

Almacenamiento de energía con baterías para un parque eólico a gran escala

VERSIÓN PÚBLICA



México, Ciudad de México., junio, 2022

El presente documento de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH se realizó bajo el marco del “Programa de Apoyo a la Implementación de la Transición Energética en México” (TrEM) el cual se implementa por encargo del Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ). Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y no necesariamente representan la opinión de la GIZ.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 36 + 40
53113 Bonn, Deutschland
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5
65760 Eschborn, Deutschland
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de
I www.giz.de

“Apoyo a la implementación de la transición energética en México”
Agencia de la GIZ en México
Torre Hemicor, PH
Av. Insurgentes Sur No. 826
Col. Del Valle
C.P. 03100, México D.F.
T +52 55 5536 2344
F + 52 55 5536 2344
E giz-mexiko@giz.de
www.giz.de/mexico

Versión

Abril 2022

Edición y Supervisión: Javier Salas (GIZ).
Texto: Natalia Escobosa (Energynautics) y Eckehard Tröster (Energynautics)
La GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

Por encargo del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ) de Alemania

Tabla de Contenido

1	Resumen Ejecutivo	9
2	Introducción a los Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías	12
3	Parámetros relevantes del modelo de negocio para evaluar los casos de uso de BESS	14
3.1	Características técnicas relevantes del BESS.....	14
3.2	Servicios de baterías a gran escala.....	14
3.3	Propiedad del BESS.....	15
3.4	Sistema autónomo frente a sistema híbrido.....	15
3.5	Posibles flujos monetarios asociados a un BESS.....	15
4	Gestión de la energía y casos de uso de los BESS	18
4.1	Desplazamiento y arbitraje de energía.....	19
4.2	Reserva de capacidad y regulación de frecuencia.....	19
4.3	Respuesta a la frecuencia.....	20
4.4	Arranque negro y operación en isla.....	20
4.5	Respaldo de energía.....	20
4.6	Suministro de potencia reactiva y soporte al voltaje.....	21
4.7	Integración de ERv a la red.....	21
4.8	Reducción del vertimiento de las ERv.....	21
5	Caso de estudio: BESS en Cerro Iguana	22
5.1	Evaluación del cumplimiento de los requerimientos del Código de Red.....	23
5.1.1	Requerimientos de Interconexión ante variaciones de frecuencia de la red, control primario y secundario de la frecuencia [CdR 2].....	23
5.1.2	Requerimientos de Interconexión ante variaciones de tensión en la red [CdR 3].....	24
5.1.3	Requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla [CdR 4].....	24
5.1.4	Requerimientos generales de administración del SEN [CdR 6].....	25
5.1.5	Requerimientos generales de calidad de potencia [CdR 7].....	25
5.2	Servicios conexos en México.....	26
5.3	Otros servicios.....	27
5.4	Barreras identificadas para el despliegue de BESS en México.....	28
6	Casos de uso internacionales rentables de BESS	30
6.1	BESS centralizados en Alemania: regulación de frecuencia.....	31

6.2	BESS en South Australia: provisión de regulación de frecuencia y arbitraje de energía.....	32
6.3	Batería de Hornsdale: provisión de regulación de frecuencia, arbitraje de energía y capacidad renovable variable firme	34
6.4	Provisión de contención dinámica requerida por National Grid ESO	36
6.5	Batería de San Eustaquio: suministro de regulación de frecuencia y desplazamiento de energía	36
6.6	La microrred de Alaska de KEA con almacenamiento de energía: suministro de capacidad renovable y desplazamiento de energía renovable	37
6.7	Almacenamiento de energía en Gran Ridge: suministro de regulación de frecuencia y capacidad renovable variable firme	37
6.8	Cowessess Wind and Energy Storage: suministro de capacidad renovable variable firme.....	38
7	Conclusiones	39
	Referencias.....	40

Lista de Tablas

Tabla 1: Potenciales beneficios económicos y servicios de apoyo a la red.....	16
Tabla 2: Servicios de apoyo a la red que pueden prestar los BESS vinculados a una central eléctrica [1], [2], [4], [5].....	19
Tabla 3: Visión general de casos de uso rentables de BESS a nivel internacional.	30
Tabla 4: Estructura y objetivos del proyecto HPR [17].	34
Tabla 5: Sistema FV y BESS instalados [23].	36

Lista de Figuras

Figura 1. Ejemplos de aplicaciones de almacenamiento de energía conectado a niveles de transmisión y distribución [1].	12
Figura 2. Proporción de capacidad instalada de almacenamiento de acuerdo al uso previsto, por tecnología de almacenamiento a nivel mundial [2].	18
Figura 3. Tasa de falla para BESS a lo largo de su ciclo de vida.....	22
Figura 4. Precios máximos y mínimos en el nodo Ixtepec Potencia para años 2019, 2020 y 2021.....	28
Figura 5. Componente de costo de congestión en el nodo Ixtepec-Potencia para años 2019 y 2021.....	28
Figura 6. Potencia acumulada de BESS centralizados en Alemania por tipo de servicio (AS: servicio auxiliar; SG: red inteligente; RE: energía renovable; FCR: reserva de contención de frecuencia = reserva primaria) [7].	31
Figura 7. Evolución de los precios para la provisión de reserva primaria en Alemania hasta abril de 2020 [7].	32
Figura 8. Voltaje del BESS medida en la subestación de 33 kV de Dalrymple [8].	33
Figura 9. Potencia activa y reactiva del BESS medida en la subestación de 33 kV de Dalrymple [8].	33
Figura 10. FCAS de regulación en Australia Meridional durante la vinculación de la restricción de regulación local de 35 MW [11].	35
Figura 11. Precio medio de carga y descarga de la HPR en el primer trimestre [11].	35

Listado de Abreviaturas

BESS	Sistema de almacenamiento de energía por baterías
ERv	Energías Renovables variables
ESS	Sistema de almacenamiento de energía
FCAS	Servicios auxiliares para control de frecuencia
FFR	Respuesta rápida a la frecuencia
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
ISO	Operador Independiente del Sistema
LCOE	Costo nivelado de la electricidad
PPA	Acuerdo de compraventa de energía
PV	Fotovoltaico
RE	Energía renovable
RoCoF	Tasa de variación de la frecuencia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIN	Sistema Interconectado Nacional
VPP	Central eléctrica virtual
ERv	Energía renovable variable

1 Resumen Ejecutivo

Los sistemas de almacenamiento de energía conectados a la red de transmisión o de distribución pueden prestar servicios de apoyo a la red, los cuales contribuyen a aumentar la flexibilidad del sistema y a permitir un funcionamiento estable, confiable y de calidad, especialmente con el aumento de la penetración de generación renovable variable (ERv). El presente análisis se centra en el papel de un sistema de almacenamiento de energía con baterías (BESS) estacionario para apoyar la interconexión de una central eólica.

De acuerdo con IRENA, los BESS son elementos clave para la integración de las ERv, y las baterías de ion-litio son la tecnología más consolidada dentro de los sistemas a gran escala existentes. En comparación con otros tipos de almacenamiento, los BESS presentan grandes ventajas en cuanto a modularidad, escalabilidad, tiempo rápido de despliegue y velocidad rápida de respuesta. Asimismo, existen ciertas características que pueden afectar la capacidad de los BESS para prestar servicios específicos tales como la química de la batería, la capacidad de energía y potencia del BESS, el nivel de voltaje, la relación inversor/batería del BESS, los inversores y los sistemas de gestión o control de energía.

Existe una amplia gama de servicios de apoyo a la red proporcionados hoy en día por BESS en todo el mundo, dentro de los cuales se encuentran el desplazamiento y arbitraje de energía, la reserva de capacidad y regulación de frecuencia, la respuesta a la frecuencia, el arranque negro y operación en isla, el respaldo de energía, el suministro de potencia reactiva y soporte al voltaje, la integración de ERv a la red y reducción de vertimiento de las ERv. Además, al acoplar un BESS a un sistema de energías renovables como una solución híbrida integrada, se pueden prestar otros servicios de apoyo a la red, como la capacidad firme de las ERv, la reducción de vertimiento y la “despachabilidad” de la ERv.

Este reporte tiene como caso de estudio un BESS en Cerro Iguana, en el que se considera la propuesta de interconectar una planta eólica (970 MW) con un sistema de baterías de (35 MW/35 MWh) en el nodo Ixtepec- Potencia. Debido al tamaño del parque de generación que se busca instalar, el propósito principal del sistema de baterías es el de apoyar a la planta para cumplir y exceder los requisitos del código de red para lograr una integración correcta de la planta al SIN. El análisis abarca los tres tipos de servicios que puede proveer un BESS, el cumplimiento de requerimiento técnicos, los servicios conexos y la gestión de energía.

Según los datos del documento provisto, el BESS tiene una profundidad de descarga de 97.7%, el cual es un valor extremadamente alto, que puede degradar el BESS severamente y mucho más rápido de lo previsto. Además, se espera que al final del proyecto, año 20, el estado de salud del BESS sea de 61.08%. Sin embargo, se considera que un BESS ha llegado al final de su vida útil cuando tiene un estado de salud del 80%, por lo que se recomienda tomar medidas adecuadas para contrarrestar esto.

El Código de Red en México dicta los requisitos técnicos mínimos que deberán cumplir los parques de generación que desean conectarse a la red del SEN, y su actualización se publicó el 31 de diciembre de 2021. Debido a que en esta regulación no existen criterios específicos para almacenamiento, se considera que los criterios aplicables serán para una planta híbrida, en este caso tipo D (Potencia mayor a 30 MW). Cabe resaltar que la tecnología del sistema de almacenamiento propuesta cumple con varios de los estándares internacionales más estrictos para integración de ERv a la red por lo que se espera pueda cumplir con el Código de Red.

Dentro de los servicios conexos que reconoce la legislación mexicana se encuentra la regulación primaria, regulación de voltaje y potencia reactiva, el arranque de negro y las reservas operativas. Por ejemplo, un BESS permite cumplir el requerimiento de reserva primaria hasta el año número 11 de operación debido a la degradación del BESS, año en el que se debe reemplazar el BESS. Por su parte, las reservas operativas son servicios conexos que se comercializan en el Mercado Eléctrico Mayorista. Sin embargo, el requisito para que el BESS participe en el mercado, es que se pueda garantizar 6 horas de capacidad, por lo que, se reduciría la capacidad del operador para poder controlar dicho activo. Debido a la incertidumbre de los precios del mercado y a la poca información histórica disponible se hizo un análisis ex-post sobre cuánto hubiera podido ganar el BESS en caso de ofertar el servicio en 2019 y 2021.

En el caso de la planta híbrida que concierne este análisis, se encontró que el arbitraje y la reducción del vertimiento podrían proveerla de beneficios económicos adicionales, que, aunque insuficientes para recuperar la inversión del BESS, permiten compensar los costos de mantenimiento. Además, si se hace una combinación del vertimiento o arbitraje con la provisión de reserva para regulación secundaria, sí podrían incrementarse los ingresos. Sin embargo, hay poca información disponible sobre los procedimientos y el proceso regulatorio para poder hacer un análisis más preciso.

Aunque tecnológicamente no se han identificado barreras para el despliegue de BESS en México, el aspecto regulatorio representa la barrera más importante, ya que no existe una regulación específica en el tema, ni precisión en los incentivos para poder mitigar los altos costos de inversión. Por otro lado, debido a la falta de experiencia local en el tema, se espera que los costos de mantenimiento sean más altos que en la literatura, limitando aún más cualquier caso de negocio.

Finalmente, si bien los casos analizados en el contexto mexicano no son rentables, en la actualidad hay varios proyectos de BESS conectados a la red que prestan servicios de apoyo a la misma en el resto del mundo que sí lo son, tales como la microrred de la Asociación Eléctrica de Kotzebue (KEA) en Alaska o el proyecto Hornsdale Power Reserve en Australia del Sur.

En conclusión, los casos de estudio exitosos de instalación de BESS alrededor del mundo son cada vez más frecuentes. Esto principalmente por las múltiples ventajas que ofrecen estos sistemas. Al ser instalados en conjunto con una planta de ERv, un BESS puede usarse para limitar los impactos de la naturaleza variable de dicha planta. Entre las diferentes posibles aplicaciones analizadas para el contexto mexicano destacan las siguientes:

- Cumplimiento del Código de Red:
 - Calidad de la potencia
 - Regulación primaria
 - Límite de rampas
 - Incremento de la confiabilidad ante contingencias
 - Provisión de apoyo durante fallas
- Servicios conexos:
 - Provisión de potencia reactiva y control de voltaje
 - Reserva operativa
 - Arranque de emergencia
- Arbitraje de energía
- Diferimiento de inversiones en la red de transmisión
- Reducción del vertimiento

Las aplicaciones anteriores pueden traer beneficios directos e indirectos tanto a los proyectos como al sistema. Sin embargo, para poder aprovecharlos cabalmente se deben superar algunas barreras económicas y regulatorias. El panorama a futuro de los BESS en México podría beneficiarse de un diálogo entre los actores del sector. Como se mencionó anteriormente, para que un sistema eléctrico de potencia funcione, es necesario que todos pongan “su granito de arena”. De esta manera, si los parques de ERv invierten en instalar BESS junto con sus generadores, y el regulador y el operador mexicano clarifican la regulación secundaria específica para el almacenamiento, servicios conexos, regulación primaria, etc. se podrían incrementar los beneficios al sistema, particularmente a los consumidores y a la red de transmisión.

2 Introducción a los Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías

Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) conectados a la red de transmisión o de distribución pueden prestar servicios de apoyo a la red, también conocidos como servicios auxiliares o conexos. Estos servicios contribuyen, entre otras cosas, a aumentar la flexibilidad del sistema y a permitir un funcionamiento estable, confiable y de calidad, especialmente con el aumento de la penetración de generación renovable variable (ERv). Existe una amplia gama de servicios que pueden ofrecer los ESS dependiendo de su lugar de conexión a la red (Figura 1).

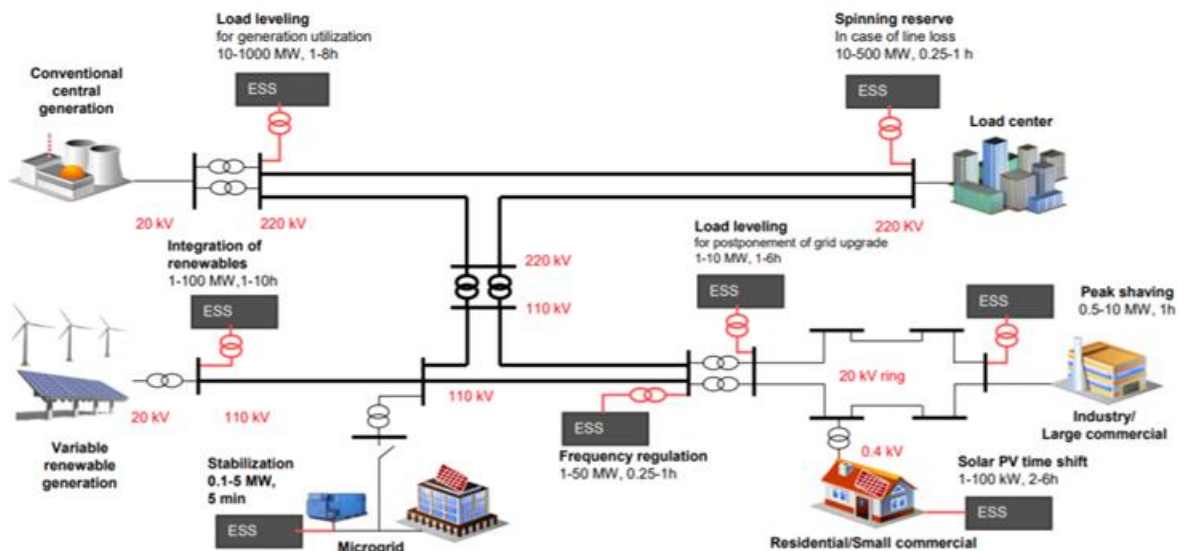


Figura 1. Ejemplos de aplicaciones de almacenamiento de energía conectado a niveles de transmisión y distribución [1].

La forma más utilizada de almacenamiento de electricidad a gran escala mundialmente es el almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo, que representó el 96% de la capacidad total instalada de los ESS en 2017, mientras que el almacenamiento térmico, electroquímico y electromecánico representaron el 1.9%, el 1.1% y el 0.9%, respectivamente [2]. Sin embargo, en México, aunque se han considerado diversos planes para instalar diferentes tipos de almacenamiento, en la actualidad sólo se cuenta con casos como el de la planta Aura Solar III en Baja California Sur, el cual es un sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS).

El presente análisis se centra en el papel de un BESS estacionario¹ para apoyar la interconexión de una central eólica, por lo que el análisis se limitará a este tipo de tecnología. Los BESS, en comparación con otros tipos de almacenamiento, presentan grandes ventajas:

- Modularidad y escalabilidad.
- Tiempo rápido de despliegue.

¹ Algunas empresas utilizan BESS en contenedores móviles para conectarse temporalmente en ciertas partes de la red donde surge la necesidad. Aunque este informe se centrará en los BESS estacionarios, la mayoría de las aplicaciones también son válidas para los BESS móviles.

- Velocidad rápida de respuesta.

Un BESS comprende además de las baterías, los convertidores de energía, los sistemas de control (sistema de gestión de baterías, sistema de control de la planta y del inversor), el equipo de protección, así como los transformadores y el equipo necesario para la conexión del sistema.

La capacidad de un BESS para prestar servicios de apoyo a la red y la viabilidad de hacerlo dependen principalmente de las diferentes características del BESS, así como de las tarifas y la normativa aplicable, entre otras cosas. Además, un BESS puede proveer otros beneficios tales como el poder diferir las inversiones de capacidad de la red. En las secciones 3 y 4, se resumen las estrategias de gestión de la energía más comunes para los BESS, así como los parámetros pertinentes que deben considerarse en un modelo de negocio para dichas estrategias. Algunos ejemplos internacionales de BESS de prestación de servicios de apoyo a la red se describen en la sección 6. En la sección 5 se presentan los posibles casos de uso en el contexto mexicano para la batería seleccionada en el Proyecto de Cerro Iguana.

3 Parámetros relevantes del modelo de negocio para evaluar los casos de uso de BESS

3.1 Características técnicas relevantes del BESS

Las características que pueden afectar a la capacidad de los BESS para prestar servicios específicos son:

- **La química de la batería.** La química del BESS (ion-litio, plomo-ácido o sodio-azufre) determina características como la eficiencia, la velocidad de carga y descarga, la profundidad de descarga y la autodescarga, los cuales limitan el horizonte temporal, la energía disponible y la potencia de un BESS.
- **Capacidad de energía y potencia del BESS y nivel de voltaje.** El tamaño y la potencia de la batería influyen en gran medida en el tipo de servicio que puede prestar, así como el voltaje al que se conecta.
- **Relación inversor/batería del BESS.** Esta relación define el tipo de aplicación, una de potencia o una de energía. Se necesita una relación inversor/batería mayor para inyectar una mayor cantidad de energía a la red en un periodo corto (configuración de potencia), mientras que se necesita una relación menor si se utilizan las baterías para inyectar una cantidad constante de energía a la red durante un periodo más largo (configuración de energía). Las configuraciones de potencia suelen ser necesarias para la regulación de la frecuencia, la provisión de reservas y el arranque negro, mientras que la configuración de energía suele utilizarse para el desplazamiento de energía. La tasa C de una batería representa la relación de potencia y energía de una batería, para las aplicaciones de potencia esta tasa suele ser superior a 1 MW/MWh, mientras que para una aplicación de energía suele ser inferior a 1 MW/MWh.
- **Características de los inversores.** Los BESS necesitan un inversor para conectarse a la red. La mayoría de los inversores son de seguimiento a la red, es decir, que reaccionan a la frecuencia del sistema para funcionar. Sin embargo, con una mayor cantidad de generación asíncrona conectada al sistema, se está popularizando el uso de inversores de formación de red. Estos permiten que esta generación brinde apoyo activo a la red en lugar de limitarse a reaccionar a su comportamiento. Lo anterior determina la posibilidad de brindar ciertos servicios tales como el arranque negro, o su soporte de corriente durante las fallas.
- **Sistemas de gestión o control de energía.** La energía almacenada en la batería puede utilizarse para diferentes fines. El control adecuado permitirá que la aplicación se realice correctamente y se maximicen los beneficios que puedan obtenerse de ciertas aplicaciones. Incluso es crítico para cuando se quieren combinar aplicaciones.

3.2 Servicios de baterías a gran escala

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) ha identificado a los BESS como elementos clave para la integración de las energías renovables variables (ERV). En [3], se evaluó la situación de las baterías a gran escala en todo el mundo, cuya capacidad típicamente oscila entre unos pocos y unos cientos de MWh. El ion-litio se identificó como la química de baterías más consolidada dentro de los sistemas a gran escala existentes, con más del 90% de la

capacidad total mundial instalada de almacenamiento a gran escala. Los principales servicios que se prestan actualmente en todo el mundo a partir de BESS a gran escala son:

- Servicios auxiliares, como la respuesta a la frecuencia y el soporte al voltaje.
- Reserva de capacidad.
- Capacidad firme de las ERv y la reducción del vertimiento (curtailment).
- Suministro confiable de energía en redes aisladas.
- Diferimiento de mejoras de los activos de transmisión y distribución.

3.3 Propiedad del BESS

Los servicios que puede prestar el BESS, así como el método de recuperación de los costos del mismo, dependerán de la propiedad del sistema. Ésta se determina dependiendo de si se tienen usos dedicados o no para toda la capacidad o sólo parte de ésta. Puede haber un contrato para toda la capacidad de almacenamiento o varios contratos para diversos servicios y diferentes partes de su capacidad. Cuando se prestan diferentes servicios a varios usuarios simultáneamente, hay que tener especial cuidado con la programación y la contabilización de la energía. Por ejemplo, si el BESS es propiedad del generador, el operador no tiene total control sobre la operación del mismo. En México, el CENACE sólo puede operar un BESS si es considerado como un recurso de energía limitado y sólo para los casos donde existan desbalances de frecuencia.

3.4 Sistema autónomo frente a sistema híbrido

El BESS puede proporcionar varios servicios de apoyo a la red como sistema autónomo, tales como regulación de frecuencia, arranque negro, arbitraje en el mercado mayorista (o desplazamiento de energía) o la capacidad de cubrir picos de consumo. Algunos de estos permiten una mayor integración de la ERv en toda la red. Al acoplar un BESS a un sistema de energías renovables como una solución híbrida integrada, se pueden prestar otros servicios de apoyo a la red, como la capacidad firme de las ERv, la reducción de vertimiento y la “despachabilidad” de la ERv.

3.5 Posibles flujos monetarios asociados a un BESS

El sistema eléctrico depende del funcionamiento y la calidad de los elementos que lo conforman, así como de los aportes que hagan dichos elementos. Documentos regulatorios, tales como el Código de Red, buscan enumerar los criterios mínimos para que cada elemento “ponga su granito de arena” y así todos se beneficien del correcto funcionamiento del sistema. Se destaca que en algunos casos, esta contribución se puede remunerar y obtener beneficios económicos directos, tales son los servicios de apoyo a la red.

Por lo tanto, los flujos monetarios de un BESS pueden provenir de un servicio o de una combinación de servicios. Las limitantes están dadas por el marco regulatorio y de mercado existente.

Los beneficios económicos pueden ser directos o indirectos. Los directos pueden ser, por ejemplo la participación de BESS en los mercados de capacidad y de servicios auxiliares,

ofreciendo servicios como reserva primaria y secundaria, apoyo al arranque negro y control de voltaje. De esta manera se obtiene un beneficio económico directo. También puede existir el caso en el que la regulación establezca penalizaciones y sanciones ante desviaciones de potencia programada, o que el BESS se utilice para limitar la energía vertida.

Aunque los altos costos de los sistemas de almacenamiento reducen su rentabilidad considerablemente y deben existir condiciones específicas para que los beneficios económicos directos compensen la inversión. Son de interés especial los amplios beneficios económicos indirectos que puede proveer un BESS. Estos pueden ser por un lado, particulares como los de permitir cumplir con los requisitos de conexión y así conectarse a la red, esto puede ser particularmente relevante como integrador de energías renovables variables. Y por otro lado, se pueden dar beneficios para todo el sistema como por ejemplo el permitir diferir inversiones.

Para el caso de estudio de este análisis, se plantea que un incremento ligero del CAPEX del proyecto, puede incrementar la capacidad de alojamiento de la red. Los beneficios al sistema pueden incluir la reducción de costos de operación o de inversión en la red y a su vez el parque eólico puede conectarse pues reduce sus impactos al sistema. Conforme se avanza con la penetración de energías renovables a la red, particularmente en nodos congestionados como los de Oaxaca, se debe comenzar a valorar la posibilidad de limitar la tasa de rampa de la generación o la participación de las energías renovables variables en el control de la frecuencia primaria, y las reservas.

Así el beneficio económico se debe analizar como la ganancia del sistema por una operación más confiable a costa de un incremento marginal en el CAPEX de las plantas de ERV.

Algunos ejemplos de flujos monetarios se pueden ver en la Tabla 1.

Tabla 1: Potenciales beneficios económicos y servicios de apoyo a la red.

Aplicación	Descripción	Tipo de beneficio	Servicios con mayor posibilidad de tener flujo monetario
Reducción de los costos del PPA	El ahorro puede provenir de los costos variables evitados de los PPA de generación cara, sustituidos por la inyección de BESS a la red, así como de la reducción de energía vertida.	<ul style="list-style-type: none"> • Directo/indirecto 	<ul style="list-style-type: none"> • Desplazamiento de energía. • Reducción de la carga máxima. • Despachabilidad por reducción del vertimiento.
Se evitan sanciones por desviaciones de la potencia programada	Un BESS puede contribuir a reducir las desviaciones de la potencia programada y, por lo tanto, evitar desequilibrios que afecten la frecuencia.	<ul style="list-style-type: none"> • Directo 	<ul style="list-style-type: none"> • Reserva de capacidad y regulación de la frecuencia. • Respuesta a la frecuencia (regulación rápida de la frecuencia) – Sólo se espera un impacto menor e indirecto en las tasas de desviación.

Almacenamiento de energía con baterías para un parque eólico a gran escala
Parámetros relevantes del modelo de negocio para evaluar los casos de uso de los BESS

Costo evitado de la energía no suministrada (debido a cortes de carga u otras interrupciones)	Los BESS más grandes pueden proporcionar apoyo a regiones de la red y/o contribuir a la gestión de la congestión, evitando el costo de la energía no suministrada.	<ul style="list-style-type: none"> Indirecto 	<ul style="list-style-type: none"> Arranque negro, operación en isla. Despachabilidad por alivio de la congestión.
Se evitan las penalizaciones por balance de potencia reactiva	Se evita la posible penalización por inyectar/exportar potencia reactiva de la red en condiciones de alta o baja tensión.	<ul style="list-style-type: none"> Indirecto 	<ul style="list-style-type: none"> Suministro de potencia reactiva y soporte al voltaje.
Remuneración directa en el mercado	Cuando existe un producto para un servicio y se adquiere en el mercado (y se permite que las baterías participen en el mercado), se puede obtener un pago directo por la prestación del servicio. Los servicios más comunes que se adquieren y en los que ya participan los BESS son los de regulación de frecuencia.	<ul style="list-style-type: none"> Directo 	<ul style="list-style-type: none"> Cualquier servicio siempre que el producto exista en el mercado y permita la participación del BESS.
Posibilidad de interconectarse al sistema	Con una mayor penetración de las energías renovables, los códigos de red imponen requisitos más estrictos para las centrales eléctricas conectadas al sistema. El cumplimiento de los requisitos para la interconexión de las centrales eléctricas de energía renovable puede lograrse mediante una batería que por ejemplo limite la velocidad de rampa o proporcione un control primario de la frecuencia.	<ul style="list-style-type: none"> Cobeneficio 	<ul style="list-style-type: none"> Requisitos de interconexión para poder hacer la conexión de una central eléctrica
Diferimiento de inversiones en transmisión y distribución		<ul style="list-style-type: none"> Cobeneficios 	

4 Gestión de la energía y casos de uso de los BESS

IRENA ha revisado los principales casos de uso y servicios prestados por el almacenamiento instalado hasta 2017 en [2]. Los resultados pueden verse en la Figura 2 para el almacenamiento electroquímico (como las baterías), así como para el almacenamiento hidroeléctrico de bombeo, electromecánico y térmico.

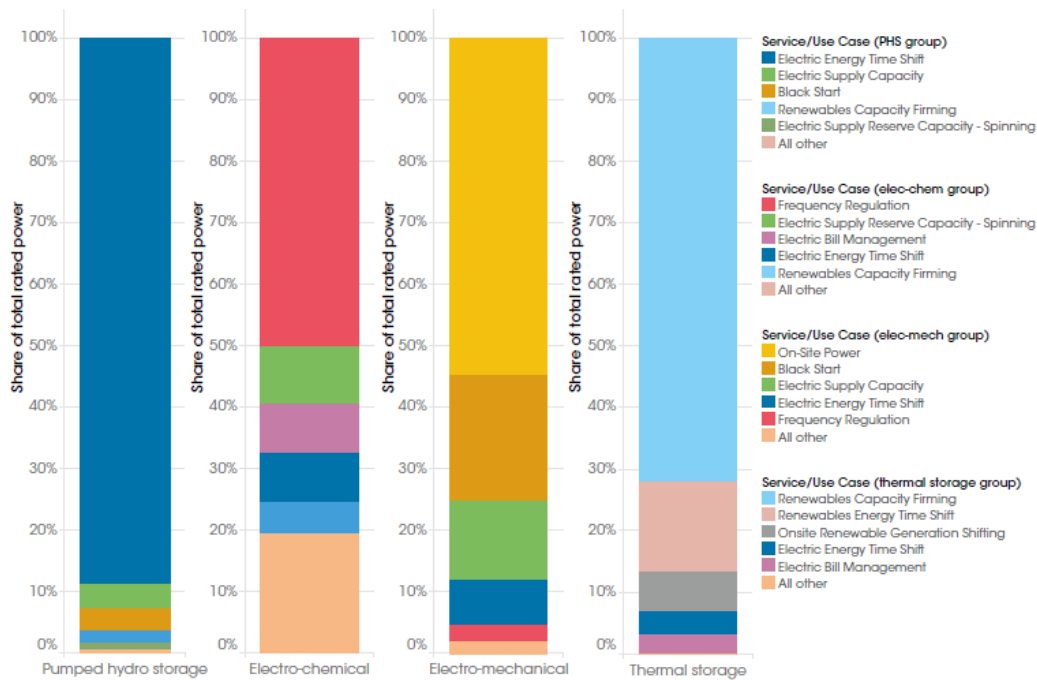


Figura 2. Proporción de capacidad instalada de almacenamiento de acuerdo al uso previsto, por tecnología de almacenamiento a nivel mundial [2].

En el caso del almacenamiento electroquímico, la regulación de frecuencia es el caso de uso más común pues es el principal objetivo del 50% de la capacidad instalada en todo el mundo². Otros casos de uso comunes son: la capacidad de reserva (reserva rodante), el desplazamiento de energía y la capacidad firme de las ERv.

Existe una amplia gama de servicios de apoyo a la red proporcionados hoy en día por BESS en todo el mundo, como se muestra en la Tabla 2. Los tiempos de respuesta de los BESS necesarios para estas aplicaciones oscilan de segundos (tasas C altas) a algunas horas (tasas C bajas), aunque también existen aplicaciones de almacenamiento con escalas de tiempo más largas y se asocian sobre todo a redes aisladas. Cada uno de estos servicios se describirá brevemente en esta sección.

² En [2] IRENA estimó que la capacidad de almacenamiento total instalada era de aproximadamente 1.9 GW/11 GWh en 2017, de los cuales 10 GWh son a gran escala.

Tabla 2: Servicios de apoyo a la red que pueden prestar los BESS vinculados a una central eléctrica [1], [2], [4], [5].

	Servicios de apoyo a la red	Relación energía/potencia
1.	Desplazamiento de energía	Tasas C bajas
2.	Reducción de la carga máxima	Normalmente tasas C bajas
3.	Reserva de capacidad y regulación de la frecuencia	Diferentes tasas C dependiendo el tipo de reserva
4.	Arranque negro, operación en isla	Normalmente tasas C altas
5.	Alivio de la congestión	Tasas C altas
6.	Respaldo de energía	Diferentes tasas C dependiendo el caso
7.	Suministro de potencia reactiva y soporte al voltaje.	Tasas C altas
8.	Integración de ERv a la red.	Diferentes tasas C dependiendo de la aplicación (capacidad firme, control de rampa, etc.)
9.	Reducción del vertimiento	Diferentes tasas C dependiendo el caso

4.1 Desplazamiento y arbitraje de energía

Los BESS pueden participar en el mercado comprando energía a un precio bajo y entregándola a un precio más alto y por lo tanto obtener un beneficio. Esto puede hacerse de forma autónoma, registrada como participante en el mercado, o vinculada a una central eléctrica para desplazar su inyección de energía a la red y venderla a un precio superior al del momento de producción. En el caso mexicano, el mercado eléctrico mayorista permitiría el arbitraje de energía. Aunque la diferencia entre los precios altos y bajos no son suficientes para compensar los costos del BESS, el desplazamiento de energía puede generar cobeneficios para el sistema, pues los precios muestran la necesidad inmediata de reducir o incrementar la generación.

4.2 Reserva de capacidad y regulación de frecuencia

Al inyectar o absorber potencia activa en función de las señales del operador del sistema, el BESS puede utilizarse para mantener la frecuencia dentro de los valores límites y gestionar las desviaciones de la programación de la generación. El BESS puede prestar el mismo servicio que las reservas rodantes y puede ser activado por los operadores del sistema para proporcionar un control de frecuencia secundario y terciario (el control primario se considera en el "Servicio de respuesta a la frecuencia"). Debido a su rapidez de respuesta, los BESS son ideales para proveer estos servicios. En México, la reserva operativa es dada por el mercado y por lo tanto se debe considerar el costo de oportunidad para su asignación en las reservas.

Un ejemplo es la batería de 6 MW/4.6 MWh que se instaló con una central eléctrica de 12 MW en Anahola Hawaii específicamente para apoyar con la regulación de frecuencia, de voltaje, capacidad firme y reserva rodante.

4.3 Respuesta a la frecuencia

Los BESS pueden proporcionar respuesta a la frecuencia, inyectando o absorbiendo potencia activa en función de la frecuencia de red medida o de la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) para mantener la frecuencia y/o la RoCoF dentro de los valores límites. No se requiere ninguna acción o señal por parte del operador. Los servicios considerados en esta categoría incluyen la respuesta rápida a la frecuencia y la reserva primaria. Por ejemplo, las unidades de almacenamiento de energía en Irlanda deben prestar varios servicios de apoyo a la red [6] entre los que se incluyen la respuesta rápida a la frecuencia (provisión de MW en un tiempo de entre 0.15 y 10 segundos) y la reserva primaria (provisión de MW en un tiempo de entre 5 y 15 segundos). En el caso de la respuesta rápida a la frecuencia, el servicio contratado puede ser una respuesta dinámica (en la que la unidad rastrea la frecuencia y puede ajustar dinámicamente la carga en respuesta a la frecuencia) o una respuesta estática (en la que la unidad reacciona a los disparos de reserva en un plazo determinado).

En México, actualmente no se tiene una regulación específica para la respuesta rápida a la frecuencia. Sin embargo, si se desea incrementar la penetración de generación asíncrona, los BESS jugarían un papel fundamental, particularmente aquellos localizados en parques de generación renovable variable. Los beneficios al sistema podrían ser importantes, ya que actualmente la reserva primaria es proporcionada por generadores síncronos y no es recompensada económicamente. De esta manera un BESS, particularmente uno con inversores de formación de red puede ayudar a reducir las externalidades de reducción de inercia y de reserva primaria.

4.4 Arranque negro y operación en isla

Un BESS, si se conecta a través de un inversor de formación de red, puede proporcionar energía tras un fallo del sistema sin ayuda externa. Esta energía puede abastecer a una parte aislada del sistema eléctrico (operación en isla), así como reenergizar una sección de la red y proporcionar la frecuencia de referencia para la sincronización, con el fin de ayudar a otras unidades³ a reiniciar (arranque en negro). Debido al tiempo de respuesta y a la capacidad de control que se necesita, sólo los BESS a gran escala, que se comunican directamente con el sistema SCADA del operador del sistema, pueden proporcionar este servicio.

4.5 Respaldo de energía

En caso de apagones o interrupciones del sistema, el BESS puede utilizarse para proporcionar energía de respaldo a una región conectada de la red, manteniendo la continuidad del suministro y evitando los costos de compensación a los consumidores así como el costo de energía no suministrada. Esto puede lograrse sólo si el inversor del BESS es un inversor con capacidad de formar a la red (Grid Forming) y no de seguimiento a la red (Grid Following).

Un ejemplo de esta aplicación es el BESS instalado en Hornsdale, Australia. Este BESS, instalado en conjunto con una planta eólica, trae amplios beneficios económicos a los consumidores. Más información se puede encontrar en 6.3.

³ Suelen ser grandes unidades conectadas a la red de transmisión.

4.6 Suministro de potencia reactiva y soporte al voltaje

Al ser capaz de inyectar o absorber potencia reactiva, un BESS puede apoyar a la regulación del voltaje en la zona específica de la red a la que está conectado. Los servicios de potencia reactiva incluyen: control de potencia reactiva, control de voltaje y control del factor de potencia. En la mayoría de los sistemas, la potencia reactiva es un servicio obligatorio. En algunos pocos casos, la potencia reactiva se remunera a precios regulados basados en el costo adicional que supone la prestación del servicio a nivel del generador.

En México, este servicio se proporciona por un número determinado de plantas hidroeléctricas. Sin embargo, debido a que la energía reactiva tiene un carácter local, los BESS pueden aportar en este servicio, particularmente en áreas donde no haya cercanía con plantas hidroeléctricas y no existan otros elementos de potencia como compensadores reactivos. El tener BESS localizados con las plantas puede ayudar al control del voltaje en los buses. Esto puede ser altamente relevante para plantas eólicas por su naturaleza variable.

4.7 Integración de ERv a la red

El BESS puede utilizarse para suavizar las variaciones rápidas de la potencia solar fotovoltaica (de corta duración), limitar las rampas de potencia solar o eólica, así como para reducir/eliminar los impactos al voltaje y a la frecuencia.

Esto último también se denomina capacidad firme, y el objetivo es mantener una producción constante de la central eléctrica en el punto de interconexión de la red de acuerdo a un nivel y un periodo comprometidos, a pesar de las variaciones en la producción de la generación renovable. Esto puede traer beneficios al sistema pues se puede reducir la necesidad de reservas, y el redespacho de generación más cara. A gran escala se puede utilizar un BESS para almacenar el excedente de generación renovable para abastecer a los consumidores en otros momentos, tales como durante el periodo de demanda máxima. Los beneficios para el sistema se traducen en diferimiento de inversiones en parques de generación y/o en la reducción de costos al disminuir las plantas generadoras pico, que tienden a ser las más caras. Por otro lado, la capacidad firme permite a los generadores renovables aumentar el cumplimiento de su pronóstico, reduciendo los impactos al sistema, suavizando la producción.

En México, no se considera que las plantas de energía renovable variable tengan capacidad firme. Si estas plantas están equipadas con sistemas de almacenamiento, esto puede cambiar y se puede mejorar la confiabilidad del sistema, particularmente en momentos con alta penetración de energía renovable variable. En zonas, donde existan variaciones de potencia rápidas un BESS podría proveer de un gran servicio. Por ejemplo, en Hokkaido, Japón, se instaló un BESS de 17 MW junto con una central fotovoltaica de 28 MW. Este BESS sirve para el control de la velocidad de la rampa de la planta (1%/min.), provee de capacidad firme al sistema y da soporte al voltaje.

4.8 Reducción del vertimiento de las ERv

El operador del sistema eléctrico puede solicitar hacer vertimiento de la generación renovable variable por diversas razones tales como desbalances de frecuencia o voltaje, confiabilidad por necesidad de reservas o capacidad firme, congestiones de los enlaces de transmisión/distribución, riesgo de tasas de cambio altas, etc. En lugar de verter, la energía se utiliza para cargar el BESS y, una vez desaparece la necesidad de vertimiento, la energía puede inyectarse normalmente a la red. Esto contribuye a reducir el costo nivelado de la electricidad del sistema.

5 Caso de estudio: BESS en Cerro Iguana

Este reporte considera la propuesta de interconectar una planta eólica de 970 MW con un sistema de baterías de 35 MW/35 MWh en el nodo Ixtepec- Potencia. Este nodo pertenece a la gerencia de control Oriental, donde se tienen al menos 3,000 MW de capacidad eólica instalada. Debido al tamaño del parque de generación que se busca instalar, el propósito principal del sistema de baterías es el de coadyuvar a la planta a cumplir y exceder los requisitos del código de red para lograr una integración correcta de la planta al Sistema Interconectado Nacional. El análisis abarca los tres tipos de servicios que puede proveer un BESS:

- Cumplimiento de requerimientos técnicos
- Servicios conexos
- Gestión de energía

Cabe resaltar que de acuerdo a los datos de la propuesta presentada para Cerro Iguana [8], el BESS tiene una profundidad de descarga de 97.7%. Este valor es extremadamente alto comparado con otros valores de la literatura y pueden degradar el BESS severamente y mucho más rápido de lo previsto. Además, se espera que al final del proyecto, año 20, el estado de salud del BESS sea de 61.08%. En general, se considera que un BESS ha llegado al final de su vida útil cuando tiene un estado de salud del 80%, por lo que se recomienda tomar medidas adecuadas para contrarrestar esto. La probabilidad de falla de un BESS al llegar al fin de su vida útil se incrementa exponencialmente, como se puede ver en la Figura 3.

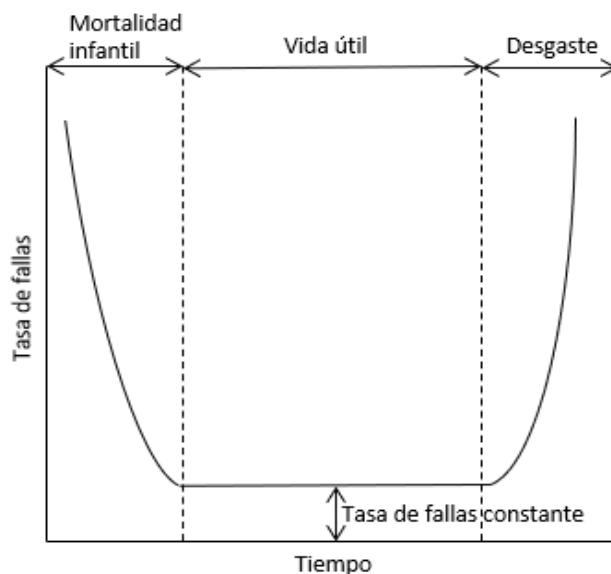


Figura 3. Tasa de falla para BESS a lo largo de su ciclo de vida

De no atender esta situación existe la posibilidad de penalizaciones, así como de incrementar la desconfianza del sector hacia este tipo de tecnologías o sus proveedores. Independiente de la aplicación del BESS se recomienda revisar este dato.

5.1 Evaluación del cumplimiento de los requerimientos del Código de Red

La actualización del Código de Red en México se publicó el 31 de diciembre de 2021. Este código dicta los requisitos técnicos mínimos que deberán cumplir los parques de generación que desean conectarse a la red del Sistema Eléctrico Nacional. En esta regulación no existen criterios específicos para almacenamiento, por lo que se considera que los criterios aplicables serán para la planta híbrida. Es decir que para este caso en específico se trata de una Central Eléctrica tipo D (Potencia mayor a 30 MW). Sin embargo, cabe resaltar que la tecnología del sistema de almacenamiento propuesta cumple con varios de los estándares internacionales más estrictos para integración de energías renovables variables a la red.

La evaluación se realizó con base en la información disponible del sistema de almacenamiento de baterías en el informe “35MW – 35MWh BESS Proposal for CERRO IGUANA” [8] y la hoja técnica del equipo [9], [10], [11]. Debido a esta limitante no todos los requisitos pueden ser evaluados o confirmados.

Los requerimientos del código de red se evalúan siguiendo el orden de la legislación. En cada requisito se indica entre corchetes el capítulo correspondiente en el Código de Red (CdR).

5.1.1 Requerimientos de Interconexión ante variaciones de frecuencia de la red, control primario y secundario de la frecuencia [CdR 2]

El rango de frecuencia operativa es de 57 Hz a 63 Hz. Esto permite cumplir con el requisito de rangos de frecuencia de acuerdo al área síncrona determinada [CdR 2.1]. En la ficha técnica no se incluye información sobre la razón de cambio de la frecuencia, sin embargo, no existe una razón técnica por la que el inversor no sea capaz de soportar el valor especificado de ser programado correctamente [CdR 2.2.1].

Los requerimientos generales de Interconexión ante variaciones de frecuencia de la Red Eléctrica [CdR 2.2, 2.3 y 2.4] se pueden cumplir debido a que están dentro de las especificaciones de operación de frecuencia del BESS. La ficha técnica menciona que el BESS es capaz de proveer respuesta rápida de frecuencia con en un tiempo <150 ms. Por lo tanto, tiempos de respuesta menores, así como bandas muertas mayores (LFSM-O y LFSM-U) son realizables. Esto permite cumplir con los requisitos de Control Primario de Frecuencia [CdR 2.2.2], Respuesta ante alta frecuencia [CdR 2.2.3] y Respuesta ante baja frecuencia [CdR 2.2.4]. Se puede asumir que no hay limitantes para programar el control automático del BESS. Además, esta velocidad de la tecnología permite cumplir con el requisito de Tiempo máximo de respuesta por regulación de frecuencia [CdR 2.2.10].

El BESS cuenta con una interfaz lógica y con sistemas de control. Esto permite que el BESS modifique sus valores de consigna de acuerdo a las especificaciones de interconexión de CENACE [CdR 2.2.6] y que reciba instrucciones del operador para restringir su potencia activa [CdR 2.2.5]. Por otro lado, el requisito de mantener la potencia activa constante sin importar los cambios en la frecuencia [CdR 2.2.7] se puede cumplir de programarse el set point de la potencia adecuadamente.

Si el controlador del BESS se programa correctamente se cumpliría el requisito de reconexión automática a la red [CdR 2.2.8]. El BESS puede ayudar a cumplir el requisito de rampa admisible máxima para la reconexión de la central eólica. Igualmente a través del controlador, se puede cumplir con el requerimiento de Desconexión ante baja frecuencia [CdR 2.2.9].

El BESS posee un sistema de monitoreo de variables operacionales, por lo que no hay limitante para cumplir con el requisito de Monitoreo de tiempo real del Control primario y secundario de

frecuencia [CdR 2.3.2 y 2.4.1]. Por otro lado, el sistema de monitoreo habilitaría la posibilidad de cumplir con el requisito de Control secundario de frecuencia [CdR 2.3.1], sin embargo, la comunicación con el SCADA/AGC, aunque técnicamente viable, no está explícitamente incluida en la información proporcionada.

5.1.2 Requerimientos de Interconexión ante variaciones de tensión en la red [CdR 3]

De acuerdo a la ficha técnica del BESS, el rango de tensión permisible es de $\pm 10\%$. Esto permite cumplir con el requisito de rangos de tensión [CdR 3.1.1]. Cabe resaltar que el BESS no debe ser operado fuera de este rango lo cual debe comunicarse al CENACE durante los Estudios de Interconexión.

Los requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para centrales asíncronas [CdR 3.5] se cumplen en su totalidad de acuerdo a la información contenida en la ficha técnica. En la ficha técnica se especifica que el convertidor puede regular la razón entre potencia activa y reactiva, siendo ésta completamente ajustable. Es decir que el factor de potencia se puede modificar 0 (inductiva)-1-0 (capacitiva) y es técnicamente factible exceder el rango solicitado para el requisito sobre la Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima [CdR 3.5.1]. Estas características del regulador permiten también cumplir con el requisito de Capacidad de potencia reactiva debajo de la potencia máxima [CdR 3.5.2].

En la ficha técnica se especifica que el convertidor es capaz de absorber e inyectar potencia activa a la red y proveer soporte de potencia reactiva por lo que se tiene la capacidad técnica para cumplir con el requisito de Modos de control de potencia reactiva automático [CdR 3.5.3] y Prioridad del modo de control de potencia reactiva [CdR 3.5.4], pero se debe configurar el control Interconexión y asegurar su disponibilidad. De acuerdo a la solicitud de CENACE durante los Estudios de Interconexión. Además, se debe asegurar la conexión para poder recibir instrucciones del CENACE de manera remota. Similarmente, se podrá cumplir con el requisito de Prioridad del control de potencia activa y potencia reactiva durante fallas [CdR 3.5.5] y podrá coadyuvar al parque eólico a cumplir con este requerimiento.

Con respecto al requerimiento de Amortiguamiento de oscilaciones de potencia [CdR 3.5.6], no hay limitante para cumplirlo debido a que el BESS puede absorber o inyectar potencia reactiva conforme se requiera. Por su parte el requerimiento de Respuesta de corriente ante fallas simétricas y asimétricas [CdR 3.5.7], no hay información específica al respecto en la ficha técnica, pero con la configuración adecuada del software no debería existir impedimento para su cumplimiento.

5.1.3 Requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla [CdR 4]

Los requisitos de Respuesta ante fallas [CdR 4.2.1], Recuperación de potencia activa post falla [CdR 4.1.2] y Estabilidad en estado estable [CdR 4.1.3] pueden cubrirse a través del sistema de control del BESS si éste es programado correctamente. Sin embargo, se necesita mayor información para determinar el cumplimiento de estos requisitos como planta híbrida. Mientras que un BESS no tiene problema en cumplir dichos requerimientos, la naturaleza rotatoria de las turbinas eólicas implica una necesidad de disipar la energía. En el CdR no hay una especificación sobre los casos de planta eólica+BESS.

El requisito de Capacidad de aportación de corriente [CdR 4.1.4] está limitado para voltajes mayores a 69 kV. El sistema convertidor de potencia del BESS tiene capacidad de corriente de

cortocircuito ante fallas. Un BESS podría ayudar a incrementar la capacidad de aportación de corriente de la planta.

5.1.4 Requerimientos generales de administración del SEN [CdR 6]

Estos requerimientos se refieren principalmente al esquema de protección que se debe configurar para la planta híbrida y a la validación de los mismos. Respecto a los requerimientos de Esquemas de control y ajustes [CdR 6.1.1], Esquemas de protección y ajustes [CdR 6.1.2], Prioridad de protección y control [CdR 6.1.3], el BESS tiene, de acuerdo a su ficha técnica, software y hardware para poder ayudar a cumplir el requerimiento. Sin embargo, no se tiene mayor información sobre la configuración de la planta para saber si estas características son suficientes. Con respecto al requisito de Intercambio de información [CdR 6.1.4] y al de Instrumentación [CdR 6.1.5], como se mencionó anteriormente, se tienen sistemas de comunicación y de monitoreo, sin embargo, la validación de los mismos no se puede evaluar con la información dada. El requerimiento de Modelos de simulación [CdR 6.1.6] no se puede corroborar con la información brindada.

El requisito de Pérdida de estabilidad o control angular [CdR 6.2.1] debe poder cumplirse de acuerdo a las capacidades de la estación convertidora de potencia del BESS. Con respecto al requerimiento de Equipos para operación o seguridad de sistema [CdR 6.2.2], sólo podrá evaluarse una vez se tengas las indicaciones del CENACE. El BESS puede ayudar al parque eólico a cumplir el requerimiento de Tasas de cambio de la potencia activa [CdR 6.2.3], pero se requiere mayor información sobre las rampas esperadas de generación para poder determinar si el BESS tiene suficiente capacidad para apoyar con este requerimiento.

5.1.5 Requerimientos generales de calidad de potencia [CdR 7]

Para determinar si los requerimientos sobre calidad de potencia se cumplen a cabalidad se deben de hacer las mediciones correspondientes una vez conectada la planta. De acuerdo a la ficha técnica del BESS, las características de esta permitirían, de funcionar apropiadamente cumplir con los Requerimientos generales de desbalance máximo en la tensión [CdR 7.1 y CdR 7.1.2], Requerimientos generales de severidad del parpadeo [CdR 7.2 y CdR 7.2.2], Requerimientos generales de variaciones rápidas en la tensión [CdR 7.3.2], Requerimientos generales de contenido armónico máximo [CdR 7.4 y CdR 7.4.2], y los Requerimientos generales de inyección de corriente directa [CdR 7.5].

5.2 Servicios conexos en México

La legislación mexicana vigente define los servicios conexos como aquellos “servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad”[12]. En [13] se reconocen los siguientes servicios:

- Regulación primaria
- Regulación de voltaje y potencia reactiva
- Arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto
- Reservas
 - Regulación secundaria
 - Rodante
 - No rodante
 - Operacional
 - Suplementaria

La regulación primaria es un requisito obligatorio para todas las centrales eléctricas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional. La característica de regulación la determina el CENACE durante el proceso de interconexión y se encuentra dentro de un rango del 3% al 7.5%. Aunque el Código de Red reconoce las limitantes que pueden tener los generadores asíncronos, el BESS permitiría abonar al Control Primario de frecuencia tiene capacidad disponible a la velocidad necesaria. Sin embargo, es importante recalcar que, debido a la degradación del BESS, el requisito mínimo de 3% sólo se podría cumplir hasta el año número 11 de operación, año en el que se esperaría un reemplazo del BESS. La regulación primaria, al ser un requisito para la interconexión no tiene una compensación económica. El CENACE determinará, en el proceso de interconexión si y cuánto deberá la central proveer de regulación primaria.

Otro de los requisitos obligatorios no remunerado para la interconexión de la central, es el de regulación de voltaje o tensión y potencia reactiva. Esto se establece en el requisito 3.5 y depende de la tecnología de conexión, en este caso del inversor, en el punto de interconexión. Como se ve en la sección 5.1.1, la tecnología del BESS es capaz de cumplir con este requisito.

En el componente de Servicios Conexos no Incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (SCnMEM) de las tarifas reguladas de Suministro Básico, se considera una compensación para el arranque de emergencia, la operación en isla y las reservas reactivas. Aunque se tienen los requisitos para poder proveer estos Servicios Conexos, las centrales eléctricas seleccionadas para hacerlo se han mantenido constantes desde 2016. Se considera que el BESS propuesto podría aportar en la provisión de estos servicios si se actualizara la selección de centrales eléctricas. De acuerdo a la memoria de cálculo, la metodología reconoce los costos totales para cada central y para cada servicio y a partir de esto se hace el reembolso correspondiente.

Finalmente, las reservas son servicios conexos que se comercializan en el Mercado Eléctrico Mayorista. Aunque este BESS podría técnicamente participar en el mercado, el requisito es que se pueda garantizar 6 horas de capacidad, por lo que, con un BESS completamente cargado se tendría una potencia de máximo 6.5 MW, reduciendo la capacidad del operador para poder controlar dicho activo. La compensación económica tiene dos componentes, la primera busca recompensar la disponibilidad de la capacidad de la planta destinada a proveer reserva y la segunda recompensa dicha capacidad en caso de ser requerida. Para el primer componente, el precio se obtiene de acuerdo a las ofertas del mercado correspondiente-día en adelante o tiempo real. Para la segunda componente, la liquidación se hace de acuerdo al Precio Marginal Local del nodo correspondiente. El Precio Marginal Local incluirá la componente marginal del precio de reservas en caso de que se requieran. Para calcular las posibles ganancias por proveer reservas se hizo un análisis de los precios para el nodo

Ixtepec- Potencia de 2019 y 2021⁴, así como de los reportes de desempeño del mercado. Debido a la alta incertidumbre del mercado y a la poca información histórica disponible se decidió sólo hacer un análisis ex post sobre cuánto hubiera podido ganar el BESS en caso de ofertar el servicio.

Considerando esto se llegaron a las siguientes conclusiones:

- Al analizar los precios promedio de los diferentes tipos de reservas en el Mercado de Día en Adelanto (MDA), sólo la reserva de regulación secundaria (RRER) tiene precios promedio superiores al costo de oportunidad del BESS.
- Al analizar los precios promedio de los diferentes tipos de reservas en el Mercado en Tiempo Real (MTR), todos precios promedio de reserva son inferiores al costo de oportunidad del BESS.
- No se tiene el reporte de desempeño del mercado para el año 2021, sin embargo, en 2019 el precio promedio de la RRER para el SIN fue de \$850.1/MWh
- De acuerdo a las curvas de duración de la reserva del MDA, con un costo marginal del BESS de alrededor de \$1000/MWh, se aproxima una activación de la reserva del BESS de entre 6700 a 7700 horas por año. Esto supondría una ganancia de alrededor de \$8,724,000 en el primer año (sin degradación).
- Las reservas rodantes, no rodantes y suplementarias, tienen precios muy por debajo del costo del BESS, por lo que no se pudo hacer una estimación de las horas en las que se activaría, ya que son cercanas a 0.

5.3 Otros servicios

En el caso de la planta híbrida que concierne este análisis, se encontraron dos casos que podrían proveerla de beneficios económicos adicionales: el arbitraje y la reducción del vertimiento. Aunque ninguno de los dos es suficiente para recuperar la inversión del BESS sí permiten compensar los costos de mantenimiento.

En el caso del arbitraje el BESS puede cargarse con energía barata y descargarse cuando el precio sea alto. Para cuantificar esto, se analizó el Precio Marginal Local en el nodo correspondiente para los años 2019, 2020 y 2021. En la Figura 4 se pueden observar los precios máximos y mínimos para cada año de estudio. El año 2020 tuvo precios máximos menores que 2019 y 2021, lo cual es muy probablemente consecuencia de la pandemia de COVID-19. En la Figura 5, se puede observar la componente de congestión para los años 2019 y 2020. Al analizar estas diferencias se llegaron a las siguientes conclusiones:

- Los precios mínimos en 2019 seguían una tendencia similar a la de los precios máximos, mientras que en 2021 se mantuvieron más constantes durante el año.
- Las diferencias entre precios máximos y mínimos fue mayor en 2019 que en 2021 alrededor de 8%.
- El año 2020 tiene valores atípicos debido a la pandemia, por lo que no es confiable utilizarlos para hacer un análisis.
- Si se hubiera usado un análisis simple probabilístico (p95), las ganancias por arbitraje podrían haber sido de alrededor de \$2,128,000 en el primer año (sin degradación).
- De acuerdo a la componente de congestión del nodo, a partir del 2021 se tuvieron valores de congestión negativos considerables. Es posible que esto incremente a futuro y de ser así, la planta eólica podría tener vertimiento considerable.
- Para hacer un cálculo del vertimiento, se contabilizaron los momentos donde la componente de congestión es inferior a -\$100/MWh. Este valor para 2021 fue del

⁴ Se decidió no tomar en cuenta los datos de 2020, debido a que por la pandemia del SARS-CoV2 hubo anomalías en los mismos.

1.6% del tiempo. Utilizando un PML promedio para el nodo, se obtuvieron ganancias de alrededor de \$175,000 para el primer año (sin degradación del BESS).



Figura 4. Precios máximos y mínimos en el nodo Ixtepec Potencia para años 2019, 2020 y 2021

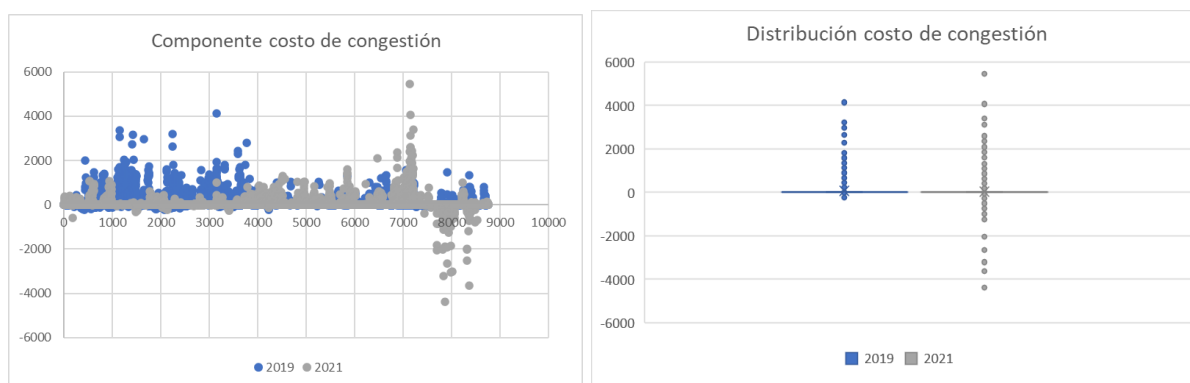


Figura 5. Componente de costo de congestión en el nodo Ixtepec-Potencia para años 2019 y 2021

Con respecto al apilamiento de servicios, se podría hacer una combinación entre la reducción de vertimiento y el arbitraje de energía. Sin embargo, no se espera que los ingresos puedan ser significativamente mayores de lo ya calculado.

Si se hace una combinación del vertimiento o arbitraje con la provisión de reserva para regulación secundaria sí podrían incrementarse los ingresos. Sin embargo, hay poca información disponible sobre los procedimientos y el proceso regulatorio para poder hacer un análisis más preciso.

Por otro lado, también se pueden analizar los servicios indirectos al sistema. Se tiene un nodo donde existe una gran penetración de energía eólica por lo que incrementar la generación eólica en este nodo, puede llevar a un decremento de la confiabilidad del sistema, particularmente bajo condiciones de contingencias. De acuerdo con la información proporcionada, se requieren refuerzos a la red de transmisión del nodo seleccionado para garantizar la confiabilidad del sistema en todo momento. Debido a que estos momentos de riesgo sólo se tendrían en un número limitado de momentos en el año, es posible que un BESS, o un grupo de BESS distribuidos entre las diferentes plantas eólicas de la zona, ayuden a diferir la inversión del refuerzo de red.

5.4 Barreras identificadas para el despliegue de BESS en México

Las baterías y el almacenamiento en general enfrentan varias barreras en México, lo que se ha reflejado en un freno al despliegue de esta tecnología. Dentro de este análisis se identificaron barreras regulatorias para el almacenamiento en general, barreras regulatorias específicas para las baterías.

Tecnológicamente no existen barreras para el despliegue de BESS en México. El sistema eléctrico se puede beneficiar altamente de las últimas innovaciones tecnológicas para proveer

servicios que se requieren. Así mismo, el BESS analizado cumple con la mayoría de los estándares internacionales que tienen los requerimientos más demandantes para integración de ERv en sistemas donde éstas ya tienen penetraciones altas. Cabe aclarar que este año se publicarán nuevos estándares y los del BESS en cuestión podrán quedar desactualizados. Sin embargo, la regulación mexicana tiene un proceso lento de actualización y no ha considerado estos estándares en su actualización del 31 de diciembre de 2021.

El aspecto regulatorio representa la barrera más importante para el despliegue de BESS en México. Por un lado, no existe regulación específica que de claridad en el tema. Los sistemas de almacenamiento son considerados como un generador para algunos ámbitos como el del MEM, pero no para otros como el de incentivos fiscales. Sin embargo, dependiendo del tipo de tecnología de almacenamiento se recomendaría tener diferentes requerimientos técnicos, particularmente para prestar servicios a la red. Aunque se han hecho varios intentos por publicar regulaciones específicas para el almacenamiento, hasta ahora no se ha logrado concretar.

Así mismo tampoco existe precisión en los incentivos para poder mitigar los altos costos de inversión. A pesar de poder ayudar a integrar ERv como la solar o la eólica y reducir emisiones, esta reducción es indirecta, por lo que su cuantificación es complicada. Los BESS actualmente no están considerados para el estímulo de deducción acelerada, que ha beneficiado a las tecnologías renovables en el país. Como se puede inferir de este estudio, los beneficios económicos son insuficientes para recuperar la inversión. Por otro lado, los costos de mantenimiento en la literatura son altos, y, considerando la falta de experiencia local en el tema, es posible que estos sean aún mayores limitando aún más cualquier caso de negocio.

Con la actualización del Código de Red, se puede intuir que los requerimientos para plantas de ERv van a incrementarse para poder mantener la confiabilidad del sistema. Por lo tanto, es posible que, indirectamente, se solicite un sistema de almacenamiento para poder cumplirlos.

6 Casos de uso internacionales rentables de BESS

Si bien los casos analizados en el contexto mexicano no son rentables, en la actualidad hay varios proyectos de BESS conectados a la red que prestan servicios de apoyo a la misma en el resto del mundo que sí lo son. Una visión general de los casos de uso internacionales presentados en esta sección puede encontrarse en la Tabla 3. Aunque el ahorro es muy específico para cada proyecto, estos ejemplos dan una idea del potencial de ahorro de los servicios prestados en diferentes contextos. Sin embargo, cabe resaltar algunas características de estos proyectos:

- Uno de los mayores interesados en instalar BESS a gran escala son los operadores de red, incluso los gobiernos pueden estar interesados en instalar BESS para bajar los costos de los servicios asociados.
- La inversión de un BESS puede compensarse en casos de sistemas aislados (microrredes) o donde el costo de combustible es alto.
- La mayor parte de los casos de uso rentables para BESS están relacionados con el pago de servicios de apoyo, por lo que se necesitan condiciones claras de retribución económica.

Tabla 3: Visión general de casos de uso rentables de BESS a nivel internacional.

Nombre del proyecto y ubicación	Capacidad de la batería	Servicios prestados
~ 50 sistemas BESS a escala comercial, Alemania.	De 1-50 MW/ 1-50 MWh	<ul style="list-style-type: none"> • Respuesta primaria a la frecuencia
ESCRI-SA, subestación de Dalrymple – Australia del Sur.	30 MW/8 MWh	<ul style="list-style-type: none"> • Operación en isla para mejorar la confiabilidad del suministro local. • Respuesta rápida a la frecuencia (FFR). • Soporte al voltaje. • Servicios auxiliares de control de frecuencia (FCAS). • Arbitraje energético.
Hornsedale Power Reserve, Jamestown, Australia del Sur.	100 MW/129 MWh	<ul style="list-style-type: none"> • Participación en el Sistema de Protección de la Integridad del Sistema (SIPS). • FFR. • FCAS para contingencia. • Regulación FCAS. • Confiabilidad del respaldo. • Desplazamiento de energía.
Diferentes unidades en el Reino Unido.	591 MW (varias unidades)	<ul style="list-style-type: none"> • Contención dinámica.
Sistema de baterías de la isla de San Eustaquio.	5 MVA, 5.9 MWh	<ul style="list-style-type: none"> • Control de frecuencia. • Evitar la puesta en marcha de grupos electrógenos adicionales. • Control de la velocidad de rampa fotovoltaica en el punto de interconexión. • Desplazamiento de energía..

Microrred de la Asociación Eléctrica de Kotzebue (KEA), Alaska	2 MW/0.95 MWh	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad firme de ERv. • Arbitraje de energía.
Almacenamiento de energía de Gran Ridge, Estados Unidos.	31.5 MW/12.2 MWh	<ul style="list-style-type: none"> • FFR. • Capacidad firme de ERv.
Proyecto eólico y de almacenamiento de Cowessess, Canadá.	0.4 MW/0.744 MWh	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad firme de ERv.

6.1 BESS centralizados en Alemania: regulación de frecuencia

En Alemania, así como en otros países europeos como el Reino Unido, la proporción de BESS centralizados que proveen apoyo para la regulación de frecuencia ha aumentado considerablemente. En particular para los servicios de respuesta a la frecuencia a muy corto plazo (30 segundos máximo), las baterías son la principal tecnología en varios mercados.

La capacidad instalada de BESS centralizados ha aumentado desde valores marginales en 2014 hasta más de 450 MW en 2019, como se muestra en la Figura 6. El BESS se utiliza casi exclusivamente para la provisión de reserva primaria de frecuencia (también conocida como reserva de contención de frecuencia).

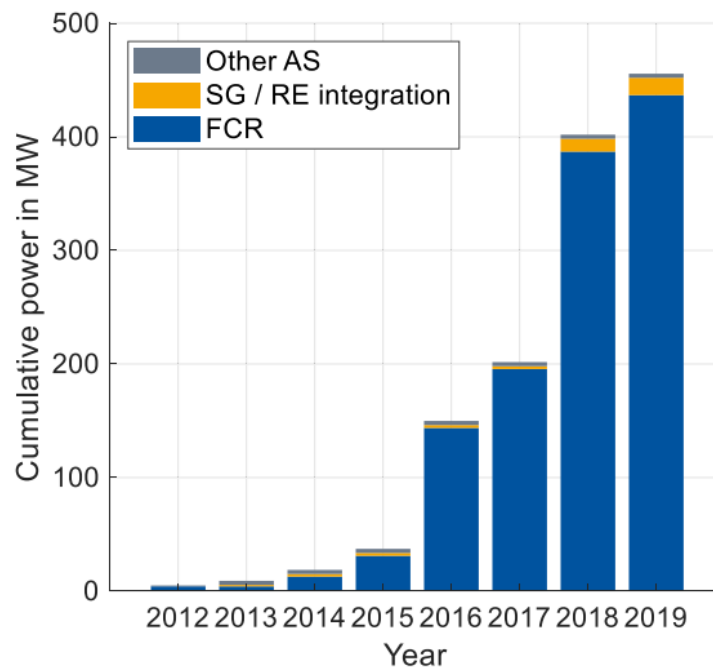


Figura 6. Potencia acumulada de BESS centralizados en Alemania por tipo de servicio (AS: servicio auxiliar; SG: red inteligente; RE: energía renovable; FCR: reserva de contención de frecuencia = reserva primaria) [7].

El volumen total de reserva primaria de frecuencia en Alemania comprende aproximadamente 600 MW. Como se ve en la Figura 7, el abaratamiento de la reserva primaria de frecuencia debido a la disponibilidad de las baterías ha provocado una reducción drástica de los precios desde 2015, de aproximadamente un 20% anual. Esto puede desincentivar la adición de más capacidad debido a la reducción de los ingresos y se espera que el mercado alcance su saturación pronto [15].

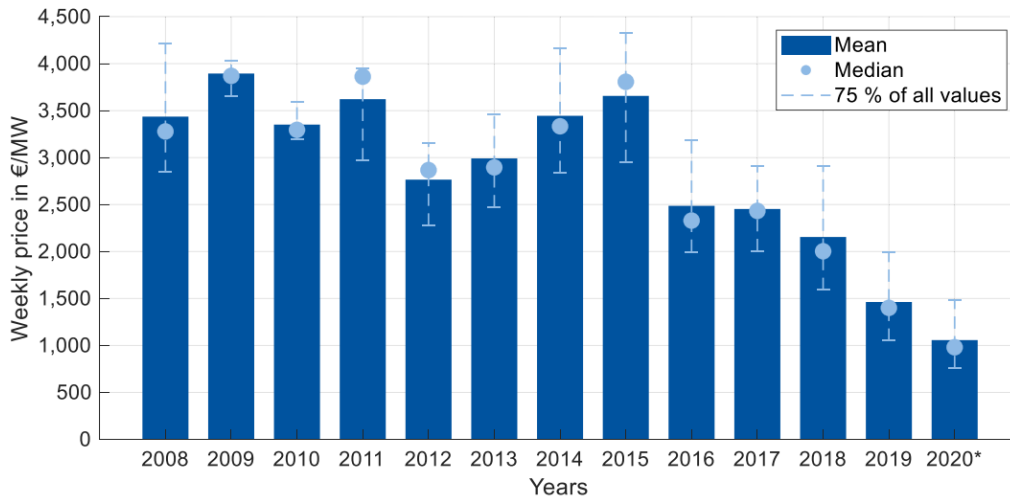


Figura 7. Evolución de los precios para la provisión de reserva primaria en Alemania hasta abril de 2020 [7].

Las ayudas financieras concedidas a los proyectos de baterías contribuyen en gran medida a este despliegue. La mayoría de los proyectos que contribuyen a la generación y el almacenamiento de electricidad mediante sistemas híbridos de recursos energéticos renovables combinados y ESS pueden acogerse a las tarifas preferenciales (*feed-in tariff*).

6.2 BESS en South Australia: provisión de regulación de frecuencia y arbitraje de energía

Por su parte, Australia destaca en el mercado de BESS, tanto a pequeña como a gran escala. En cuanto a gran escala. Uno de los proyectos a gran escala, es el BESS de ion-litio conocido como Energy Storage for Commercial Renewable Integration, South Australia (ESCRI-SA). Tiene una capacidad de 30 MW/8 MWh y está conectado a la subestación de Dalrymple en la península de Yorke de Australia del Sur. El proyecto comenzó su operación comercial en diciembre de 2018.

Los servicios que presta este BESS son los siguientes:

- Funcionamiento en isla para mejorar la confiabilidad del suministro local.
- FFR.
- Apoyo a la regulación de voltaje.
- FCAS.
- Arbitraje energético.

El BESS responde casi instantáneamente a las caídas de voltaje del sistema durante los fallos e inyecta una cantidad significativa de potencia activa y reactiva a la red. Con esto brinda apoyo para la recuperación del voltaje y evita o reduce la duración de eventos con energía no suministrada.

La Figura 8 y la Figura 9 son un ejemplo de la respuesta del BESS durante la activación del sistema de protección debido a un fallo en una de las fases. La recuperación del voltaje tardó 0.3 segundos y se produjo una ligera oscilación antes de alcanzar la estabilidad. El BESS respondió inmediatamente, inicialmente inyectando energía y absorbiéndola después. Esto permitió que la red se recuperara y alcanzara el estado estable más rápidamente, 2.5 segundos

después de producirse el fallo. Este suceso demostró la capacidad del BESS para proporcionar FFR y apoyo a la red.

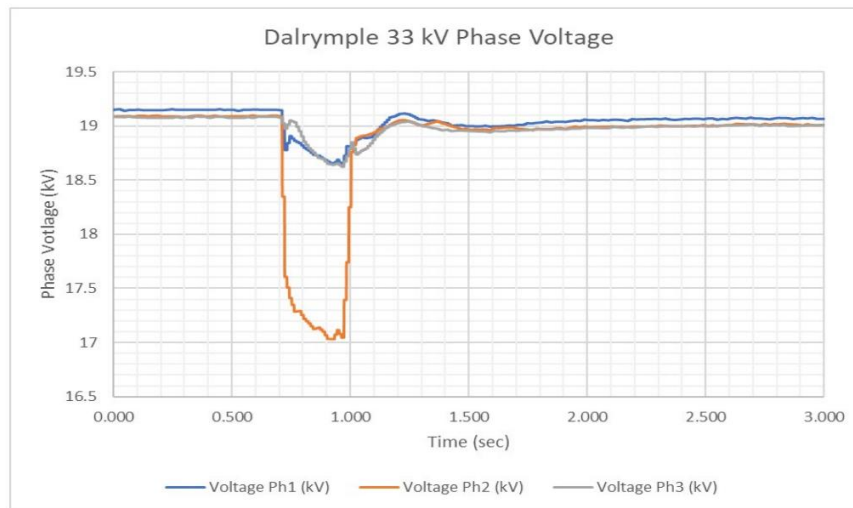


Figura 8. Voltaje del BESS medida en la subestación de 33 kV de Dalrymple [8].

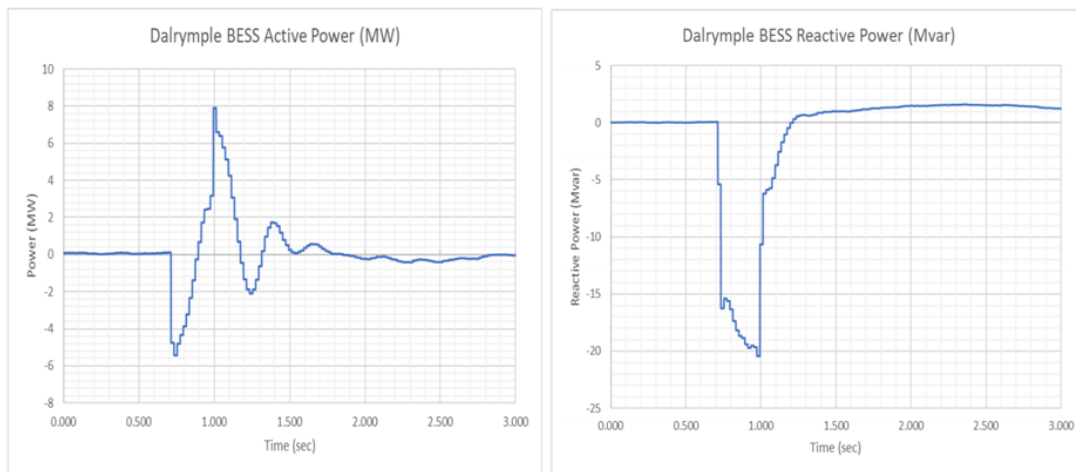


Figura 9. Potencia activa y reactiva del BESS medida en la subestación de 33 kV de Dalrymple [8]

Los dos flujos de ingresos del BESS utilizados durante los dos primeros años de funcionamiento comercial fueron el arbitraje de energía y la prestación de servicios FCAS en el mercado. Siendo la mayor parte de los ingresos obtenidos por el BESS, a través de la prestación de servicios FCAS (aproximadamente 2.6 millones de dólares australianos).

El BESS no sólo proporciona una FFR para ayudar a equilibrar la red eléctrica y reducir las restricciones operativas en la interconexión de Heywood, sino que también ayuda a mantener el servicio eléctrico en el área de Dalrymple al trabajar junto con el parque eólico de 90 MW de Wattle Point y los sistemas solares fotovoltaicos locales en una disposición de microrred durante una pérdida de suministro [16].

6.3 Batería de Hornsdale: provisión de regulación de frecuencia, arbitraje de energía y capacidad renovable variable firme

Otro proyecto exitoso en Australia es el de Hornsdale Power Reserve (HPR), un BESS de ion-litio con una capacidad de 100 MW/129 MWh, propiedad de Neoen. El BESS está situado cerca de Jamestown, en Australia del Sur, y empezó operaciones a finales de 2017. En junio de 2020, comenzó el periodo de pruebas de la ampliación de 50 MW/64.5 MWh del BESS.

Antes de la ampliación, el proyecto reservó 70 MW de su capacidad de potencia para los servicios de seguridad del sistema contratados con el Gobierno de Australia del Sur. Los 30 MW restantes y los 119 MWh de almacenamiento de energía están a disposición de Neoen para su participación en el mercado (Tabla 4).

Tabla 4: Estructura y objetivos del proyecto HPR [17].

HPR 100 MW/ 129 MWh	Capacidad de la batería	Objetivos del proyecto	Servicios prestados
Capacidad reservada para el Gobierno de Australia del Sur	70 MW/10 MWh	<ul style="list-style-type: none"> Mejora de la seguridad del sistema para la red de Australia del Sur Presión para bajar los precios de los servicios auxiliares Mejora de la confiabilidad del suministro 	<ul style="list-style-type: none"> Participación en el SIPS⁵. FFR. FCAS para contingencia. Reglamento FCAS. Confiabilidad del respaldo.
Capacidad participante en el mercado	30 MW	<ul style="list-style-type: none"> Participación en el mercado comercial Optimización de las ofertas en los mercados de energía y en los ocho mercados del FCAS 	<ul style="list-style-type: none"> Arbitraje energético. FCAS para contingencia. Reglamento FCAS.

Para garantizar el funcionamiento estable y seguro del sistema, el Operador del Mercado Energético Australiano (AEMO) ha exigido la adquisición local de 35 MW de FCAS de regulación en Australia del Sur para la contingencia creíble de la separación de la región en el punto de interconexión de Heywood. Históricamente, durante las épocas en las que esta restricción ha sido válida, los precios del FCAS de regulación en Australia del Sur han superado los 9 000 AUD/MWh debido al número limitado de proveedores de estos servicios en la región. Sin embargo, el 14 de enero de 2018, HPR proporcionó un suministro adicional en los mercados de regulación FCAS (Figura 10) y los precios promedio de la regulación de subida y bajada fueron de 248 AUD/MWh durante el evento. AEMO estima que esto redujo el coste de los servicios de regulación en unos

⁵ El SIPS es un plan desarrollado por AEMO y ElectraNet, diseñado para evitar la pérdida del interconector de Heywood en caso de pérdida de varios generadores en el Australia del Sur.

3.5 millones de dólares australianos durante el periodo de cinco horas en el que se produjo la restricción.

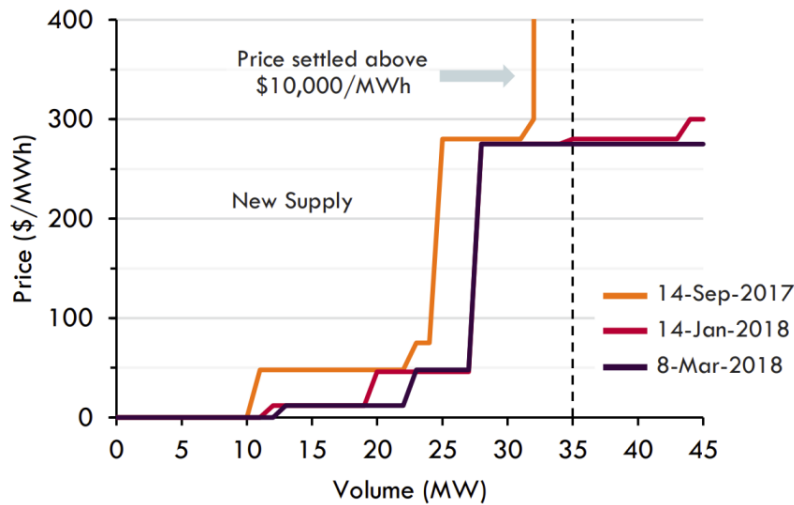


Figura 10. FCAS de regulación en Australia Meridional durante la vinculación de la restricción de regulación local de 35 MW [11].

HPR suele cargarse por la mañana, donde se tienen precios de energía más bajos, y suelen descargarse por la tarde, con precios de energía más altos. La comparación de los precios promedio de carga y descarga (Figura 11) revela un arbitraje de precios promedio de 90.56 AUD/MWh. Este diferencial se debe en gran medida a tres días de volatilidad de precios en Australia del Sur (18 de enero, 19 de enero y 7 de febrero de 2018) durante los cuales el precio se estableció por encima de 5 000 AUD/MWh durante nueve intervalos.

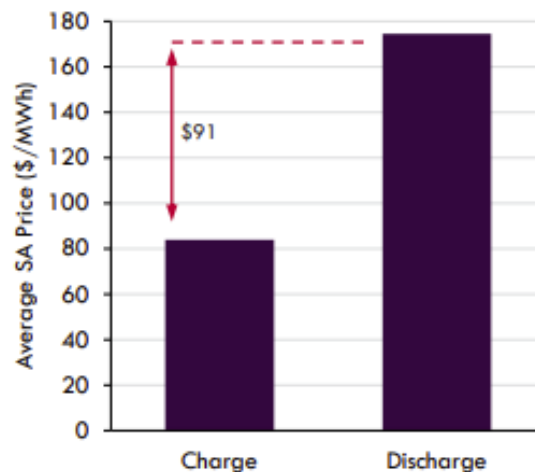


Figura 11. Precio medio de carga y descarga de la HPR en el primer trimestre [11].

Tras la introducción de HPR en los mercados de FCAS, los costos promedio anuales de FCAS de los generadores de Australia del Sur cayeron de 470 AUD/MWh a menos de 40 AUD/MWh, lo que supuso un ahorro considerable en los costos energéticos de Australia del Sur. HPR ha respondido a tres eventos de separación en Australia del Sur desde que entró en servicio. En todas las ocasiones ha contribuido a la seguridad del sistema con su capacidad de FFR para

reducir la gravedad de la perturbación y apoyar el retorno a las condiciones normales de frecuencia [17], [18], [19].

6.4 Provisión de contención dinámica requerida por National Grid ESO

El sistema eléctrico del Reino Unido ha experimentado menor inercia y un mayor número de desconexiones recientemente. Se necesitan productos de respuesta a la frecuencia que actúen con mayor rapidez porque, debido a la baja inercia, la frecuencia del sistema se desvía más rápidamente de los 50 Hz cuando hay desbalances. La Contención Dinámica es un servicio de frecuencia post-falla lanzado por el operador del sistema National Grid ESO en septiembre de 2020 para ayudar a gestionar la estabilidad del sistema eléctrico.

Los BESS son ideales para proveer el servicio de contención dinámica debido a la rapidez y precisión que se requiere. Los precios de la subasta diaria se han consolidado en 17 GBP/MW/h. Esto es de 2 a 3 veces el precio de otros servicios de respuesta a la frecuencia en el Reino Unido. Esto representa ingresos netos anuales de casi 150 000 GBP/MW y por lo tanto una rentabilidad atractiva para los propietarios de baterías, de acuerdo a uno de los actuales proveedores del servicio [20].

El reporte de Información del Mercado de Productos de Respuesta a la Frecuencia de marzo de 2021 publicado por National Grid ESO, muestra que 31 unidades de trece proveedores participan actualmente en el mercado de Contención Dinámica, donde todos son BESS. En 2021, se hizo la contratación de 591 MW, mientras que para 2022 se estima contratar un volumen de ~1 GW, que se espera siga creciendo en un futuro [21], [22].

6.5 Batería de San Eustaquio: suministro de regulación de frecuencia y desplazamiento de energía

En 2015, más del 78% de los ingresos del proveedor de electricidad de la isla de San Eustaquio se destinaban a los costos operativos relacionados con combustibles, piezas de repuesto y la revisión de los grupos electrógenos diésel. Ahora, el sistema de generación de energía de la isla comprende grupos electrógenos diésel de 5.3 MVA, sistemas fotovoltaicos de 4.15 MWp y un sistema de baterías de ion-litio de 5 MVA/5.9 MWh, reduciendo los costos del proveedor de electricidad considerablemente.

El proyecto de ampliación de la generación se construyó en dos fases que pueden observarse en la Tabla 5.

Tabla 5: Sistema FV y BESS instalados [23].

	Inicio de la operación	Sistema FV	BESS
Fase 1	2016	1.89 MWp	0.57 MWh
Fase 2	2017	4.15 MWp	5.9 MWh

El BESS se carga con el exceso de energía fotovoltaica y proporciona múltiples servicios auxiliares a la red que van desde el control de la frecuencia, la disminución del arranque de grupos electrógenos adicionales, el control de la tasa de rampa fotovoltaica en el punto de interconexión y el desplazamiento de energía.

El ahorro de la fase 1 es de aproximadamente 860 000 litros de diésel al año (~2 269 toneladas de emisiones de CO₂ al año), lo que representa una fracción de energía solar del 23% de la generación total de energía de la isla, según los objetivos de la empresa proveedora de electricidad.

La fase 2 incluye inversores formadores de red, por lo que es posible utilizar el BESS como fuente de voltaje para la isla y proporcionar toda la generación de energía de la isla durante un periodo de entre 9 y 11 horas diarias, dependiendo de varios factores como la demanda de la isla, la irradiación solar y el estado de carga de las baterías.

En la fase 2, la energía solar total producida es de 6.4 GWh al año, lo que supone un ahorro de diésel de 1 728 000 litros al año (~4 561 toneladas de CO₂ al año) [23].

6.6 La microrred de Alaska de KEA con almacenamiento de energía: suministro de capacidad renovable y desplazamiento de energía renovable

La microrred de la Asociación Eléctrica de Kotzebue (KEA) da servicio a una comunidad remota aislada de 3 700 personas en Kotzebue, Alaska. La microrred consta de 19 turbinas eólicas con una capacidad instalada de 2.9 MW y 6 generadores diésel con 11 MW. El sistema da servicio a una carga máxima de 3 MW.

Debido a la naturaleza variable del recurso eólico, los generadores diésel se mantenían en funcionamiento incluso cuando los aerogeneradores estaban proporcionando su máxima producción, lo que a menudo provocaba vertimiento. Esto motivó la incorporación de un BESS de 2 MW/950 kWh a la microrred para aprovechar todo el potencial de energía eólica, sorteando las fluctuaciones de la producción, desplazando la producción de energía eólica en el tiempo y evitando el vertimiento. Consecuentemente, esto facilitó el funcionamiento en modo “diesel-off” con energía proporcionada únicamente por una combinación de viento y almacenamiento durante los periodos de viento alto y carga baja.

El BESS proporciona la energía que le permite a KEA estabilizar la red si la generación eólica sube o baja repentinamente. También proporciona la capacidad necesaria para desplazar el exceso de producción eólica y utilizarla en momentos de mayor demanda o menor producción eólica. El mayor aprovechamiento de la energía eólica redujo el tiempo de funcionamiento de los generadores diésel, reduciendo 250 000 galones de combustible y ahorrando 900 000 USD en 2015 [24].

6.7 Almacenamiento de energía en Gran Ridge: suministro de regulación de frecuencia y capacidad renovable variable firme

Gran Ridge Energy Storage es un BESS de fosfato de hierro y litio con una capacidad de 31.5 MW/12.2 MWh situado a 130 km al suroeste de Chicago. Además del BESS de 31.5 MW, Grand Ridge alberga un parque eólico de 210 MW; un proyecto solar de 20 MW y dos BESS de 1.5 MW y 3 MW respectivamente. Entró en funcionamiento comercial como el segundo mayor proyecto de litio del mundo en 2015.

El uso principal del BESS es para los servicios de regulación rápida de la frecuencia en el mercado de PJM, aunque el BESS también proporciona capacidad firme para la generación renovable variable. Este BESS ha conseguido un ahorro medio anual de 90 millones de dólares estadounidenses para PJM por la prestación de este servicio [25], [26].

6.8 Cowessess Wind and Energy Storage: suministro de capacidad renovable variable firme

El proyecto Cowessess Wind and Storage consta de 800 kW de capacidad eólica instalada, 400 kW/744 kWh de BESS de ion-litio y un sistema de conversión de energía ABB de 400 kW que cubre las necesidades energéticas de más de 3 000 personas en el sureste de Canadá. El proyecto se desarrolló para reducir las facturas de energía (asociadas al alto costo del transporte de combustible a los lugares) y promover la adopción de energías más limpias.

El sistema ha demostrado su eficacia para reafirmar y despachar la producción eléctrica del sistema eólico-batería, así como el cumplimiento de las normas anti-isla cuando la conexión a la red estaba ausente y el aerogenerador seguía produciendo [27].

7 Conclusiones

Los casos de estudio exitosos de instalación de BESS alrededor del mundo son cada vez más frecuentes. Esto principalmente por las múltiples ventajas que ofrecen estos sistemas. Al ser instalados en conjunto con una planta de ERv, un BESS puede usarse para limitar los impactos de la naturaleza variable de dicha planta. Entre las diferentes posibles aplicaciones analizadas para el contexto mexicano destacan las siguientes:

- Cumplimiento del Código de Red:
 - Calidad de la potencia
 - Regulación primaria
 - Límite de rampas
 - Incremento de la confiabilidad ante contingencias
 - Provisión de apoyo durante fallas
- Servicios conexos:
 - Provisión de potencia reactiva y control de voltaje
 - Reserva operativa
 - Arranque de emergencia
- Arbitraje de energía
- Diferimiento de inversiones en la red de transmisión
- Reducción del vertimiento

Las aplicaciones anteriores pueden traer beneficios directos e indirectos tanto a los proyectos como al sistema. Sin embargo, para poder aprovecharlos cabalmente se deben superar algunas barreras económicas y regulatorias. El panorama a futuro de los BESS en México podría beneficiarse de un diálogo entre los actores del sector. Como se mencionó anteriormente, para que un sistema eléctrico de potencia funcione, es necesario que todos pongan “su granito de arena”. De esta manera, si los parques de ERv invierten en instalar BESS junto con sus generadores, y el regulador y el operador mexicano clarifican la regulación secundaria específica para el almacenamiento, servicios conexos, regulación primaria, etc. se podrían incrementar los beneficios al sistema, particularmente a los consumidores y a la red de transmisión.

Referencias

- [1] Dario Cicio (Global Product Manager Energy Storage Solutions en ABB), "EssProTM -Battery energy storage: El poder de controlar la energía".
- [2] IRENA, Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030, no. Octubre. 2017.
- [3] Agencia Internacional de Energías Renovables, UTILITY-SCALE BATTERIES: INNOVATION LANDSCAPE BRIEF. 2019.
- [4] General Electric, "Hybrid Solutions Brochure".
- [5] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold y S. Dirk Uwe, "Technology Overview on Electricity Storage: Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies", 2012.
- [6] Grupo EirGrid, "System Services Compliance". <http://www.eirgridgroup.com/customer-and-industry/general-customer-information/grid-code-compliance-test/compliance-testing/system-services-testing/index.xml> (consultado el 3 de febrero de 2020).
- [7] J. Figgner y otros, "The development of stationary battery storage systems in Germany - status 2020", J. Energy Storage, vol. 33, 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.101982.
- [8] ElectraNet, "ESCRI-SA Battery Energy Storage - Final Knowledge Sharing Report", 2021. Consultado: 15 de abril de 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.electranet.com.au/wp-content/uploads/2021/04/ESCRI-SA-Final-Knowledge-Sharing-Report-March-2021.pdf>.
- [9] Aurecon, "Hornsedale Power Reserve Year 1 Technical and Market Impact Case Study", 2018. Consultado: 15 de abril de 2021. [En línea]. Disponible: <https://hornsedalepowerreserve.com.au/wp-content/uploads/2020/07/Aurecon-Hornsedale-Power-Reserve-Impact-Study-year-1.pdf>.
- [10] Australian Energy Market Operator, "Quarterly Energy Dynamics Q1 2018", 2018. <https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/quarterly-energy-dynamics-qed> (consultado el 15 de abril de 2021).
- [11] Hornsdale Power Reserve, "Testing on the expansion has commenced", 2020. <https://hornsedalepowerreserve.com.au/testing-on-the-expansion-has-commenced/> (consultado el 15 de abril de 2021).
- [12] National Grid ESO, "Contención dinámica", 2021. <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-containment?technical-requirements> (consultado el 28 de abril de 2021).
- [13] Arenko, "7 semanas continuas de entrega de Contención Dinámica a National Grid ESO", 2020. <https://arenko.group/7-continuous-weeks-of-delivering-dynamic-containment-to-national-grid-eso/> (consultado el 28 de abril de 2021).
- [14] National Grid ESO, "Frequency Response Products Market Information Report Monthly Report", 2021.
- [15] E. Garralaga Rojas, H. Sadri y W. Krueger, "Case study of MW-sized power generation at St. Eustatius Island combining photovoltaics, battery storage, and gensets", Prog. Photovoltaics Res. Appl., vol. 28, no. 6, pp. 562-568, Jun. 2020, doi: 10.1002/pip.3222.
- [16] Saft Batteries, "Saft Li-ion energy storage plays key role in KEA's Alaskan microgrid", 2017. <https://www.saftbatteries.com/search-results?text=KEA&submit=Search> (consultado el 15 de abril de 2021).

- [17] Invenergy, "Energy Storage Technology 101". Consultado: 19 de abril de 2021. [En línea]. Disponible: https://www.michigan.gov/documents/energy/Energy_Storage_Session_4-Energy_Storage_in_the_Real_World_Howling_652340_7.pdf.
- [18] Invenergy, "Our Projects". <https://invenergy.com/projects/overview> (consultado el 15 de abril de 2021).
- [19] ABB, "EssPro TM Energy Storage case study Cowessess First Nation High Wind and Storage project Saskatchewan, Canada," 2015. Consultado: 15 de abril de 2021. [En línea]. Disponible: www.abb.com/converters-inverters.
- [20] GE Power, "Reservoir Solutions: Flexible, modular Energy Storage Solutions unlocking value across the electricity network", 2018. Accedido: 18 de noviembre de 2019. [En línea]. Disponible: <https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/Services/EnergyStorage-brochure-EN.pdf>.
- [21] Regelleistung-Online, "Batteriespeicher dominieren den PRL-Markt", 2020. <https://www.regelleistung-online.de/batteriespeicher-dominieren-den-prl-markt/> (consultado el 27 de abril de 2021).
- [22] U.S. Energy Information Administration (EIA), "U.S. utility-scale battery storage power capacity to grow substantially by 2023", <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40072> (consultado el 09 de enero de 2020).