

CRITERIOS ORIENTATIVOS PARA LA JUSTIFICACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS ACTUACIONES REALIZADAS

**Ayudas para proyectos innovadores de
almacenamiento energético hibridado con
instalaciones de generación de energía eléctrica
a partir de fuentes de energía renovables.**

Convocatorias de ayuda para proyectos innovadores de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por la Unión Europea –Next GenerationEU.

ÍNDICE

| | |
|---|----|
| 1. INTRODUCCIÓN | 3 |
| 2. OBJETO..... | 4 |
| 3. FASE DE JUSTIFICACIÓN. Requisitos técnicos..... | 4 |
| 3.1. Criterios técnicos de valoración..... | 4 |
| 3.2. Características técnicas habilitadoras para la integración de renovables. | 6 |
| 4. VALORACIÓN DE LOS INCUMPLIMIENTOS | 13 |

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento muestra los criterios y características técnicas que rigen los expedientes de la convocatoria de ayudas a proyectos innovadores de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, basados en la interpretación de las siguientes referencias, así como de las posibles revisiones o correcciones de estas:

- Orden TED/1177/2022, de 29 de noviembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas a proyectos innovadores de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- Resolución de 21 de diciembre de 2022, del Consejo de Administración de E.P.E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P. por la que se aprueba la primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- Modificación de la Resolución del 21 de diciembre de 2022, del Consejo de Administración de la E.P.E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P., por la que se aprueba la primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia – Financiado por la Unión Europea – Next GenerationEU.
- Resolución de la Secretaria de Estado de Energía y Presidenta de E.P.E Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P., por la que se aprueba la concesión de ayudas correspondientes a la primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia – Financiado por la Unión Europea – Next GenerationEU, publicada mediante la Resolución de 21 de diciembre de 2022 del Consejo de Administración del IDAE y cuyas bases reguladoras fueron establecidas mediante la Orden TED/1177/2022, de 29 de noviembre, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (B.O.E. núm. 288, de 1 de diciembre de 2022).
- Anexo II modificado de la Resolución de la Secretaria de Estado de Energía y Presidenta de E.P.E Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P., de 27 de diciembre de 2023.
- CORRECCIÓN DE ERRORES de la Resolución Definitiva de 27 de diciembre de 2023, publicada el 28 de diciembre de 2023, de la Secretaria de Estado de Energía y Presidenta de E.P.E Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P., por la que se conceden ayudas correspondientes a la “Primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia – Financiado por la Unión Europea–NextGenerationEU”.

Puede encontrar esta documentación en la sede electrónica de IDAE, a través del siguiente enlace web:

<https://sede.idae.gob.es/tramites-servicios/1a-convocatoria-de-ayudas-para-proyectos-innovadores-de-almacenamiento>

Y en el Sistema Nacional de Publicidad de Subvenciones y Ayudas Públicas: [BDNS \(Identificador\): 666267](#)

Así mismo, se han tenido en cuenta para la evaluación de los proyectos y concesión de esta línea de ayudas, entre otros, los siguientes documentos:

- Memoria descriptiva.
- Plan Estratégico (Fichero Excel).

2. OBJETO

El objeto de este documento es especificar en detalle las características técnicas habilitadoras para la integración de renovables, con el objeto de aclarar y facilitar su justificación ulterior, para aquellos proyectos innovadores de de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, que sean beneficiarios de las ayudas y finalmente ejecutados.

3. FASE DE JUSTIFICACIÓN. Requisitos técnicos.

Una vez ejecutado el proyecto subvencionado se procederá a su justificación conforme a los requisitos establecidos en la Orden y Convocatoria de ayuda.

Este documento se centra, exclusivamente, en la justificación de las características técnicas habilitadoras de los sistemas de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, y definidas en la disposición decimoquinta y anexo IV de la convocatoria.

3.1. Criterios técnicos de valoración

Una parte de los criterios utilizados para la asignación de las ayudas dentro de esta convocatoria han sido las características técnicas habilitadoras para la integración de renovables. Los solicitantes deberán presentar toda la documentación que permita justificar los criterios técnicos a los que se han comprometido y por los que han recibido puntuación, de acuerdo con las siguientes tablas.

*Tabla 1. Ponderación relativa a los criterios de valoración para las líneas de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.
Disposición decimoquinta de la convocatoria.*

| Criterio | Definición | Ponderación relativa |
|----------|--|----------------------|
| 1 | Viabilidad económica. | 35,00% |
| 2 | Características técnicas habilitadoras para la integración de renovables (criterio excluyente para los proyectos de almacenamiento térmico). | 25,00% |
| 3 | Viabilidad del proyecto. | 10,00% |
| 4 | Externalidades. | 30,00% |
| TOTAL | | 100,00% |

En la tabla siguiente se recogen los subcriterios, así como su tipología (de la que depende su forma de valoración) correspondientes con el criterio 2 “Características técnicas habilitadoras para la integración de renovables” que tendrá en cuenta, además de los parámetros técnicos específicos, la ubicación insular o peninsular de los proyectos.

Tabla 2. Subcriterios pertenecientes a la línea de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables vinculados al criterio 2.

| Criterios | Subcriterios | Ponderación criterios |
|--|---|-----------------------|
| Características técnicas habilitadoras para integración de renovables. | Capacidad de almacenamiento. | 25,00% |
| | Eficiencia. | |
| | Inercia. | |
| | Contribución a la fortaleza del sistema. | |
| | Regulación primaria. | |
| | Capacidad de reactiva. | |
| | Amortiguamiento de oscilaciones. | |
| | Capacidad de soportar hueco de tensión y Sobretensiones. | |
| | Capacidad de participar en el mercado de regulación secundaria. | |
| | Capacidad de gestión de rampas. | |
| | Velocidad máxima de carga y descarga. | |
| | Velocidad de conmutación. | |
| | Gestión de la modificación al programa de carga y descarga. | |
| | Capacidad de respuesta ante contingencias de la RDT. | |
| | Black start. | |

3.2. Características técnicas habilitadoras para la integración de renovables.

Este criterio se ha de justificar teniendo en cuenta los datos publicados en la Resolución Definitiva (o modificación solicitada y aceptada conforme a lo establecido en la Orden de Bases), para cada uno de los subcriterios, según lo estipulado en este documento. Para dicha justificación se tendrán en cuenta quince características técnicas.

En la medida de lo posible, se han considerado normas técnicas, nacionales e internacionales, en las que se detallan metodologías y ensayos para la evaluación y cuantificación de estos requisitos técnicos. También se ha incluido la regulación vigente de requisitos técnicos a generadores y su aplicabilidad a instalaciones de almacenamiento. Todo ello, tiene como fin que una entidad o técnico competente en la materia, pueda emitir un certificado de cumplimiento en base a la documentación técnica del proyecto, simulaciones o ensayos de campo, de los requisitos en cuestión. Las normas son las siguientes:

- UNE-EN IEC 62933-2-1. “Sistemas de almacenamiento de Energía Eléctrica – Parte 2.1: parámetros de unidades y métodos de ensayo” (2019)
- UNE-EN IEC 62933-1. “Sistemas de almacenamiento de Energía Eléctrica – Parte 1: Terminología (2018)
- IEC 61400-21-1 (2019) Wind energy generation systems – Part 21-4: Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind turbine components and subsystems o actualización posterior de la norma.
- NTS V2.1: “Norma técnica de supervisión de generadores”, 2021
- NTS SENP V1.1: “Norma técnica de supervisión de generadores”, 2021
- Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- PO9: Procedimiento de operación 9 “Información a intercambiar con el operador del sistema”, (peninsular y SENP).

Se detallan a continuación los requisitos necesarios para la justificación de cada una de las características:

a) Capacidad de almacenamiento.

La capacidad de almacenamiento de energía (medida en MWh/MW), evaluada como el tiempo durante el cual el almacenamiento es capaz de proveer al sistema de manera sostenida su potencia máxima. Se valorarán positivamente mayores niveles de la ratio.

La evaluación se hará conforme a la placa/hoja de características del sistema de almacenamiento.

Para la evaluación y justificación de la capacidad de almacenamiento se utilizará la “capacidad energética nominal” y la “potencia activa de salida”, según se definen en la citada norma UNE-EN IEC 62933-2-1.

Se aportará un certificado de conformidad emitido por una entidad o técnico competente en la materia.

b) Eficiencia del ciclo completo de carga y descarga.

La eficiencia del ciclo de almacenamiento de energía debe evaluarse para un ciclo completo de toma y entrega de energía en el punto de conexión a la red, manteniendo entre el final del proceso de carga y el inicio del proceso de descarga la energía almacenada durante un periodo de 24 horas. Para su evaluación

se han de tener en cuenta, adicionalmente a las pérdidas del propio sistema de almacenamiento (fugas, evaporación, ...), las pérdidas asociadas a todos los elementos que compongan la instalación de almacenamiento, tales como transformadores, convertidores, etc.

Para su justificación deberán aportar la siguiente documentación:

La norma UNE-EN IEC 62933-2-1., define en el apartado 5.2.3 el concepto de eficiencia de carga-descarga y en el apartado 6.2.3 el ensayo que se ha de realizar para su evaluación.

Para su justificación se aportará un certificado de conformidad emitido por una entidad o técnico competente en la materia en el que se incluirá una simulación en PowerFactory o equivalente.

Para instalaciones con cotas superiores a los 1.000 m, se acreditará, por parte del fabricante, que no existe una reducción significativa del sistema. En el caso de que exista una reducción, se aportará el valor esperado.

c) Inercia.

Este indicador se evalúa en términos del valor de constante de inercia (en segundos) referida a su potencia nominal en MVA.

Se diferenciará entre la inercia provista por almacenamiento conectado a la red utilizando máquinas síncronas (AS) o mediante inversores de electrónica de potencia (APE).

Para su justificación deberán aportar la siguiente documentación:

Para AS se proporcionará la información técnica (*data sheet*) que contenga la constante de inercia, H ($H = \frac{1}{2}Jw^2/S_n$, J en $\text{kg}\cdot\text{m}^2$, S_n en MVA, w en rad/s) en (s) del conjunto giratorio formado por la máquina eléctrica, la excitatriz y la turbina (coherente con la información estructural solicitada en el Anexo I del PO 9).

Para los sistemas basados en APE se entregará un informe en el que se presenten los resultados de las simulaciones (PowerFactory o equivalente) realizado por el beneficiario de la ayuda, o por una entidad o técnico competente, de acuerdo con la información suministrada por los fabricantes de la electrónica de potencia y controladores de planta que permita demostrar el cumplimiento de la NTS V2.1 y/o la NTS SENP V1.1, en base a lo especificado en el subapartado 5.6 “Emulación de inercia” de la NTS V2.1 y de la NTS SENP V1.1, y en su guía de aplicación. De acuerdo con lo establecido en la guía, se incluirán las pruebas en campo necesarias, donde se muestre que se obtiene una respuesta más rápida ante variaciones de frecuencia, es decir, se alcanzan tiempos de respuesta menores ante las mismas simulaciones, con el control de emulación de inercia activado (con el valor de $H=0$ en el caso de APE *grid forming*), que en el caso de no tener el control de emulación de inercia activado.

d) Scs/SCR.

Una medida de la fortaleza del sistema es evaluar la potencia de cortocircuito trifásica efectiva (Scs), concepto definido en la resolución de 27 de junio de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la Red de Transporte (RdT) y a la Red de Distribución (RdD).

A efectos de evaluar la contribución a la fortaleza del sistema se valorará:

- i. Si es AS, su aportación a la potencia de cortocircuito trifásica efectiva (en función de la relación entre la corriente de cortocircuito máxima de la máquina I_{cc} y su corriente nominal I_{nom}). Se medirá la ratio " I_{cc}/I_{nom} ": Contribución a la potencia de cortocircuito de la máquina síncrona, evaluada como el cociente entre la corriente de cortocircuito máxima de la máquina (I_{cc}) y su corriente nominal (I_{nom}).
- ii. Si es APE, sus necesidades SCR (short circuit ratio: que se define como la relación entre la potencia de cortocircuito en MVA en el punto de conexión de la instalación y su capacidad máxima, en MW), para funcionar correctamente.

Para su justificación deberá aportar la siguiente documentación:

- Si es AS: cálculos teóricos de la inyección de I_{cc}/I_{nom} ante un cortocircuito trifásico en el punto de conexión y justificación de los valores utilizados mediante la aportación de las hojas de características técnicas de máquina síncrona (X'') e instalación de conexión (cables, líneas, transformador...)
- Si es APE: se solicita informe en el que se presenten los resultados de las simulaciones recogidas (PSCAD o equivalente) según el apartado 3.2.2 del documento sobre modelos EMT ([Requisitos de los modelos EMT \(ree.es\)](#)) para justificar la estabilidad y validez del funcionamiento del APE para el mínimo nivel de necesidad de SCR declarado emitido por el Promotor o un Técnico competente.

e) Regulación primaria.

Este indicador se evalúa en función de la velocidad de respuesta de activación y/o provisión de esta regulación medida a través de los tiempos t_1 (retraso inicial en el inicio de la provisión de la variación de potencia activa ante un desvío de frecuencia) y t_2 (tiempo de activación total de la reserva de regulación).

Diferentes modos de control podrán actuar en esta provisión de reservas primarias dependiendo de las frecuencias y tiempos de despliegue:

- i. modo regulación potencia-frecuencia (MRPF),
- ii. modo regulación potencia-frecuencia limitada o MRPF-L/O/U - en frecuencias fuera del rango normal de funcionamiento,
- iii. y primaria rápida - que acorta los tiempos del MRPF.

Como normativa de referencia, se puede consultar el P.O 7.1. servicio complementario de regulación primaria, la orden TED 749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión y la Propuesta P.O. 12.2 elaborada por Red Eléctrica de España (REE), establece los requisitos técnicos para la conexión y puesta en servicio de instalaciones conectadas a la red de transporte.

Para su justificación deberá aportar la siguiente documentación:

Se deberá incluir un informe en el que se presenten los resultados de las simulaciones recogidas (PowerFactory o equivalente) según el 5.3 de la NTS, pero considerando los requisitos de tiempos del PERTE HIB, emitido por el Promotor o un Técnico competente.

f) Capacidad de reactiva

Este indicador se evalúa en función de las capacidades de reactiva que el almacenamiento puede proveer, a mínimo técnico (MT), nulo en el caso de MPes, y a su capacidad máxima (P_{max}), en el punto de conexión. Siendo Q la potencia reactiva, en %, sobre la potencia máxima nominal.

Como normativa de referencia, se puede consultar la propuesta P.O. 12.2 elaborada por Red Eléctrica de España (REE), establece los requisitos técnicos para la conexión y puesta en servicio de instalaciones conectadas a la red de transporte, la propuesta P.O. 7.4 sobre el servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.

Para su justificación deberá aportar la siguiente documentación:

Se deberá incluir un informe en el que se presenten los resultados de las simulaciones recogidas (PowerFactory o equivalente) según el 5.7 de la NTS, pero considerando los requisitos de reactiva del PERTE HIB, emitido por el Promotor o un Técnico competente.

g) Amortiguamiento de oscilaciones.

Para mitigar el riesgo de aparición o el poco amortiguamiento de estas oscilaciones se dota a las excitatrices de las máquinas síncronas de sistemas de estabilización (Power System Stabilizers, PSS) o, de controles para el amortiguamiento de las oscilaciones (Power Oscillation Damping POD) para equipos conectados con interfaz de electrónica de potencia.

Este criterio se evalúa en función de la disponibilidad de la implementación de estos equipos/controles específicos para amortiguar las oscilaciones.

Para su justificación deberán aportar la siguiente documentación:

Para AS, se entregará un informe realizado por una entidad o técnico materia para la NTS V2.1 y/o la NTS SENP V1.1 en el que se verifique el cumplimiento de lo establecido en el subapartado 5.9 “Amortiguamiento de oscilaciones de potencia en MGES” de dichas normas.

Para APE, si disponen de POD, se entregará un informe en el que se presenten los resultados de las simulaciones recogidas (PowerFactory o equivalente) realizado por una entidad o técnico competente para la NTS V2.1 y/o la NTS SENP V1.1 y en su [guía de aplicación](#), en el que se verifique el cumplimiento de lo establecido en el subapartado 5.10 “Amortiguamiento de oscilaciones de potencia en MPE” de dichas normas, que justificará que se obtiene una mejora en el amortiguamiento de las oscilaciones introducida por el POD.

h) Capacidad de soportar huecos de tensión y sobretensiones

Este indicador se evalúa en función del tiempo en el que el almacenamiento es capaz de permanecer sin desconexión en situaciones de huecos de tensión y sobretensiones, por encima de los valores mínimos requeridos según la normativa vigente, en particular en el Reglamento (UE) 2016/631 y en la Orden TED/749/2020 en relación con la capacidad de soportar hueco de tensión y sobretensiones transitorias.

Como normativa de referencia, se puede consultar la Propuesta P.O. 12.2 elaborada por Red Eléctrica de España (REE), establece los requisitos técnicos para la conexión y puesta en servicio de instalaciones conectadas a la red de transporte.

Para su justificación deberá aportar la siguiente documentación:

En relación a los huecos de tensión, se aportará informe en el que se presenten los resultados de las simulaciones en PowerFactory o equivalente cumpliendo los requisitos que apliquen del PERTE HIB, emitido por el Promotor o un Técnico competente.

En relación a las sobretensiones, se aportará informe de revisión documental de las protecciones.

i) Capacidad de participar en el mercado de regulación secundaria.

Este criterio se evalúa en función de un informe realizado por una entidad o técnico competente en la materia en el que se verifique el cumplimiento de lo siguiente:

- Capacidad de disponer de un control que responda a una consigna de variación de potencia.
- Capacidad de enviar en tiempo real los límites inferior y superior de potencia en control entre los cuales la instalación es capaz de responder a un requerimiento de regulación secundaria.
- La instalación debe ser capaz de recorrer el 95% de la reserva que podría acreditar en un tiempo inferior a 300 s.
- El tiempo de retardo transcurrido desde la orden de modificación de la señal de requerimiento por parte del algoritmo de control de generación hasta iniciar la variación de potencia que responda a dicho requerimiento, no debe ser superior a un minuto.

El informe debe incorporar las siguientes simulaciones (PowerFactory o equivalente):

- Simulación 1. Modo inyección de potencia a la red y consigna a subir. Valoración del incremento de potencia inyectada que se puede alcanzar en 300s.
- Simulación 2. Modo inyección de potencia a la red y consigna a bajar. Valoración de la disminución de la potencia inyectada que se puede alcanzar en 300s.
- Simulación 3. Modo absorción de potencia a la red y consigna a subir. Valoración de la disminución del consumo que se puede alcanzar en 300s.
- Simulación 4. Modo absorción de potencia a la red y consigna a bajar (es decir, consumir más). Valoración del incremento de consumo que se puede alcanzar en 300s.

La capacidad de proveer el servicio de regulación secundaria debería ser aportada por el almacenamiento en sus dos modos de funcionamiento (entrega y toma de energía).

El informe deberá especificar el cumplimiento de los valores concretos de este criterio según se establece en la resolución definitiva de la ayuda para dicho expediente. En caso de no alcanzar los valores establecidos se harán constar los reales del proyecto a fin de valorar el incumplimiento parcial.

Dicho informe será emitido por una Entidad o Técnico competente.

j) Capacidad de gestión de rampas

Este criterio se evalúa en función de la capacidad de disponer de un control de limitación de rampas.

Si el almacenamiento no tuviese capacidad técnica para implementar la limitación de rampa con un control continuo, se permitirá cumplimentar este requisito mediante escalones de tiempo discreto de hasta 15 minutos.

Para su justificación deberán aportar la siguiente documentación:

- Informe de ensayo y de conformidad, realizado por una entidad o técnico competente o por el beneficiario, realizando ensayo análogo al 8.4.3 Limitación de rampa de Potencia Activa de la norma UNE-EN IEC 61400-21-1:2019, eliminando la referencia de la velocidad de viento y realizando una equivalencia a 0,7 p.u. de la potencia del sistema de almacenamiento; también se aportará una simulación (PowerFactory o equivalente).

k) Velocidad máxima de carga y descarga.

La velocidad máxima de carga / descarga representa los MW/min que el almacenamiento puede alcanzar en su funcionamiento. Este criterio se evalúa en función de la capacidad que dispone el almacenamiento para cargar/descargar a diferentes velocidades.

Para su justificación deberán aportar la siguiente documentación:

- La norma UNE-EN IEC 62933-2-1. en el apartado 6.2.5 establece el método de ensayo para dicho concepto.

Se aportará un informe de conformidad emitido en el que se presenten resultado de las simulaciones (PowerFactory o equivalente) por una entidad o técnico competente para esta norma.

l) Velocidad de conmutación.

La velocidad de conmutación entre el ciclo de carga y ciclo de descarga se evalúa en términos del tiempo mínimo que requiere el almacenamiento para pasar del modo de carga (consumo de potencia) al modo descarga (inyección de potencia) o viceversa.

Para su justificación deberán aportar la siguiente documentación:

- La norma UNE-EN IEC 62933-2-1. en el apartado 6.2.5 establece el método de ensayo para dicho concepto. Se aportará un informe de conformidad en el que se presenten resultado de las simulaciones (PowerFactory o equivalente) emitido por una entidad o técnico competente para esta norma.

m) Gestión de la modificación al programa de carga y descarga.

Capacidad del almacenamiento para gestionar las modificaciones de su programa de carga / descarga.

Se distingue la capacidad de gestión teniendo en cuenta si el almacenamiento dispone o no de un mínimo técnico. Se evalúa en función de la capacidad para ajustar su programa en cualquier punto de funcionamiento entre el valor “máximo” y “mínimo”, entendiendo este valor “máximo” como su capacidad máxima de entrega de potencia, y el “mínimo”, como su capacidad máxima de toma de potencia.

Para su justificación deberán aportar la siguiente documentación:

Informe realizado por una entidad o técnico competente para la NTS V2.1 y/o la NTS SENP V1.1 en el que se verifique el cumplimiento de lo establecido en el subapartado 5.5 “Capacidad y rango de control de la potencia activa” tomando como referencia el ensayo 8.4.2 Control de Potencia Activa de la IEC 61400-21-1 Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind turbines. Versión mayo 2019 adaptado a equipamientos de almacenamiento.

n) Capacidad de respuesta ante contingencias de la RDT

Este indicador se evalúa en función de la capacidad del almacenamiento para recibir y cumplir consignas de carga o descarga ante contingencias de la RdT que previamente habrá definido y activado el OS, a través de los enlaces de comunicaciones para el intercambio de información en tiempo real del almacenamiento con el OS.

Como normativa de referencia, se puede consultar la orden TED 749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión y la propuesta de P.O. 3.11, propuesta de Condiciones de servicios de no frecuencia y otros servicios.

Para su justificación deberá aportar la siguiente documentación:

Se aportará un informe de conformidad emitido en el que se presenten los resultados de las simulaciones (Power Factory o equivalente) por una entidad o técnico competente.

o) Black start.

Se valora que la tecnología sea capaz de proveer servicios de reposición del sistema (black start). La puntuación del tiempo de mantenimiento del servicio que es aditiva a la del tipo de capacidad de servicio, y se puede sumar también la puntuación de las dos tipologías de servicio.

A continuación, se indican los criterios para la justificación y valoración de la capacidad black start:

a) Capacidad de sincronización

Justificar esta capacidad es necesario para acceder a cualquier puntuación por el concepto Black Start. Para hacerlo, se realizará una simulación tipo transitorios electromagnéticos (EMT) cuya situación inicial se compone de una red externa (modelada como red con inercia muy alta) y una red en isla en la que se encuentra el almacenamiento (como único elemento formador de red) y una demanda (del 90% de la P_{nominal} del almacenamiento y con un factor de potencia de 0.95), desconectadas entre sí, e inicialmente a 50 Hz ambas redes y con un desfase inicial entre ellas de 90 grados.

Desde ese estado inicial se realizará una simulación en la que se pueda comprobar la capacidad del sistema de almacenamiento de sincronizarse con la red externa manteniendo el módulo de tensión y la frecuencia (e.g. representar en una gráfica la evolución temporal del ángulo de desfase entre las redes, así como la tensión y frecuencia de la red en isla).

b) Tiempo de mantenimiento:

El tiempo de mantenimiento del servicio se evaluará a potencia nominal del sistema de almacenamiento. Se deberá justificar este tiempo en base a la capacidad nominal de la instalación y a todos los consumos auxiliares necesarios para mantener el sistema funcionando.

c) Tipología de servicio.

- 1) **Capacidad de energizar parte de la red solo con exportación MVar (es decir a $P = 0$).** Para justificar esta capacidad se realizará una simulación EMT donde se muestre la capacidad de energizar los equipos de la instalación siendo capaz de aportar la corriente de *inrush* del transformador manteniendo módulo y ángulo de la tensión sin aporte de potencia activa.
- 2) **Capacidad de energizar la red y alimentar demanda cuando se disponga de energía almacenada suficiente (es decir a $P \neq 0$).** Para justificar esta capacidad se realizará una simulación EMT donde se muestre la capacidad para soportar cambios de la demanda en la isla que está alimentando:
 - i. Cambio de la demanda del 90% al 100% con respecto a la P_{nominal} del sistema de almacenamiento y factor de potencia 0.95 inductivo.
 - ii. Cambio de la carga del 90% al 80% con respecto a la P_{nominal} del sistema de almacenamiento y factor de potencia 0.95 inductivo.

Para su justificación se aportará un certificado de conformidad emitido por una entidad o técnico competente en la materia.

4. VALORACIÓN DE LOS INCUMPLIMIENTOS

Una vez analizados los informes requeridos en el apartado anterior para cada uno de los criterios técnicos, en caso de incumplimiento de alguno de los valores de la resolución definitiva relativa al expediente, se podrá disminuir la ayuda de acuerdo con el artículo 31 de la Orden de Bases “Criterios de graduación de los posibles incumplimientos”.

ANEXO I: Indicadores aplicables para las características técnicas de proyectos de almacenamiento híbrido para territorio peninsular.

| Parámetro | | Valoración | | | | | |
|-----------|--------------------------------|---|---|---|---|--|-------------------------------|
| 1 | Capacidad de almacenamiento. | De 2 a 4 horas (2 h ≤ t < 4 h) | Hasta 6 horas (4 h ≤ t < 6 h) | Hasta 8 horas (6 h ≤ t < 8 h) | Más de 8 horas (8 h ≤ t) | | |
| | | 0,75 | 1,50 | 2,00 | 3,00 | | |
| 2 | Eficiencia. | η ≤ 65% | 65% < η ≤ 80% | η > 80% | | | |
| | | 0,00 | 0,40 | 1,00 | | | |
| 3 | Inercia. | AS | | | APE | Emulación de inercia | |
| | | 6 s < H | 3 s < H ≤ 6 s | 0 s < H ≤ 3 s | | | |
| | | 1,50 | 1,00 | 0,50 | 0,25 | | |
| 4 | Scc/SCR. | Ratio “Icc/Inom”. | | | Necesidades de SCR (Solo aplicable a APE) | | |
| | | Proporciona fortaleza a la red (solo aplica a AS). | | | | | |
| | | Icc/Inom ≥ 4 | 3 ≤ Icc/Inom < 4 | Icc/Inom < 3 | SCR punto de conexión ≤ 1,5 | 1,5 < SCR punto de conexión ≤ 3 | 3 < SCR punto de conexión ≤ 6 |
| | | 1,50 | 1,00 | 0,50 | 0,30 | 0,20 | 0,10 |
| 5 | Regulación primaria | AS | | APE con emulación de inercia | | APE sin emulación de inercia | |
| | | t1 ≤ 300 ms t2 ≤ 1 s | 300 ms< t1≤ 2s 1s <t2 ≤ 30 s | t1 ≤ 300 ms t2 ≤ 1 s | 300 ms <t1 ≤ 2 s 1s < t2 ≤ 10 s | t1 ≤ 150 ms t2 ≤ 1 s | |
| | | 1,50 | 0,75 | 0,50 | 0,25 | 0,10 | |
| 6 | Capacidad reactiva | Capacidades mínimas: ±10%≤Q<±20% de Pmax para MT≤P<Pmax y Q≥±30% de Pmax para P=Pmax | ±20%≤Q≤±30% de Pmax para MT≤P<Pmax y Q≥±30% de Pmax para P=Pmax | ±30%<Q<±40% de Pmax para MT≤P<Pmax o ±40%≤Q de Pmax para P=Pmax | | ±40%≤Q de Pmax para MT≤P<Pmax y ±40%≤Q de Pmax para P=Pmax | |
| | | 0,50 | 1,00 | 1,50 | | 2,50 | |
| 7 | Amortiguación de oscilaciones. | AS | APE | | | | |
| | | Control PSS | Control POD-P y POD-Q | Control POD-P o POD-Q Hz] | | | |
| | | 2,50 | 0,75 | 0,50 | | | |
| 8 | Capacidad de soportar hueco | Soportar sin desconexión V=0 pu | Soportar sin desconexión V≥ 1.25 pu | | | | |

| Parámetro | | Valoración | | | | | |
|-----------|---|---|--|---------------------------------------|-------------------------------|-----------------|--|
| | de tensión y sobretensiones | durante t> 500 ms | durante t>50 ms | | | | |
| | | 1,00 | 1,00 | | | | |
| 9 | Capacidad de participar en el mercado de regulación secundaria. | Capacidad de intercambiar telemidas con el control de regulación secundaria con periodicidad de 4 segundos. | Capacidad de responder a consigna de control con T<=5 minutos. | | | | |
| | | 0,50 | 0,50 | | | | |
| 10 | Capacidad de gestión de rampas. | Control discreto: Capacidad ≥ 5%Pmax/15 min. | Control continuo. | | | | |
| | | 0,50 | 1,00 | | | | |
| 11 | Velocidad máxima de carga y descarga. | V ≤ 0,5 MW /min | 0,5 MW /min < v ≤ 1,5 MW /min | 1,5 MW /min < v ≤ 2,5 MW /min | 2,5 MW /min < v ≤ 3,5 MW /min | V > 3,5 MW /min | |
| | | 0,00 | 0,40 | 0,60 | 0,80 | 1,00 | |
| 12 | Velocidad de conmutación. | t ≤ 15 s | 15 s < t ≤ 15 min | t > 15 min | | | |
| | | 1,00 | 0,50 | 0,00 | | | |
| 13 | Gestión de la modificación al programa de carga y descarga. | Gestión por bloques discreta. | Gestión continua con mínimo técnico. | Gestión continua sin mínimo técnico. | | | |
| | | 0,25 | 0,50 | 1,00 | | | |
| 14 | Capacidad de respuesta ante contingencias de la RDT | Respuesta rápida | | Respuesta lenta | | | |
| | | t ≤ 3 s | | 3 s < t ≤ 15 min | | | |
| | | 3,00 | | 0,75 | | | |
| 15 | Black start. | Capacidad de energizar la red y alimentar demanda cuando se disponga de energía almacenada suficiente (es decir a P ≠ 0). | Capacidad de energizar parte de la red solo con exportación MVAR (es decir a P = 0). | Tiempo de mantenimiento del servicio. | | | |
| | | horas ≤ 4 | | 4 < horas ≤ 6 | 6 < horas | | |
| | | 0,45 | 0,30 | 0,375 | 0,60 | 0,75 | |

ANEXO II: Indicadores aplicables para las características técnicas de proyectos de almacenamiento híbrido para para archipiélagos balear y canario.

| Parámetro | | Valoración | | | | | |
|-----------|---|---|---|---|---|--|-------------------------------|
| 1 | Capacidad de almacenamiento. | De 2 a 4 horas (2 h ≤ t < 4 h) | Hasta 6 horas (4 h ≤ t < 6 h) | Hasta 8 horas (6 h ≤ t < 8 h) | Más de 8 horas (8 h ≤ t) | | |
| | | 1,00 | 2,00 | 2,50 | 4,00 | | |
| 2 | Eficiencia. | η ≤ 65% | 65% < η ≤ 80% | η > 80% | | | |
| | | 0,00 | 0,40 | 1,00 | | | |
| 3 | Inercia. | AS | | | APE | | |
| | | 6 s < H | 3 s < H ≤ 6 s | 0 s < H ≤ 3 s | Emulación de inercia | | |
| | | 2,00 | 1,25 | 0,50 | 0,25 | | |
| 4 | Scc/SCR. | Ratio "Icc/Inom". | | | Necesidades de SCR (Solo aplicable a APE) | | |
| | | Proporciona fortaleza a la red (solo aplica a AS). | | | | | |
| | | Icc/Inom ≥ 4 | 3 ≤ Icc/Inom < 4 | Icc/Inom < 3 | SCR punto de conexión ≤ 1,5 | 1,5 < SCR punto de conexión ≤ 3 | 3 < SCR punto de conexión ≤ 6 |
| | | 2,00 | 1,00 | 0,50 | 0,30 | 0,20 | 0,10 |
| 5 | Regulación primaria | AS | | APE con emulación de inercia | | APE sin emulación de inercia | |
| | | t1 ≤ 300 ms t2 ≤ 1 s | 300 ms< t1≤ 2s 1s <t2 ≤ 30 s | t1 ≤ 300 ms t2 ≤ 1 s | 300 ms <t1 ≤ 2 s 1s < t2 ≤ 10 s | t1 ≤ 150 ms t2 ≤ 1 s | |
| | | 2,00 | 1,00 | 0,50 | 0,25 | 0,10 | |
| 6 | Capacidad reactiva | Capacidades mínimas: ±10%≤Q<±20% de Pmax para MT≤P<Pmax y Q≥±30% de Pmax para P=Pmax | ±20%≤Q≤±30% de Pmax para MT≤P<Pmax y Q≥±30% de Pmax para P=Pmax | ±30%<Q<±40% de Pmax para MT≤P<Pmax o ±40%≤Q de Pmax para P=Pmax | | ±40%≤Q de Pmax para MT≤P<Pmax y ±40%≤Q de Pmax para P=Pmax | |
| | | 0,25 | 0,50 | 0,75 | | 1,50 | |
| 7 | Amortiguación de oscilaciones. | AS | APE | | | | |
| | | Control PSS | Control POD-P y POD-Q | Control POD-P o POD-Q Hz] | | | |
| | | 1,00 | 0,50 | 0,25 | | | |
| 8 | Capacidad de soportar hueco de tensión y sobretensiones | Soportar sin desconexión V=0 pu durante t> 500 ms | Soportar sin desconexión V≥ 1,25 pu durante t>50 ms | | | | |

| Parámetro | | Valoración | | | | | |
|-----------|---|---|--|---------------------------------------|-------------------------------|-----------------|------|
| | | 1,00 | 1,00 | | | | |
| 9 | Capacidad de participar en el mercado de regulación secundaria. | Capacidad de intercambiar telemidas con el control de regulación secundaria con periodicidad de 4 segundos. | Capacidad de responder a consigna de control con T<=5 minutos. | | | | |
| | | 0,50 | 0,50 | | | | |
| 10 | Capacidad de gestión de rampas. | Control discreto: Capacidad ≥ 5%Pmax/15 min. | Control continuo. | | | | |
| | | 1,00 | 2,00 | | | | |
| 11 | Velocidad máxima de carga y descarga. | V ≤ 0,5 MW /min | 0,5 MW /min < v ≤ 1,5 MW /min | 1,5 MW /min < v ≤ 2,5 MW /min | 2,5 MW /min < v ≤ 3,5 MW /min | V > 3,5 MW /min | |
| | | 0,00 | 0,40 | 0,60 | 0,80 | 1,00 | |
| 12 | Velocidad de conmutación. | t ≤ 15 s | 15 s < t ≤ 15 min | t > 15 min | | | |
| | | 1,00 | 0,50 | 0,00 | | | |
| 13 | Gestión de la modificación al programa de carga y descarga. | Gestión por bloques discreta. | Gestión continua con mínimo técnico. | Gestión continua sin mínimo técnico. | | | |
| | | 0,25 | 0,50 | 1,00 | | | |
| 14 | Capacidad de respuesta ante contingencias de la RDT | Respuesta rápida | | Respuesta lenta | | | |
| | | t ≤ 3 s | | 3 s < t ≤ 15 min | | | |
| | | 1,00 | | 0,25 | | | |
| 15 | Black start. | Capacidad de energizar la red y alimentar demanda cuando se disponga de energía almacenada suficiente (es decir a P ≠ 0). | Capacidad de energizar parte de la red solo con exportación MVAR (es decir a P = 0). | Tiempo de mantenimiento del servicio. | | | |
| | | horas ≤ 4 | | 4 < horas ≤ 6 | 6 < horas | | |
| | | | 0,60 | 0,40 | 0,50 | 0,75 | 1,00 |