación en mercado.



~~a) El operador del sistema podrá dar en cualquier momento dentro de los periodos de estrés orden de arranque a una unidad proveedora.~~

Resulta imprescindible que toda referencia a activación del servicio se haga de manera consistente con la verificación de disponibilidad el servicio vía mercados.

c. Avisos de horas de estrés y requerimientos de prestación del servicio

No existe información sobre en qué momento el proveedor sabrá que debe dar el servicio: aunque sí se indica que REE indicará con anterioridad al 31 de diciembre de un año las horas de estrés del año siguiente, no se especifica el plazo de aviso en el caso de que los proveedores del servicio tengan que actuar para alguna de dichas horas. En este particular, **proponemos que se avise de las horas de estrés del sistema para el día siguiente al menos con una hora de antelación al cierre de ofertas del mercado diario (12:00).** De esta manera se asegura que los prestadores del servicio pueden ajustar sus ofertas en los diferentes mercados para cumplir con los requerimientos de disponibilidad

d. Disponibilidad de almacenamiento: horas de estrés vs horas de almacenamiento = coeficientes de firmeza

En el caso de los sistemas de almacenamiento habría que considerar que, si la instalación ha sido activada durante todas sus horas de capacidad, en el caso de que el periodo de estrés sea más largo que su capacidad (ej. un periodo de cuatro horas de estrés cubierto por una batería de 2 horas de capacidad), esta puede quedarse descargada completamente y ya no tendrá disponibilidad. Tal y como está redactado el P.O, en concreto el apartado **“13.2.1. Obligación de pago por incumplimiento de la disponibilidad de la potencia firme asignada”** la instalación sufriría una penalización. Sin embargo, el coeficiente de firmeza ya tiene en cuenta las horas de capacidad del almacenamiento por lo que la aportación de la instalación a la capacidad del sistema ya se ha minorado y por tanto su ingreso ya está acotado a las horas reales que puede dar firmeza. **Se propone que en los criterios de verificación no se penalice al almacenamiento cuando en un periodo de estrés este haya dado ya toda su capacidad comprometida en el mercado.**

e. Pruebas y penalizaciones

No están bien expresados los efectos derivados de la no superación de las pruebas: *supondrá la pérdida de la retribución mensual con un incremento de un 20%.* No creemos que deba *no pagarse* por encima del pago previsto. Se propone cambiar esta redacción por la siguiente:

supondrá una penalización equivalente a la retribución mensual/trimestral/anual con un incremento de un 20%.

Adicionalmente habrá que definir si esta penalización se detraerá del pago, si es posible, o si el proveedor estuviera inhabilitado cómo se aplicará.

En caso de no superación de alguna prueba, se realizarán pruebas sucesivas hasta un máximo de tres, con los siguientes efectos:



1) Tras la realización de la primera prueba con resultado no satisfactorio, supondrá la pérdida de la retribución mensual con un incremento de un 20%.

2) Tras la realización de la segunda prueba con resultado no satisfactorio, supondrá la pérdida de la retribución correspondiente a un trimestre, con un incremento de un 20%.

3) La realización de la tercera prueba con resultado no satisfactorio dará lugar a la pérdida de la retribución anual del servicio, con un incremento del 20%, y el inicio del proceso para la inhabilitación de la instalación.

6. Mercado secundario y cesión de derechos

En el preámbulo de la propuesta de Orden Ministerial, se menciona que *se prevé la configuración de un mercado secundario, que incrementará la liquidez del mercado por la mayor flexibilidad que otorga dicho mecanismo a los agentes adjudicatarios de la subasta.*

Asimismo, en el artículo 3 (Definiciones), letra c, se hace referencia indirecta a dicho mercado secundario al definir que un proveedor del servicio de capacidad puede ser aquel que *adquiere los derechos y obligaciones [adjudicados en el esquema de concurrencia competitiva] mediante cesión en el mercado secundario conforme a lo previsto en esta norma.*

No obstante, a partir de estas menciones iniciales, no se vuelve a hacer referencia explícita al mercado secundario en el cuerpo de la Orden Ministerial. Tampoco se menciona directamente en el Procedimiento de Operación, aunque podría entenderse aludido en:

- El artículo 21 de la Orden Ministerial (Cesión de los derechos y obligaciones asociados al servicio de capacidad).
- El punto 6 del Procedimiento de Operación (Mecanismo de cesión y traspaso de los derechos y obligaciones asociados al servicio de capacidad).

Solicitamos que se incluyan **menciones explícitas al mercado secundario en ambos textos normativos, indicando que el mecanismo de cesión es el denominado mercado secundario.** Esto garantizará claridad y uniformidad en la interpretación y aplicación de la norma.

Solicitamos igualmente que se defina con mayor precisión el mecanismo de cesión, incluyendo en la Orden Ministerial y/o en el Procedimiento de Operación **que la instalación receptora de los derechos y obligaciones debe tener características similares a la instalación adjudicataria original.** En caso de incumplimiento, deberían establecerse penalizaciones proporcionales al desajuste.

Adicionalmente queremos compartir algunas incertidumbres sobre cómo operará este mercado:

- ¿La cesión de derechos puede realizarse por un plazo determinado: diario, mensual, anual; o directamente se pierden todos los derechos sobre la subasta para el periodo de prestación del servicio que quede restante?

Este mercado secundario podría considerarse como un mercado de contratos bilaterales existente en otros países, en el que los proveedores del servicio pertenecientes a los grupos 2.a) y 2.b) pueden



negociar/comprar capacidad a otras unidades generadoras que tengan capacidad que no haya sido vendida en la subasta, es decir, que no esté comprometida. Los proveedores del servicio acudirían a este mercado cuando anticiparan que no podrán aportar la capacidad firme otorgada en el momento requerido por REE.

- ¿Será responsabilidad exclusiva de los propietarios de las instalaciones ponerse de acuerdo para realizar las cesiones?
- ¿Habrá una plataforma gestionada por el Operador del Sistema para facilitar estas transacciones?
- ¿Debería incluirse al Operador del Sistema como intermediario en este proceso?

En este sentido solicitamos que se detalle el funcionamiento del mercado secundario, incluyendo la **posible creación de una plataforma gestionada por el Operador del Sistema para asegurar transparencia y equidad en las transacciones**. La regulación debería incluir los roles específicos del Operador del Sistema y de los agentes participantes. El marco debe garantizar que las **cesiones se realicen de forma ágil, controlada y en línea con los objetivos del mercado de capacidad**.

7. Garantías

En la Orden Ministerial se definen dos tipos de garantías económicas dentro del marco del mecanismo de capacidad:

- a. Garantías económicas asociadas al periodo comprendido entre la celebración de la subasta y el periodo de prestación del servicio de capacidad.
- b. Garantías económicas asociadas al propio periodo de prestación del servicio.

Desde AEPIBAL **valoramos positivamente el uso de garantías económicas para incentivar una participación óptima en las subastas y garantizando la libre competencia con ofertas profesionales, rigurosas y de empresas solventes**. No obstante, hay una serie de elementos que consideramos necesario tratar de cara a plantear un esquema de garantías óptimo.

En primer lugar, de cara a tener más seguridad jurídica, **propondríamos que en la Orden Ministerial se incluyesen los criterios aplicables a las garantías con un mayor nivel de concreción de lo que actualmente recoge el P.O., con el objetivo de tener un criterio único que aplique a todas las subastas**, más allá de la *proporcionalidad con la potencia firme adquirida* y no dejar a cada Resolución de convocatoria de subasta la opción de definir las garantías. Esto dotará de una mayor visibilidad a las subastas guiando a los participantes en torno al coste de la misma y ayudando a la planificación y desarrollo de proyectos.

En el apartado 14.3 se establece *La garantía de pago deberá constituirse mediante aval o fianza de carácter solidario prestado por banco, [...]*. **Se propone que también se admitan seguros de caución, tal y como establece el Real Decreto 161/1997**. Estos mecanismos se han mostrado herramientas útiles en procesos similares contribuyendo a la liquidez de las subastas.



Además, existen varios aspectos que merecen ser clarificados y ajustados para asegurar la eficiencia operativa y la viabilidad económica de los proyectos. A continuación, detallamos nuestras inquietudes y propuestas de mejora.

a. Garantías económicas previas a la prestación del servicio

En el Procedimiento de Operación (PO), específicamente en el punto 9, se define el concepto de *Garantías previas a la prestación del servicio*, las cuales deben presentarse por cada año del periodo comprendido entre la validación de la subasta y el inicio de la prestación del servicio de capacidad.

Nos gustaría conocer mejor si lo que el regulador plantea es la constitución de una única garantía, presentada en un plazo inferior a dos meses tras la celebración de la subasta, que se va devolviendo a medida que se van cumpliendo los años comprometidos en la subasta; o, si, por el contrario, esta garantía inicial se devuelve al comenzar el periodo de provisión del servicio, y a partir de entonces se deberá poner una garantía anual.

En la medida de lo posible solicitamos que se simplifique el sistema de garantías con el objetivo de reducir el coste administrativo de gestión de estas.

b. Garantías de pago para la liquidación del servicio

En el punto 14 del PO se definen las garantías de pago para la liquidación del servicio de capacidad. Estas garantías pueden ser exigidas por el Operador del Sistema para cubrir las posibles obligaciones económicas derivadas del incumplimiento de las condiciones de prestación del servicio. No obstante, existe la necesidad de clarificar el importe de las garantías de pago, que actualmente no está especificado.

Solicitamos que se defina de manera clara y precisa el importe de las garantías de pago, especificando su relación con la potencia firme concedida. Esto garantizará la transparencia y previsibilidad del proceso para los promotores, permitiendo que puedan calcular adecuadamente las exigencias financieras asociadas al cumplimiento de sus obligaciones.

c. Correcciones en las referencias de puntos en el Procedimiento de Operación

En el punto 14.2.1 del PO se menciona que las garantías de pago pueden ser exigidas si no se ha cumplido lo establecido en el punto 13.a). Sin embargo, el PO no contiene ningún punto 13.a). De igual forma, en el punto 14.2.2 se menciona el punto 13.b). Entendemos que se hace referencia a los puntos 13.1 y 13.2.

8. Consideraciones en torno al requerimiento de permisos de Acceso y Conexión

En lo relativo a los requisitos de participación en la subasta el art. 11 (f) del Proyecto de Orden establece que, *en todo caso, y con independencia del tipo de instalación, estas [las instalaciones] dispongan de los correspondientes permisos de acceso y conexión a la red.* Desde AEPIBAL **valoramos positivamente este requerimiento como un criterio para asegurar cierto nivel de viabilidad de los proyectos de almacenamiento.** Y en este sentido, solicitamos claridad en torno al hito o momento de la subasta de capacidad en el que hay que certificar el permiso de acceso y conexión.



Entendemos que un proyecto que no ha iniciado los trámites de acceso y conexión difícilmente puede considerarse dentro de la planificación de seguridad de suministro y por tanto debe quedar excluido del mercado de capacidad. **Sin embargo, las particularidades y retos regulatorios a los que se enfrenta el almacenamiento en sus fases de desarrollo hacen que sea necesario tener en cuenta algunos elementos.**

a. Cambios en las horas de almacenamiento del permiso

En la actualidad, muchos proyectos de almacenamiento han solicitado (y obtenido) permisos de acceso y conexión con una duración concreta del mismo (2 o 4 horas generalmente), sin conocer exactamente qué duración puede ser óptima de cara a la participación en el mercado de capacidad.

Por este motivo, y dado que **no existen aún los valores de coeficiente de firmeza que permitan a los promotores decidir el tamaño óptimo de almacenamiento**, es importante que la Propuesta de Procedimiento de Operación recoja la posibilidad de que un promotor decida, mediante una **declaración responsable, cual es el número de horas de funcionamiento con el que quiere acudir a la subasta, aunque no coincida con lo establecido en el permiso de acceso y conexión o la tramitación administrativa**, en el entendimiento que existe tiempo suficiente para reajustar la tramitación de los permisos desde la celebración de la subasta hasta el inicio de la prestación del servicio de capacidad.

b. Permisos de Generación y Demanda para almacenamiento stand-alone

En la actualidad existe una considerable capacidad de almacenamiento que teniendo acceso como generación a la red está teniendo problemas para asegurar la demanda hasta que esté plenamente implementado el marco de acceso a la red flexible para demanda. Entendemos que un almacenamiento stand-alone sin capacidad de consumo de la red no aporta firmeza. **Sin embargo, un almacenamiento con permiso de demanda flexible o con capacidad de demanda menor a la de generación puede ser un activo útil para el sistema y su participación en el mercado de capacidad se debería regular mediante una ponderación en los coeficientes de firmeza.** Entendemos que los coeficientes de firmeza son una herramienta efectiva para categorizar las diferentes casuísticas de proyectos de almacenamiento y permitir que los proyectos óptimos resulten adjudicatarios.

c. Permisos para hibridaciones con almacenamiento

Relacionado con las casuísticas planteadas en el punto 4 entendemos que una nueva inversión en almacenamiento hibridado debe poder participar en el mercado como nueva capacidad. En este sentido es necesario concretar cómo se aplicará el requerimiento de tener permiso de acceso a la red ante diferentes casuísticas:

- 1. Almacenamiento hibridado con actualización del permiso de acceso y conexión para generación y demanda.** Este almacenamiento debe poder participar sin limitaciones.
- 2. Almacenamiento hibridado con actualización del permiso de acceso y conexión en curso (garantías presentadas).** Entendiendo que el acceso a la red está garantizado con el permiso original y que la actualización para hibridación se



trata de un trámite en la mayor parte de las situaciones creemos que se debe permitir la participación de esta casuística de proyectos quedando la adjudicación condicionada a la presentación del permiso actualizado en un plazo determinado.

3. **Almacenamiento hibridado con actualización del permiso para generación, pero sin disponibilidad de demanda / carga de red** (o con menos demanda que generación). Su participación en el mercado de capacidad se debería regular mediante una ponderación en los coeficientes de firmeza.

9. Bloques de oferta

En el artículo 15 de la Orden Ministerial (*Desarrollo del procedimiento de subasta*), se establece que los bloques de oferta para nuevas inversiones tendrán un tamaño mínimo de 1 MW de potencia firme por instalación. Sin embargo, no se especifica si las nuevas instalaciones tendrán la posibilidad de dividir su capacidad total en varios bloques y asignar precios diferenciados a cada uno de ellos.

La ausencia de claridad respecto a esta posibilidad genera incertidumbre en cuanto a cómo las nuevas inversiones pueden reflejar las particularidades económicas y técnicas de sus ofertas. Esto podría derivar en inconsistencias en la aplicación de las reglas de la subasta, limitar la flexibilidad de las nuevas instalaciones para adaptarse a las condiciones del mercado, y reducir la eficiencia en la asignación de la capacidad firme.

Solicitamos que se clarifique explícitamente en el artículo 15, lo que permitiría:

- **Dividir su capacidad total en múltiples bloques de oferta.**
- **Asignar diferentes precios a dichos bloques en función de las características económicas y técnicas de cada segmento de la capacidad ofertada.**

De ser posible, proponemos que esta disposición se incluya mediante una redacción adicional al apartado 4, especificando que las nuevas instalaciones podrán realizar ofertas con distintos bloques y precios diferenciados, siempre respetando el tamaño mínimo de 1 MW por bloque. Esta aclaración garantizará una mayor transparencia en el proceso de subasta y permitirá una asignación más eficiente de la capacidad firme.

Este apartado es particularmente relevante para el almacenamiento y el tratamiento de la degradación (ver sección 3.g). En este sentido, AEPIBAL propone que **cada participante decida qué bloque o bloques de potencia firme contratar en cada subasta** en función de su tecnología y estrategia operativa, pudiendo coexistir bloques contratados en una subasta principal con bloques contratados en una subasta de ajuste.

Esto requeriría incluir una excepción en el artículo 15.4 del proyecto de Orden, **permitiendo que las instalaciones existentes de almacenamiento puedan presentar bloques de oferta que no correspondan al conjunto de su potencia firme.**

10. Otros temas

a. Cupos reservados por tecnología y tipología de inversión

Para incrementar la presión competitiva en las subastas, es importante garantizar que las nuevas inversiones puedan desplazar a las instalaciones existentes siempre que puedan



proporcionar potencia firme a un precio inferior. En concreto, el establecimiento de un ‘cupo de potencia para la entrada de nueva inversión’ ha de limitarse exclusivamente a las tecnologías (bombeo y eólica offshore, según lo descrito en el artículo 7.1.a del proyecto de Orden) o instalaciones que requieran un plazo superior a 5 años entre la subasta y el inicio del periodo de prestación. Es decir, **no debería existir ningún cupo que limite la asignación de potencia firme a nuevas inversiones** (que necesariamente serán en energías renovables, almacenamiento o demanda, conforme al artículo 11.g del proyecto de Orden) en las subastas principales del mercado de capacidad.

De la misma manera el cupo excepcional para tecnologías con desfase de hasta 9 años no debe suponer un cupo mínimo que incentive ciertas tecnologías frente a otras.

b. Tramitación preferente

Se propone el establecimiento de una regla de tramitación preferente (reducción de plazos, simplificación de trámites, declaraciones de utilidad pública) para las instalaciones de los participantes en el mercado de capacidad adscritas a la prestación del servicio objeto de adjudicación.

c. Indexación o actualización del precio de adjudicación de la subasta

En base a la experiencia adquirida, entendemos que la ausencia de un mecanismo de indexación del precio de adjudicación de la subasta derivará en ofertas subóptimas, al existir hasta 5 años de decalaje entre el momento de realización de una subasta de capacidad principal y el momento de inicio de prestación del servicio.

Por una parte, se podrían ahondar las mencionadas distorsiones competitivas entre instalaciones existentes e instalaciones nuevas. De manera ilustrativa, en una subasta de capacidad principal del año “n”, una instalación nueva deberá internalizar en su oferta el coste de oportunidad asociado a los años “n+5” a “n+20”, mientras que una instalación existente únicamente habrá de reflejar el asociado al año “n+5”, típicamente menor.

En definitiva, el establecimiento de un mecanismo de actualización anual del precio de adjudicación de la subasta mejoraría la competencia entre diferentes instalaciones y entre diferentes subastas. Si bien la indexación al IPC de los precios de adjudicación puede no resultar aceptable por la Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía española, se sugiere el establecimiento de mecanismos de actualización alternativos que permitan a los agentes maximizar la eficiencia de sus ofertas.

d. Sistemas insulares y Mercado de Capacidad

Entendemos que el alcance de este mercado es el Sistema Peninsular, pero queremos resaltar la necesidad de fomentar la firmeza descarbonizada en los territorios insulares y **proponemos que se implemente un mercado con las mismas premisas en cada sistema insular que permita una efectiva entrada de nuevos agentes descarbonizados (frente al esquema actual de pago por capacidad a la generación fósil).**

Además, nos gustaría que se evaluara la participación de activos del sistema Balear que mediante enlance Balear puede aportar firmeza al sistema peninsular. En este sentido se podría matizar el artículo 11 del Proyecto de Orden donde se establecen, dentro de los requisitos a cumplir el siguiente (e):



“Que, en todo caso, y con independencia del tipo de instalación, estas se encuentren ubicadas en el sistema eléctrico peninsular español, salvo lo dispuesto en la disposición adicional primera.”

Además, y de forma complementaria a lo anteriormente expuesto, la Propuesta de Procedimiento de Operación establece en su apartado 5 que *Los proveedores de capacidad de zonas de oferta transfronterizas vecinas podrán participar en este servicio una vez se establezcan los acuerdos de coordinación entre los operadores del sistema pertenecientes a cada una de las zonas de oferta.*

Con esta medida se está fomentando la participación de instalaciones fuera del territorio nacional, reduciendo por tanto la integración de almacenamiento en España (en favor de los países transfronterizos), afectando por tanto a la capacidad del Sistema Eléctrico español de integrar más energías renovables, que es uno de los principales objetivos del mecanismo de mercado de capacidad.

Además, la nueva línea de refuerzo de la interconexión entre Baleares y la península espera duplicar la capacidad de 400MW a 800MW, permitiendo alcanzar una cobertura media anual del 65% de la demanda. La ejecución esta nueva interconexión está prevista entre los años 2024 y 2026, según el Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica, período 2021-2026, detallado en el documento:

REE_PLAN_DESARROLLO_MAP.pdf (disponible en www.planificacionelectrica.es), en la página 303.

El anuncio de información pública del estudio de impacto ambiental y AAP de toda la línea de refuerzo de interconexión eléctrica Península-Baleares fue aprobado el 16/09/2024 por el Área de Industria de la Subdelegación del Gobierno de Castellón y publicado en el BOE del 27/09/2024. Por tanto, **es previsible que el resto de la ampliación de la interconexión siga también los plazos previstos y antes de 2030 esté plenamente operativa, cuadrando perfectamente con los 5 años que transcurrirán entre la celebración de la subasta** (algún momento de 2025) y la puesta en servicio de los primeros proyectos de almacenamiento.”

e. Financiación del coste del mercado

En términos generales se valora positivamente la estructura de costes de financiación del mecanismo en línea con los periodos tarifarios, entendiendo que las necesidades de firmeza están generalmente relacionadas con situaciones de alta demanda similares a las usadas para la definición de periodos horarios.

Sin embargo, los periodos tarifarios en vigor diseñados según uso de red / demanda no internalizan el impacto en las situaciones de estrés de la disponibilidad de producción renovable. Es importante tener esto también en cuenta para penalizar el consumo en situaciones de alta demanda (peajes) y baja producción renovable.

f. Cierre de instalaciones existentes

La propuesta debe otorgar el derecho a la declaración de indisponibilidad durante el periodo de prestación del servicio de capacidad a aquellas plantas que participaron en la subasta, pero no resultaron adjudicatarias, por lo que no resultan necesarias para garantizar la cobertura de la demanda. **De esta forma, existirá un coste evitable (el coste**



fijo de explotación) a reflejar en las ofertas al mercado de capacidad facilitando la competencia entre plantas existentes y nuevas inversiones.

La Comisión Europea, en su respuesta al Plan de Implementación presentado por España, ya señaló las barreras de salida existentes en el mercado eléctrico español. **En la medida de lo posible el mercado de capacidad debe permitir la entrada de cada vez más nueva capacidad descarbonizada que remplace la contribución de firmeza de tecnologías convencionales emisoras.**

11. Almacenamiento detrás del contador y recursos distribuidos

a. Contexto

I. Ventajas de los recursos distribuidos

La revisión del PNIEC contempla que para 2030 la penetración renovable en el consumo final de energía ascienda al 48%, lo que supone una alta penetración de fuentes renovables con unos patrones de generación más intermitentes.

Estos ambiciosos objetivos hacen necesario un mecanismo flexible de cobertura de la demanda. Y a su vez, el mecanismo debe basarse en fuentes de origen renovable que aporten la seguridad de suministro en momentos de baja generación.

Los recursos distribuidos, como el almacenamiento detrás del contador y la gestión activa de la demanda, son una alternativa que cumple con estos objetivos:

- Aportan seguridad de suministro.
- Aportan flexibilidad al sistema.
- Son de origen renovable
- Reducen los costes.
- Su implantación es ágil.
- Empoderan a los ciudadanos.
- Por último, los incentivos que otorgaría la participación en el mercado de capacidad, reducirían la inversión inicial para instalar recursos distribuidos, una de las barreras con las que se encuentran a día de hoy los consumidores, maximizando el retorno que estas pueden proporcionar.

De esa forma, se impulsa el cumplimiento de los objetivos nacionales de implantación de autoconsumo, de reducción de emisiones y electrificación de la economía. Diversificando los beneficios de la transición energética para que lleguen a los ciudadanos.

II. Agregación de recursos

De acuerdo con el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, el mecanismo de capacidad debe permitir la participación en el mercado de los clientes finales y las pequeñas empresas, que se hará posible **mediante la agregación de la generación de electricidad a partir de instalaciones de generación o de la carga desde múltiples instalaciones de respuesta a la demanda para presentar ofertas conjuntas**



A E P I B A L

en el mercado de la electricidad y para ser gestionada conjuntamente en la red eléctrica, de conformidad con el Derecho de la Unión en materia de competencia.

En base a este requisito, la CNMC señaló en su [valoración sobre el Proyecto de Orden](#) la importancia de que el mecanismo permita, no solo que participen los titulares de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento sino, **además el agregador de demanda** como proveedor del servicio, de acuerdo con el desarrollo necesario para la implantación de esta figura.

De esta manera, una comercializadora tiene la posibilidad de **agregar el consumo y generación de nuestros clientes en los mercados disponibles**, por lo que se puede considerar que actuamos como un agregador.

Respecto al mecanismo de capacidad, con las condiciones de mercado actuales, comercializadores y agregadores pueden promover la **participación de clientes residenciales e industriales en el mercado diario a través de la agregación de excedentes y proporcionar un retorno extra gracias a la participación en el mercado de capacidad**. De esta manera, los clientes interesados en instalar baterías pueden acceder a un ahorro mayor, o incluso un beneficio, que ayude a rentabilizar la inversión inicial en la batería.

III. Virtual Power Plant

Como se reconoce en la Estrategia de Almacenamiento, para promover soluciones de almacenamiento detrás del contador, como las baterías, será necesario fomentar el desarrollo de modelos de negocio que faciliten su penetración, como las centrales eléctricas virtuales (VPP).

Una VPP es un grupo coordinado de activos de generación distribuidos que pueden participar en los mercados de flexibilidad/capacidad. Una VPP tiene el propósito fundamental de agregar, en el mismo sistema, fuentes descentralizadas de producción de energía, demanda de consumo flexible y baterías de almacenamiento. Para que una VPP funcione adecuadamente, sus activos BTM deben actuar de forma asociada y coordinada como si fueran una única planta.

El funcionamiento de una VPP a escala permite que el sistema eléctrico funcione de forma más eficiente y mejora la coordinación entre los operadores de los sistemas de transporte y distribución, al tiempo que genera beneficios económicos adicionales para los clientes.

Una VPP permitiría la expansión de un nuevo modelo 4D de producción-consumo de electricidad: DESCARBONIZADO – DISTRIBUIDO – DEMOCRATIZADO- DIGITALIZADO

Con todo ello, los principales casos de uso de este proyecto, a partir de los cuáles se derivan los objetivos y beneficios mencionados anteriormente, se resumen en los cinco puntos siguientes:

- Aumentar el porcentaje de autoconsumo
- Arbitraje precios día/noche
- *Peak Shaving* (reducción de potencia)
- Agregación en el mercado de capacidad



- Participación en otros mercados eléctricos

Por lo tanto, el sistema VPP permite ir más allá del principal caso de uso de una instalación solar con batería, pudiendo obtener una mayor rentabilidad económica. Y, en paralelo, se favorece la penetración renovable en el mix eléctrico, se consigue mejorar (en eficiencia, calidad, seguridad y flexibilidad) el suministro eléctrico de la red a los usuarios y se empodera el ciudadano en su participación dentro del sistema energético.

IV. Regulación europea

La Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo relata lo siguiente sobre el Contrato de agregación, los Clientes activos y la Respuesta de demanda mediante agregación.

“Artículo 13. Contrato de agregación

1. Los Estados miembros garantizarán que **todos los clientes sean libres para comprar y vender servicios de electricidad, incluida la agregación**, distintos al suministro, independientemente de su contrato de suministro de electricidad y obtenidos a través de una empresa eléctrica de su elección.

2. Los Estados miembros garantizarán que, cuando un cliente final desee celebrar un contrato de agregación, el cliente final tenga derecho a hacerlo sin el consentimiento de las empresas eléctricas del cliente final. Los Estados miembros se asegurarán de que los participantes en el mercado que presten servicios de agregación informen a los clientes acerca de todas las condiciones de los contratos que les ofrezcan.

3. Los Estados miembros garantizarán que los clientes finales tengan **derecho a recibir gratuitamente**, al menos una vez por cada período de facturación si el cliente los solicita, **todos los datos pertinentes a la respuesta de demanda** o los datos sobre electricidad suministrada y vendida.

4. Los Estados miembros garantizarán que los derechos enunciados en los apartados 2 y 3 se reconozcan a todos los consumidores finales de forma no discriminatoria en lo que atañe a costes, esfuerzo y tiempo. En particular, los Estados miembros velarán por que los clientes no estén sujetos a requisitos técnicos y administrativos, procedimientos y gastos discriminatorios por parte de su suministrador basados en si tienen un contrato con un participante en el mercado que preste servicios de agregación.”

“Artículo 15 Clientes activos

1. Los Estados miembros garantizarán que los clientes finales tengan **derecho a actuar como clientes activos sin estar sujetos a requisitos técnicos o administrativos, procedimientos o gastos, desproporcionados o discriminatorios, ni a tarifas de acceso a la red que no reflejen los costes**.

2. Los Estados miembros garantizarán que los clientes activos (entre otros):

- tengan derecho a vender electricidad autogenerada, en particular mediante acuerdos de compraventa de energía;
- tengan derecho a participar en programas de flexibilidad y eficiencia energética;



- tengan derecho a delegar en un tercero la gestión de las instalaciones requeridas para sus actividades, incluida la instalación, el funcionamiento, la gestión de los datos y el mantenimiento, sin que se considere a ese tercero como un cliente activo;

“Artículo 17 Respuesta de demanda mediante agregación (entre otros):

1. Los Estados miembros permitirán y fomentarán la participación de la respuesta a la demanda mediante agregación en los mercados de electricidad. Los Estados miembros permitirán a los clientes finales, incluidos aquellos que ofrecen respuesta de demanda mediante agregación, **participar junto a los productores de manera no discriminatoria en todos los mercados de electricidad.**

b. ALEGACIONES

I. Participación de los sujetos que presten servicios de agregación de la demanda en el mercado de capacidad en relación con los consumidores agregados.

En el Artículo 2 del Proyecto de orden si indica que podrán participar en el mercado de capacidad **d) Los sujetos que presten servicios de agregación de la demanda**, incluidos los comercializadores de energía eléctrica que puedan participar en todos los mercados de producción de energía eléctrica al tiempo de la celebración de las correspondientes subastas de capacidad previstas en esta orden.

Consideramos que **la inclusión de los sujetos que presten servicios de agregación de la demanda es una gran noticia para el sector**, al posibilitar la participación indirecta de consumidores en el mercado.

Este agregador participará en el mercado con una oferta de volumen que tenga actualmente en el portafolio en el caso de instalaciones existentes o un volumen de instalaciones a desarrollar que considere que puede promover en el periodo propuesto.

Es importante que se tenga en cuenta que el agregador gestiona una cartera de activos, pero que los consumidores que la conforman pueden cambiar durante el período de participación. Esto se debe a que los consumidores son los propietarios de sus instalaciones y el agregador no puede adquirir compromisos sobre esas instalaciones.

De esta manera, el agregador adquiere el compromiso de gestionar un portafolio de instalaciones que cumplan con las condiciones de la convocatoria, sin perjuicio a que la lista de consumidores que conforman este portafolio pueda cambiar.

En resumen, **no se podrá exigir al agregador una lista de consumidores fija asociada al portafolio que participe en el mercado**. Sin no que se exigirá la demostración de que se cuenta con un portafolio de instalaciones que cumplen con las características de la convocatoria actualmente bajo gestión.

De esta manera el agregador puede participar en la subasta previamente a la instalación y posteriormente ofrecerle un incentivo a usuarios finales por unirse a la plataforma de agregación, reduciendo su inversión inicial en la instalación. De esta manera, el agregador puede repartir los beneficios con los consumidores a través de un modelo de suscripción, sin tener que realizar una compensación individual por participante.



II. Cupo específico para la participación de demanda y agregación

En el artículo 5 del Proyecto de Orden se explica en su punto 4 que la asignación del servicio de capacidad se llevará a cabo a través del esquema de concurrencia competitiva.

Creemos que es importante que se incluya **un cupo en el esquema de concurrencia competitiva para la demanda y agregación**.

La participación de la demanda y la agregación es clave para incluir en el mercado de capacidad a consumidores y generadores de pequeño tamaño. No solo distribuye los beneficios del mecanismo entre los diferentes tamaños de consumidores, si no que diversifica el tamaño de las instalaciones de almacenamiento y demanda, así como facilita la participación de recursos distribuidos, aquellos que se encuentran cerca de la demanda.

III. Criterio de ubicación y red de distribución

Según el artículo 6, el operador del sistema remitirá a un análisis nacional de cobertura de nudo único. Además, en el resto del Proyecto de Orden no encontramos referencias a la ubicación de las instalaciones participantes.

Entendemos que así como es importante para el sistema que la generación renovable se encuentre distribuida en el sistema eléctrico, especialmente en zonas de alta demanda, también es importante que el almacenamiento o demanda gestionada esté localizada en aquellos puntos de mayor necesidad.

En concreto, hablando de red de distribución, vemos especialmente importante que las redes cuenten con almacenamiento distribuido y demanda gestionable que permita dar respuesta a las necesidades de una red de distribución que cada vez cuenta con más generación distribuida.

En este sentido, si bien entendemos que es un elemento que añade complejidad al mercado de capacidad, nos gustaría plantear la posibilidad de que este estudio de ubicación de necesidades de flexibilidad pueda incluirse en el mismo. Y si así lo demuestra el estudio, tener en cuenta estas necesidades a la hora de crear las convocatorias.

En línea con esa idea, vemos importante que las convocatorias de mercado de capacidad tengan en cuenta las necesidades de almacenamiento y demanda en la red de distribución. Teniendo en cuenta que este tipo de instalaciones cuentan con una economía de escala menor a las instalaciones conectadas a red de transporte, además de tener que incorporar la figura de los agregadores.

IV. Consulta sobre definición de instalaciones de demanda

En el apartado iii. del Artículo 7 a) se habla de instalaciones de demanda. Se solicita que se incluya una definición o explicación de lo que se considera *instalaciones de demanda*, con el fin de entender el tipo de instalaciones que se pueden agregar de este tipo.

A continuación se muestra una categorización de clientes de referencia para la participación en su VPP.

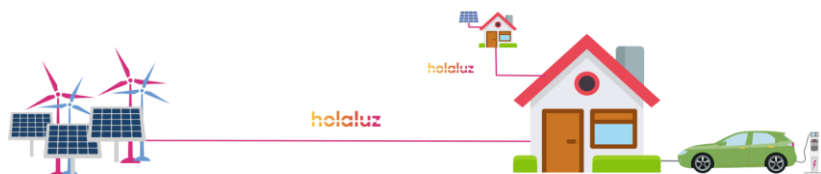


AEP I B A L

Tipo 1: cliente residencial consumidor

Este tipo de cliente no tiene activos de generación ni almacenamiento, aunque puede tener consumos gestionables como cargador de coche eléctrico, aerotermia o bombas de calor.

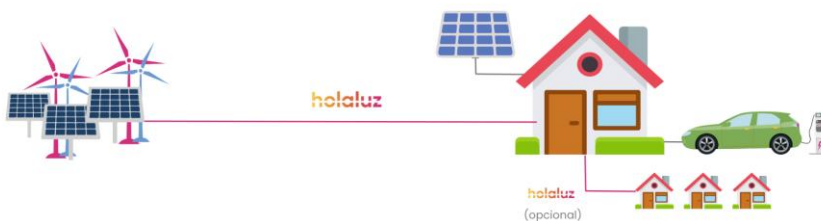
- Puede participar en el autoconsumo colectivo de un cliente solar próximo a través de la plataforma solar de Holaluz.



Tipo 2: cliente residencial solar

Este tipo de cliente tiene un activo de generación solar, pero no cuenta con almacenamiento. Puede tener consumos gestionables como cargador de coche eléctrico, aerotermia o bombas de calor.

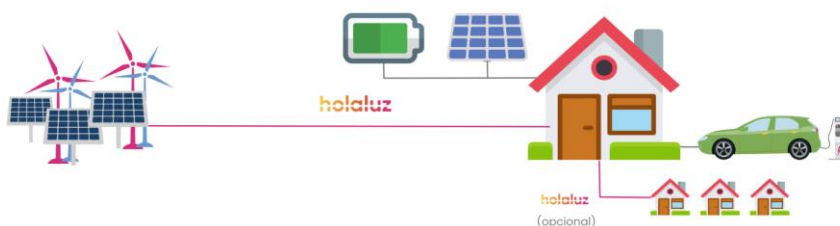
- Puede compensar sus excedentes solares a través de compensación simplificada.
- Tiene la posibilidad de compartir sus excedentes a través de la plataforma solar de Holaluz.



Tipo 3: cliente residencial solar con batería

Este tipo de cliente tiene un activo de generación solar y uno de almacenamiento. Puede tener consumos gestionables como cargador de coche eléctrico, aerotermia o bombas de calor.

- Puede compensar sus excedentes a través de compensación simplificada.
- Puede compensar la electricidad de la red almacenada en su batería.
- Tiene la posibilidad de compartir sus excedentes a través de la plataforma solar de Holaluz.
- En un futuro es posible que pueda participar en mercados de Capacidad.
- En un futuro es posible que pueda participar en mercados de Flexibilidad.



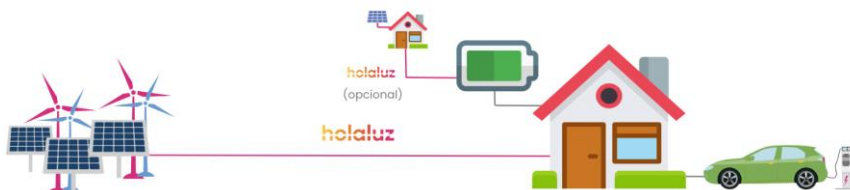


A E P I B A L

Tipo 4: cliente residencial con batería

Este tipo de cliente no tiene un activo de generación solar, pero sí de almacenamiento. Puede tener consumos gestionables como cargador de coche eléctrico, aerotermia o bombas de calor.

- A día de hoy no tiene la posibilidad de vender sus excedentes a través de compensación simplificada.
- A día de hoy no tiene la posibilidad de compartir sus excedentes a través de la plataforma solar de Holaluz, **aunque sí tiene la opción de cargar su batería con electricidad de un próximo** a través del autoconsumo colectivo.
- En un futuro es posible que pueda participar en mercados de Capacidad.
- En un futuro es posible que pueda participar en mercados de Flexibilidad.



V. Consulta sobre tipos de instalaciones que pueden participar

En línea con la consulta anterior, nos surge la duda sobre las instalaciones de demanda deben de contar con gestionabilidad o accionabilidad para participar en el mercado.

En tanto que la finalidad del mecanismo es aportar mayor flexibilidad al sistema, entendemos que se limite la participación de instalaciones de demanda agregadas a aquellas sobre las que se pueda actuar desde el centro de control del agregador.

VI. Consulta sobre el coeficiente de firmeza para instalaciones de demanda agregadas

En el artículo 10 determina que el operador del sistema remitirá las condiciones técnicas necesarias para la participación en dichas subastas, incluyendo, entre otros aspectos, los coeficientes de firmeza.

Sobre este apartado solicitamos que se amplíe información sobre qué tecnologías de referencia se definirán y el nivel de detalle. En el caso de instalaciones de demanda existe diversidad de perfiles de demanda, en función del consumo, generación en autoconsumo y almacenamiento co-ubicado.

Además, nos surge la duda sobre el cálculo del coeficiente de seguridad a la hora de agregar instalaciones. Entendemos que el coeficiente de firmeza agregado se podría calcular como a la media ponderada de coeficientes.

VII. Compatibilidad con compensación simplificada de autoconsumo

La mayoría de consumidores con instalaciones de autoconsumo están acogidas compensación simplificada. Esto impide que la comercializadora pueda acudir a otros mercados con este excedente para obtener una mayor rentabilidad.

Sin embargo, entendemos que la participación en compensación simplificada es compatible con la participación en mercados de capacidad. Solicitamos que se amplíe información sobre este punto.



VIII. Identificador de instalaciones que no cuenten con RAIPE

Las instalaciones de autoconsumo acogidas a compensación simplificada no cuentan con el identificador RAIPE. Solicitamos aclaración sobre la posibilidad de participación de las instalaciones acogidas a compensación simplificada en el mercado de capacidad.

Consideramos de vital importancia que las instalaciones de autoconsumo puedan participar de forma agregada en el rol de generadores, pese a no contar con RAIPE.

Entendiendo que estas instalaciones también participarán en el mercado, consideramos que estas instalaciones, así como las de demanda, deben de identificarse a través del número CUPS. Para ello, se debe de tener en cuenta las diferencias que este registro tiene en comparación con el RAIPE.

IX. Consideración de nueva instalación en caso de unir una batería a una instalación existente

En el proyecto de orden se hace una diferenciación de ofertas de instalaciones existentes e instalaciones nuevas. En este sentido, se pide aclaración sobre el caso de hibridaciones en autoconsumo, por ejemplo instalaciones solares existentes en las que se instalen baterías. Entendemos que este ejemplo propuesto se consideraría que se trata de una nueva instalación.

X. Adaptar las garantías a la casuística de los agregadores

En el artículo 20 de la Orden se indica que el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad establecerá la ejecución de las garantías vinculadas a la acreditación del cumplimiento del servicio.

Instamos a definir unas garantías específicas para los agregadores que atiendan a su casuística única, entendiendo que deben de reducirse las barreras de entradas de esta figura innovadora.

XI. Requisitos técnicos y gestionabilidad de los agregadores

Seguidamente se muestra un diagrama conceptual de la solución técnica del sistema VPP, en la que el Centro de Control de la agregación actuaría como el organismo central de gestión de la energía del sistema. Bajo su control quedarían (i) el portfolio de grandes plantas solares y eólicas de generación repartidas por la Península y (ii) la VPP con múltiples puntos de producción solar distribuida, consumo flexible (bombas de calor, cargador VE) y almacenamiento mediante baterías BTM.

Desde REE han expresado en el pasado su intención de que el operador interactúe con el agregador a través de la plataforma de éste, sin tener contacto con las instalaciones agregadas. Esto significa que el operador del sistema va a pedir especificaciones técnicas a la plataforma del agregador y no a las instalaciones agregadas.

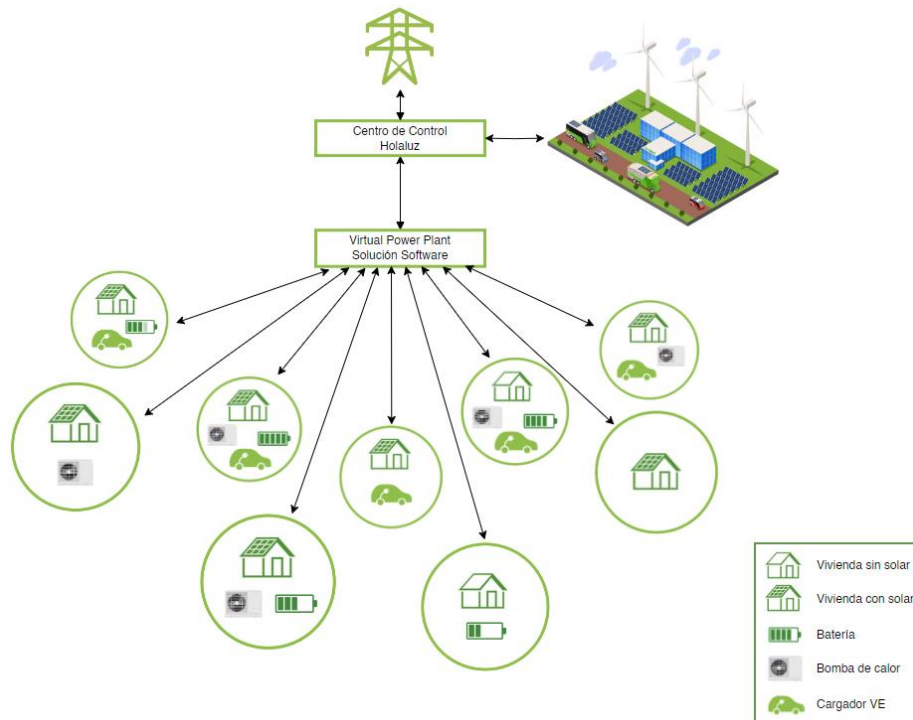
Esto es independiente de que se puedan pedir pruebas sobre las instalaciones individuales para validar que cumplen las condiciones de participación en los mercados de capacidad, como es el caso de demostrar que las instalaciones son existentes o de nueva instalación.

Creemos que es importante tener en cuenta en los criterios de participación la casuística específica del agregador. Para ello, los requisitos técnicos para agregadores se tienen que



AEP I B A L

diseñar pensando en el cumplimiento de estos por parte de la plataforma tecnológica o VPP.



Anexo I: cálculo de AEPIBAL de horas de estrés y coeficientes de firmeza

A título ilustrativo presentamos unos ejercicios internos de AEPIBAL sobre cálculos de firmeza según horas de estrés y escenario. creemos que es de vital importancia la absoluta transparencia del Operador del Sistema en la metodología, hipótesis y escenarios de cálculo. Y no queremos dejar pasar la ocasión de postular a AEPIBAL como colaborador necesario en la concreción de unos parámetros que son críticos para el mercado y el almacenamiento, participando con REE y MITECO en tantas sesiones de trabajo como estos crean oportunas.

