

**Estudio de factibilidad para el aprovechamiento del sistema SAEB de la Central Térmica  
Martín del Corral (Termozipa) para la prestación de servicios complementarios al SIN**

**Haaron Torres Salazar y José Aureliano Pineda Camacho**

**Monografía para optar al título de  
Especialista en sistemas de distribución de energía eléctrica**

**Director**

**Oscar Quiroga**

**Doctor en ingeniería eléctrica**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas**

**Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones**

**Bucaramanga**

**2022**

### Dedicatoria

*Dedico este trabajo ante todo a Dios quien dirigió mis pasos en todo momento, me sostuvo siempre con la diestra de su mano, y no me dejó desfallecer, A mis padres, Aura Alicia Camacho, Aureliano Pineda, porque gracias a Dios disfruto de su amor, apoyo y comprensión, a mi preciosa hija Liseth Tatiana Pineda Peñuela, a mis profesores, compañeros y amigos con quienes he podido construir conocimiento cada día.*

*José Aureliano Pineda Camacho*

*Al Dios de la vida a quien todo le debo.  
A mi esposa Sandra, por animarme a lo largo de esta etapa.  
A mis padres Mariano y Cecilia, por su ejemplo y cariño.  
A mis hermanos Mara, Roger y Arnold por su compañía.  
A los profesores y compañeros por sus enseñanzas.*

*Aarón Torres Salazar*

## Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	13
1. Descripción .....	15
1.1 Formulación del problema .....	15
1.2 Motivación y Justificación .....	15
1.3 Alcance .....	16
1.4 Objetivos .....	17
1.4.1 Objetivo General .....	17
1.4.2 Objetivos Específicos.....	17
2. Reglamentación de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías, (SAEB) en Colombia .....	18
2.1 Resolución MME-UPME 40095 de 01-feb.-2016 .....	18
2.2 Resolución CREG No. 127 18-oct-2018 .....	20
2.3 Resolución CREG No. 098 30-Ag.-2019 .....	22
2.4 Acuerdo No. 1354 Del 2020 Consejo Nacional de Operación .....	26
2.5 Resolución CREG No. 074 16- jun.- 2021 .....	27
2.6 Implementación de SAEB en Colombia .....	29
3. Regulación e implementación de las SAEB en otros países .....	32
3.1. Chile .....	32
3.2 Estados Unidos de América .....	39

3.3 Alemania.....	46
3.4 Tendencia Mundial para implementación de BESS .....	52
4. Características técnicas del SAEB Termozipa.....	55
4.1 Elementos principales del SAEB Termozipa.....	61
5. Características técnicas del SAEB Termozipa.....	68
5.1 Baterías .....	68
6. Servicios Complementarios .....	79
6.1 Servicios de balance.....	81
6.1.1 Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) .....	82
6.1.2 Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC – Automatic Generation Control) .....	83
7. Oportunidades en el mercado de energía colombiano para los SAEB .....	83
7.1 Oportunidad de uso para RPF del Sistema SAEB Termozipa.....	84
7.2 Control Rápido de Frecuencia - CRF.....	88
8. Propuestas regulatorias para los SAEB en el mercado de energía en Colombia .....	90
9. Conclusiones .....	93
Referencias Bibliográficas .....	97

## Lista de Figuras

	<b>Pág..</b>
Figura 1. Esquema general para definir la implementación de baterías, .....	19
Figura 2. Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías en Colombia.....	29
Figura 3 Avance de las SAEB en Colombia.....	30
Figura 4. Utilización de BESS para control de frecuencia .....	38
Figura 5. Aplicaciones de los BESS en sectores del Sistema Eléctrico.....	39
Figura 6. Reglamentación para el suministro de energía eléctrica EUA .....	40
Figura 7. El almacenamiento solar y en baterías dominan las adiciones de capacidad planificadas hasta 2023, con otros 10 GW de almacenamiento en baterías. Imagen: EE.UU. EIA.,.....	43
Figura 8. Estabilización de una red hidroeléctrica mediante uso de mega-baterías, .....	52
Figura 9. Capacidad de almacenamiento de baterías por algunos países 2020-2026. ....	53
Figura 10. El Almacenamiento con Baterías nos prepara para un futuro de energía renovable..	55
Figura 11. Ejemplo de regulación de frecuencia – potencia – Respuesta Unidad Zipa 4.....	56
Figura 12. Diagrama de modos de funcionamiento Turbogenerador + SAEB. Especificaciones Técnicas del Proyecto BESS Termozipa. ....	59
Figura 13. Regulador simplificado de control de potencia .....	60
Figura 14. Potencia declarada antes y después del SAEB .....	61
Figura 15. Esquema simplificado unifilar SAEB Termozipa. ET proyecto BESS TMZ .....	62
Figura 16. Elementos de conexión a la barra de generación SAEB Termozipa. ....	63

Figura 17. Resumen de control del SAEB en capas. ET Proyecto BESS TMZ .....	65
Figura 18. Unifilar transformador SAEB, inversores y baterías. Especificaciones Técnicas proyecto BESS Central Termozipa.....	67
Figura 19. Representación de los elementos de las baterías .....	69
Figura 20. Estado de Carga de baterías.....	70
Figura 21. Ciclo de Carga/Descarga .....	71
Figura 22. Cuadro resumen de componentes Narada, .....	73
Figura 23. Diagrama potencias ante subfrecuencia con carga turbogenerador <97%.....	76
Figura 24. Diagrama potencias ante subfrecuencia con carga turbogenerador entre 97% y 100%. Especificaciones Técnicas del Proyecto SAEB Central Termozipa.....	77
Figura 25. Diagrama potencias ante subfrecuencia con carga turbogenerador al 100%. Especificación técnica proyecto SAEB Termozipa .....	78
Figura 26. Diagrama potencias ante sobrefrecuencia .....	79
Figura 27. Esquema de Servicios Complementarios .....	80
Figura 28. Número de eventos y agentes penalizados durante eventos de RPF .....	87
Figura 29. Resultados de prueba de puesta en marcha BESS U4 TMZ .....	90
Figura 30. Propuestas regulatorias para SSCC en Colombia.....	91
Figura 31. Requisitos para la RSF en algunos países de Europa .....	92

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Contenido Resolución CREG No. 127 18-Oct-2018.....	20
Tabla 2. Contenido Resolución CREG No. 098 30-Ag-2019.....	24
Tabla 3. Contenido Resolución CREG No. 074 16-Jun-2021 .....	28
Tabla 4. Incremento de energía almacenada en BESS y tendencia al crecimiento al año 2023..	43
Tabla 5. Características de parámetros para RPF .....	84

**Lista de Abreviaturas**

<b>Abreviatura</b>	<b>Término</b>
ACP:	American Clean Power Association
AGC:	Automatic Generation Control
BBPIG:	Ley sobre el Plan de Requisitos Federales
BESS:	Battery Energy Storage System
BMS:	Battery Management System
BTM:	Detrás del medidor
BVES:	Asoc. de Sistemas de Almacenamiento de Energía
CDEC:	Centro de Despacho Económico de Carga
CND:	Centro Nacional de Despacho
CNE:	Comisión Nacional de Energía
CON:	Consejo Nacional de Operaciones
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CRF:	Control Rápido de Frecuencia
EDF:	Environmental Defense Foundation
EGP Alemania:	Enel Green Power Alemania
EIA:	Independent Static and Analysis
Energiewende:	Transición energética
EnWG (Energiewirtschaftsgesetz ):	La Ley de Industria Energética
EMS:	Energy Management System
Erneuerbare-Energien-Gesetz, (EEG):	La Ley de Energías Renovables

---

ESR:	Recursos de Almacenamiento de Energía
ESS:	Energy Storage System
EV:	Vehículo Eléctrico
FERC:	Federal Energy Regulatory Commission
FPC:	Comisión Federal de Energía
IPCC:	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPCC:	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRENA:	Agencia Internacional de Energías Renovables
ISO:	Sistemas de Operadores Independientes
MME:	Ministerio de Minas y Energía
OASIS:	Access Same Time Information System
OATT:	Open Access Transmission Tariff
PCC:	Point of Common Coupling
PCR:	Reserva de Control Primario
PCS:	Power Conversion System
PRS:	Plan de Recuperación de Servicio
RTO:	Organizaciones Regionales de Transmisión
SAEB:	Sistema de Almacenamiento de Energía eléctrica con Baterías
SDL:	Sistema de Distribución Local
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional
SIC:	Sistema Interconectado Central

SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SMS:	Storage Management System
SSCC:	Servicios Complementarios
STR:	Sistema de Transmisión Regional
UC:	Unidades Constructivas
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética

## Resumen

**Título:** Estudio de factibilidad para el aprovechamiento del sistema SAEB de la Central Térmica Martín del Corral (Termozipa) para la prestación de servicios complementarios al SIN\*

**Autores:** Haaron Torres Salazar y José Aureliano Pineda Camacho\*\*

**Palabras Clave:** SAEB, Fuentes de Energía Renovables No Convencionales (FERNC), Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), Control Rápido de Frecuencia (CRP), Servicios Complementarios (SSCC)

## Descripción

En este documento se aborda la temática de la venta de servicios complementarios por medio de Sistemas de Almacenamiento de energía eléctrica con Baterías –(SAEB), con el cual cuenta la Central Térmica Martín del Corral (Termozipa).

La finalidad de este documento es plantear alternativas para el uso de los 7 MW instalados en la central Termozipa para regulación primaria de frecuencia, de acuerdo con las reglamentaciones que defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

En el desarrollo de la presente monografía se revisan los conceptos emitidos por la CREG y el Concejo Nacional de Operación para los SAEB y se planteará que alternativas se tienen para un futuro cercano en este tipo de tecnologías. Igualmente se revisarán los proyectos de reglamentación que están en estudio.

También se aborda en el presente trabajo el análisis de este tipo de sistemas que se han desarrollado en otros países, en los cuales ya se tienen esquemas de remuneración claramente definidos para hacer atractivas las inversiones en estos sistemas. Se analizarán la implementación de estos sistemas de almacenamiento en los EEUU, algunos países de Europa y el caso Chileno, los cuales brindan información de las perspectivas que se pueden esperar en nuestro país.

Finalmente se presenta una descripción del SAEB instalado en la central Termozipa, en la cual se detallan aspectos técnicos tanto del sistema eléctrico que se acopla al Sistema de Transmisión Regional de la sabana de Bogotá, como también los aspectos técnicos más relevantes de las baterías e inversores que conforman el sistema, para poder determinar si es factible su uso para la venta de servicios complementarios de balance.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones  
Director Oscar Quiroga Doctor en ingeniería eléctrica

## Abstract

**Title:** Feasibility Study for use of the Battery Energy Storage System (BESS) of Martín del Corral Thermal Power Plant (Termozipa) for the provision of ancillary services to the SIN\*

**Authors:** Haaron Torres Salazar y José Aureliano Pineda Camacho\*\*

**Keywords:** BESS, Non-Conventional Renewable Energy Sources, Primary Frequency Response (PFR), Secondary Frequency Response (SFR), Fast Frequency Response (FFR), Ancillary Services

### Description

This document deals with the issue of the sale of complementary services through Martín del Corral Thermal Power Plant (Termozipa) Electric Energy Storage Systems with Batteries (BESS).

The purpose of this document is to propose alternatives for the use of the 7 MW installed in the Termozipa for primary frequency response, in accordance with the regulations defined by the Energy and Gas Regulation Commission (CREG).

In the development of this document, the concepts issued by the CREG and the National Operation Council for the BESS are reviewed and alternatives will be considered for the near future in this type of technology. Likewise, the regulation projects that are under study will be reviewed.

The analysis of this type of systems that have been developed in other countries, in which they already have clearly defined remuneration schemes to make investments in these systems attractive, is also addressed in this document. The implementation of these storage systems in the US, some European countries and the Chilean case will be analyzed, which provide information on the perspectives that can be expected in our country.

Finally, a description of the BESS installed in the Termozipa is presented, in which technical aspects of both the electrical system that is connected to the Regional Transmission System of the Sabana de Bogotá, as well as the most relevant technical aspects of the batteries and inverters of the system are detailed, in order to determine if its use for the sale of complementary balance services is feasible.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones Director Oscar Quiroga Doctor en ingeniería eléctrica

## **Introducción**

En la actualidad los sistemas de almacenamiento de energía están ganando gran importancia en los sistemas eléctricos interconectados debido a las ventajas que ofrece en temas como la descongestión de líneas de transmisión, en arbitraje y en servicios complementarios, entre otros.

El aumento de la capacidad instalada de las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales (FERNC), las cuales pueden tener variaciones importantes en tiempos cortos, hace pensar en la necesidad de tener fuentes de respaldo que tengan la capacidad de responder ante esa variabilidad.

El mercado de los servicios complementarios es de vital importancia para un sistema eléctrico interconectado toda vez que brindan la garantía de que los parámetros se mantengan dentro de los valores adecuados. Es en este aspecto donde los SAEB juegan un papel importante en la transformación del sistema eléctrico, ya que se tiene la posibilidad de integrarlos para los servicios complementarios de regulación primaria, regulación secundaria de frecuencia, control rápido de frecuencia, entre otros. El gran obstáculo que presentan los SAEB en la actualidad, en muchos países, es la falta de reglamentación que permita definir claramente su participación en el mercado eléctrico.

En la presente monografía se explorarán en el capítulo 1 los avances en reglamentación y cuál es el panorama en un futuro próximo de este tipo de tecnologías, como también los conceptos acerca de servicios complementarios y se analiza los posibles usos alternativos al SAEB Termozipa.

En el Capítulo 2 se revisan los conceptos emitidos por la CREG para los SAEB y se planteará que alternativas se tienen para un futuro cercano en este tipo de tecnologías. Igualmente se revisarán los proyectos de reglamentación que están en estudio.

En el capítulo 3 se realiza el análisis de este tipo de sistemas que se han desarrollado en otros países en los cuales ya se tienen esquemas de remuneración claramente definidos para hacer atractivas las inversiones de este tipo de instalaciones.

En el capítulo 4 se presentará una descripción del sistema SAEB instalado en la central Termozipa, en la cual se detallan aspectos técnicos tanto del sistema eléctrico al cual se acopla al Sistema de Transmisión Regional, como también los aspectos técnicos más relevantes de las baterías e inversores que conforman el sistema.

Finalmente, en los capítulos 5 y 6 se explican los conceptos de servicios complementarios aplicables para los SAEB y se analiza los posibles usos alternativos al SAEB Termozipa.

## **1. Descripción**

### **1.1 Formulación del problema**

En la actualidad la Central Térmica Martín del Corral – Termozipa cuenta con un sistema SAEB de 7MW, el cual fue implementado para para brindar el servicio de regulación primaria de frecuencia.

Teniendo en cuenta la baja tasa de operación que se tienen para la mayoría de centrales térmicas en el país y dado que Colombia cuenta con un porcentaje alto de generación hidráulica, las instalaciones del SAEB están fuera de servicio la mayor parte del tiempo. Es por esto que se están buscando alternativas que permitan su uso para otros servicios cuando las unidades de generación no estén despachadas.

Dentro de los retos que se tienen para aprovechar el SAEB Termozipa para integrarlo al mercado de los servicios complementarios están los lineamientos de la reglamentación y las adaptaciones tecnológicas tanto en control como en potencia a nivel de 13,8 kV.

### **1.2 Motivación y Justificación**

En la actualidad el uso de los SAEB ha adquirido una importancia en los Sistemas Eléctricos de Potencia por las ventajas que ofrece su aplicación en los servicios complementarios, como son: regulación primaria de frecuencia, regulación secundaria de frecuencia, regulación de tensión, entre otras.

Actualmente, la Central Termozipa cuenta con una instalación que puede ser aprovechada para este tipo de usos. La puesta en marcha de estos proyectos implica un costo económico elevado, lo que muchas veces los hacen inviables, sin embargo, en este caso ya se cuentan con las instalaciones y se pretende maximizar el provecho de estos recursos

### **1.3 Alcance**

El desarrollo de esta monografía contempla la revisión de los aspectos regulatorios que están vigentes en el mundo (como por ejemplo, en Estados Unidos, Alemania y Chile), , y donde se ha apostado por el desarrollo de este tipo de tecnologías para integrarlas al mercado de energía eléctrica, específicamente para los servicios Complementarios.

Como parte de la revisión de la reglamentación para este tipo de instalaciones se revisa el estado actual de las resoluciones que se han dado en Colombia para iniciar la discusión alrededor de este tema.

Se revisarán los aspectos técnicos de los principales componentes del SAEB de la Central Termozipa para determinar la capacidad de realizar ofertas de Servicios Complementarios.

La monografía también pretende mostrar por medio de los casos reales de pruebas de las instalaciones, la efectividad que se tiene con estos sistemas para la Regulación Primaria de Frecuencia – RPF.

## **1.4 Objetivos**

### ***1.4.1 Objetivo General***

Proponer alternativas para el aprovechamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía eléctrica con Baterías – (SAEB) - de la central térmica Martín del Corral – TERMOZIPA para la prestación de servicios complementarios al Sistema Interconectado Nacional (SIN) analizando las restricciones del marco regulatorio.

### ***1.4.2 Objetivos Específicos***

Identificar las restricciones de la reglamentación existente en Colombia para la prestación de servicios complementarios al SIN mediante sistemas de almacenamiento de energía por medio de baterías.

Determinar los límites de operación del sistema SAEB y su utilidad para la prestación de servicios complementarios aprovechando sus características.

Establecer oportunidades de participación en el Mercado de los servicios complementarios del SIN para el sistema SAEB de Termozipa.

## **2. Reglamentación de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías, (SAEB) en Colombia**

En este capítulo se presenta el estado en el cual se encuentra la reglamentación de los SAEB para ser implementados en proyectos que se encuentren asociados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), y la implementación de esta nueva tecnología en Colombia.

### **2.1 Resolución MME-UPME 40095 de 01-feb.-2016**

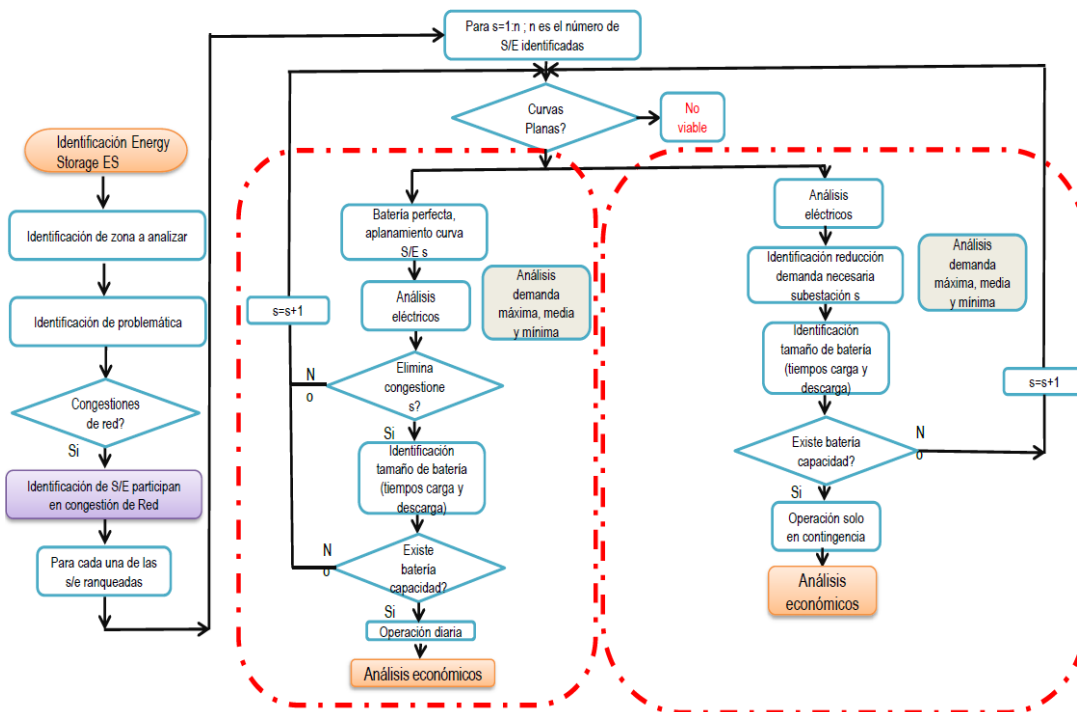
De acuerdo a la ley 143 en su artículo 16, literal c, es la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el ente encargado de: “Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y, el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo”, (CONGRESO DE COLOMBIA, 1994). Por esta razón, la Unidad ha venido analizando la incorporación de nuevas tecnologías como el uso de baterías como sistema de almacenamiento que permitan atender la demanda presentada en la infraestructura eléctrica de tal manera que se brinden alternativas que puedan ofrecer calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio, (MME-UPME 40095, 2016).

En la Resolución 40095 de 01-Feb.-2016, tuvieron en cuenta las dificultades para el desarrollo de infraestructuras y como caso particular analizaron la incorporación del uso de baterías en el área del Atlántico ya que las obras de expansión en esta sub área estaban incompletas. Identificada la necesidad, establecieron una metodología general para realizar análisis eléctricos y económicos en el área, estudiando la posibilidad para la incorporación de SAEB, (MME-UPME

40095, 2016). En este estudio se presenta un esquema general para evaluar los aspectos técnicos y económicos que permitirán implementar este tipo de tecnologías (Ver figura 1), y se concluye que es necesario que se regule la utilización de las baterías en el Sistema de Transmisión Regional (STR), o en el Sistema de Distribución Local (SDL), en temas relacionados con remuneración, operatividad y responsabilidades.

**Figura 1.**

*Esquema general para definir la implementación de baterías,*



Nota. Tomado de: UPME, 2015.

Igualmente, recomiendan estudiar los SAEB como medio para mitigar la problemática del área del Atlántico, con el objeto de suplir las necesidades por la falta e insuficiencia de redes de transporte de energía eléctrica, (MME-UPME 40095, 2016).

## 2.2 Resolución CREG No. 127 18-oct-2018

En el Documento CREG No. 095 18-Oct- 2018, previo a esta resolución, se identificó atraso en varios proyectos de construcción de redes de transporte de energía eléctrica, generando vulnerabilidad en la sub área de la Costa Atlántica. Establecida la necesidad y buscando dar una solución inmediata a este requerimiento, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), identificó la urgencia de regular la entrada de los SAEB con el único fin de mitigar estos problemas.

Por medio de la Resolución CREG 127 de 2018: “... se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento en el Sistema Interconectado Nacional, SIN”. El contenido de la misma desarrolla la siguiente temática:

**Tabla 1.**

*Contenido Resolución CREG No. 127 18-Oct-2018*

<b>Contenido Resolución CREG No. 127 18-Oct.-2018</b>	
<b>CAPÍTULO 1 GENERALES</b>	Art. 1 Objeto
	Art. 2 Ámbito de Aplicación
	Art. 3 Definiciones
	Art. 4 Identificación de las necesidades de un SAEB
<b>CAPÍTULO 2 EJECUCIÓN DEL PROYECTO</b>	Art. 5 Agentes existentes
	Art. 6 Agentes adjudicatorios
	Art. 7 Compromiso con el medio ambiente
	Art. 8 Fecha de Puesta en Operación comercial, FPO
	Art. 9 Contrato de conexión
<b>CAPÍTULO 3 PROCESOS DE SELECCIÓN</b>	Art. 10 Proceso de selección
	Art. 11 Participación en los procesos de selección
	Art. 12 Documentos de selección
	Art. 13 Criterios para la selección del adjudicadorio
	Art. 14 Adjudicación del proceso de selección
	Art. 15 Transmisores existentes

<b>Contenido Resolución CREG No. 127 18-Oct.-2018</b>		
<b>CAPÍTULO 4 REMUNERACIÓN</b>	Art. 16	Operadores de red existentes
	Art. 17	Ingreso anual esperado de los adjudicatorios de los procesos de selección, IAE
	Art. 18	Tasa de descuento
	Art. 19	Perfil de pagos
	Art. 20	Periodo de pagos
	Art. 21	Oficialización del ingreso anual esperado
	Art. 22	Pagos
	Art. 23	Pagos posteriores al periodo de pago
	Art. 24	Facturación del IAE
<b>CAPÍTULO 5 ENERGÍA UTILIZADA</b>	Art. 25	Responsabilidad del agente que instala un SAEB
	Art. 26	Eficiencia mínima exigida
	Art. 27	Fronteras comerciales
	Art. 28	Procesos de carga y descarga del SAEB
	Art. 29	Tratamiento de las medidas de energía
	Art. 30	Calidad del servicio y calidad de la potencia
<b>CAPÍTULO 6 GARANTÍAS</b>	Art. 31	Garantía de cumplimiento
	Art. 32	Manejo de los recursos provenientes de las garantías
	Art. 33	Consecuencia de la ejecución de la garantía
<b>CAPÍTULO 7 INTERVENTORÍA</b>	Art. 34	Interventoría
	Art. 35	Selección de la interventoría
	Art. 36	Obligaciones del interventor
	Art. 37	Incumplimiento grave e insalvable
<b>CAPÍTULO 8 OTRAS DISPOSICIONES</b>	Art. 38	Periodo de aplicación del mecanismo
	Art. 39	Vigencia

Esta resolución contempla como objetivo precisar las condiciones regulatorias requeridas para que se instalen y pongan en funcionamiento Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) con el propósito de mitigar las restricciones que se presentan por la insuficiencia de redes en los SIN, tanto en los Sistemas de Transmisión Nacional (STN), como en los Sistemas de Transmisión Regional (STR). Los atrasos en la construcción de redes, mencionado al inicio de este capítulo, conlleva a una mayor necesidad de generación de seguridad en esas áreas

con el correspondiente incremento en el valor de las restricciones. Por esta razón se identifican a los SAEB como el sistema para mitigar esta situación, (CREG No.127, 2018).

Se están desarrollando estudios en la CREG con el fin de determinar los servicios complementarios como soporte a las redes de energía eléctrica y algunos de ellos podrán ser entregados utilizando sistemas de almacenamiento. Algunos de los servicios complementarios que esta tecnología puede prestar al SIN fueron enunciados en el Documento (CREG No. 127, 2018).

La norma considera que debido a la urgencia con la cual se requiere la entrada en operación de estos sistemas y mientras se regulan los servicios complementarios, se permitirá la entrada para solucionar el tema de descongestionamiento de redes, (CREG No. 127, 2018).

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), es la encargada de elaborar el plan de expansión del SIN, donde estudia y recomienda los diferentes casos en el país que requieran la implementación de los sistemas SAEB atendiendo a la atención y confiabilidad del sistema en cumplimiento a lo establecido en la ley 144 de 1994 y a los criterios señalados en la Resolución 18 1313 de 2002 expedida por el Ministerio de Minas y Energía (MME), de igual manera la UPME recomendará la implementación de los SAEB indicando si se requieren para suplir necesidades del Sistema de Transmisión Nacional (STN) o al Sistema de Transmisión Regional (STR) y dará a conocer todos los requerimientos técnicos exigidos para la interconexión de los SAEB al SIN, (CREG No.127, 2018).

### **2.3 Resolución CREG No. 098 30-Ag.-2019**

En el documento previo a esta resolución, Documento CREG No. 064 30-Ag.-2019, reiteran el retraso en la construcción de redes de transporte de energía eléctrica en el SIN, con la

consecuente vulnerabilidad que genera en las áreas donde se están ejecutando estas obras, o donde aún no se han construido; resaltan la urgencia para que los SAEB entren en operación precisando las condiciones regulatorias requeridas para que se instalen y pongan en funcionamiento en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), con ese propósito plantearon los siguientes objetivos:

- Definir las necesidades a suplir y sus requisitos particulares.
- Establecer las personas que pueden participar en la ejecución de estos proyectos.
- Diseñar mecanismos para lograr que los proyectos a instalar cumplan con las exigencias técnicas y los plazos fijados para la puesta en servicio.
- Definir el tratamiento de la energía utilizada y entregada por los sistemas de almacenamiento.

Es así como la Resolución CREG No.098 30-Ag.-2019, suple las necesidades identificadas en el Documento CREG No. 064 30-Ag.-2019. En esta resolución se evidencia el compromiso de la CREG, para dar cumplimiento a los artículos de la Constitución Política, leyes y decretos nacionales, (Ley 142, 143 de 1994, Decreto 1524, 2253 de 1994 y 1260 de 2013), con el fin de asegurar la prestación eficiente de los servicios públicos domiciliarios regulando junto a los entes encargados como la UPME y el MME, la normatividad que se debe implementar para mitigar la falta de redes de transporte de energía en el SIN mediante el uso de los SAEB, y así prestar un mejor servicio a la comunidad manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos en las leyes y normativas. Esta resolución también incluye las observaciones realizadas por los diferentes usuarios al proyecto de resolución 127 de la CREG, los cuales forman parte integral del Documento CREG No.064 de 2019, observaciones que fueron estudiadas y aprobadas por la Comisión en la sesión 940 del 30 de agosto de 2019, y fueron incluidos en la presente resolución

con el fin de implementar activamente los SAEB al SIN. La normatividad registrada en esta resolución se ilustra en la siguiente tabla, (CREG No.098, 2019).

**Tabla 2.**

*Contenido Resolución CREG No. 098 30-Ag-2019*

<b>Contenido Resolución CREG No. 098 30-Ag.-2019</b>				
<b>Contenido</b>	<b>CREG 127</b>	<b>CREG 098</b>	<b>Descripción</b>	<b>Observación</b>
<b>Capítulo 1 generales</b>	Art. 1	Art. 1	Objeto	Complementado
	Art. 2	Art. 2	Ámbito de Aplicación	
	Art. 3	Art. 3	Definiciones	Complementado
	Art. 4	Art. 4	Identificaciones de las necesidades de un SAEB	Complementado
	Art. 5		Agentes existentes	omitido
<b>Capítulo 2 ejecución del proyecto</b>	Art. 6	Art. 5	Agente adjudicatorio	Modificado
	Art. 7	Art. 6	Compromiso con el medio ambiente	Complementado
	Art. 8	Art. 7	Fecha de Puesta en Operación comercial, FPO	Complementado
	Art. 9	Art. 8	Contrato de conexión	Complementado
	Art. 10	Art. 9	Proceso de selección	
<b>Capítulo 3 procesos de selección</b>	Art. 11	Art. 10	Participación en los procesos de selección	Complementado
	Art. 12	Art. 11	Documentos de selección	Complementado
	Art. 13	Art. 12	Criterios para la selección del adjudicatorio	Modificado
	Art. 14		Adjudicación del proceso de selección	Omitido
		Art. 13	Obligaciones posteriores a la adjudicación	Incluido
<b>Capítulo 4 remuneración</b>	Art. 15		Transmisores existentes	Omitido
	Art. 16		Operadores de red existentes	Omitido
	Art. 17	Art. 14	Ingreso anual esperado de los adjudicatorios de los procesos de selección, IAE	Complementado
	Art. 18	Art. 15	Tasa de descuento	Complementado

<b>Contenido Resolución CREG No. 098 30-Ag.-2019</b>				
<b>Contenido</b>	<b>CREG 127</b>	<b>CREG 098</b>	<b>Descripción</b>	<b>Observación</b>
<b>Capítulo 5 energía utilizada</b>	Art. 19	Art. 16	Perfil de pagos	
	Art. 20	Art. 17	Periodo de pagos	
	Art. 21	Art. 18	Oficialización del ingreso anual esperado	Modificado
	Art. 22	Art. 19	Pagos	Modificado
	Art. 23	Art. 20	Pagos posteriores al periodo de pago	Complementado
	Art. 24		Facturación del IAE	Omitido
		Art. 21	Posibilidad de retiro	Incluido
		Art. 22	Fuente de recaudo de ingresos para el IAE	Incluido
		Art. 23	Conexión del SAEB al SIN	Incluido
	Art. 25	Art. 24	Responsabilidad del agente que instala un SAEB	Complementado
	Art. 26	Art. 25	Eficiencia mínima exigida	Modificado
	Art. 27	Art. 26	Fronteras comerciales	Complementado
	Art. 28	Art. 27	Procesos de carga y descarga del SAEB	Complementado
	Art. 29	Art. 28	Tratamiento de las medidas de energía	Complementado
Art. 30	Art. 29	Calidad del servicio y calidad de la potencia	Modificado	
<b>Capítulo 6 garantías</b>	Art. 31	Art. 30	Garantía de cumplimiento	Complementado
	Art. 32	Art. 31	Manejo de los recursos provenientes de las garantías	Modificado
	Art. 33	Art. 32	Consecuencia de la ejecución de la garantía	Complementado
<b>Capítulo 7 interventoría</b>	Art. 34	Art. 33	Interventoría	Modificado
	Art. 35	Art. 34	Selección de la interventoría	Modificado
	Art. 36	Art. 35	Obligaciones del interventor	Complementado
	Art. 37	Art. 36	Incumplimiento grave e insalvable	Complementado
<b>Capítulo 8 otras disposiciones</b>	Art. 38	Art. 37	Periodo de aplicación del mecanismo	
	Art. 39		Vigencia	

Cabe anotar que tanto en el Documento CREG No. 064 30-Ag.-2019, como en la presente resolución se ratifica que la CREG está desarrollando estudios con el fin de elaborar una propuesta sobre servicios complementarios en la prestación del servicio de energía y algunos de ellos podrán ser implementados utilizando los SAEB.

#### **2.4 Acuerdo No. 1354 Del 2020 Consejo Nacional de Operación**

En este acuerdo se dan los lineamientos técnicos que deben cumplir estos sistemas que pueden servir como base para la construcción de proyectos para uso en servicios complementarios.

Un primer acercamiento a la reglamentación técnica de los SAEB para propósitos de uso en el SIN, se da con la entrada en vigencia de este acuerdo en el cual se establecen las condiciones técnicas para la conexión y pruebas que deben cumplir estos sistemas aplicados con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el SIN, (CNO No.1354, 2020).

Con la publicación de la Resolución CREG No. 098 30-Ag.-2019 “por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)”, y según lo previsto en sus artículos 23 y 27, determinan que es el Centro Nacional de Despacho (CND), el ente encargado de elaborar una propuesta con las condiciones técnicas a exigir para la conexión de los SAEB al SIN, y a regular las pruebas que deben cumplir estos equipos antes de su entrada en operación comercial, (CNO No. 1354, 2020).

A través del acuerdo CNO No.1255 el Consejo Nacional de Operaciones aprueba estas condiciones técnicas, adicionalmente sus miembros elaboraron y dieron un concepto favorable

tanto a la definición de los parámetros técnicos de los SAEB que se conectarán al SIN como a los requisitos de la entrada en operación de estos Sistemas de Almacenamiento que serán conectados al SIN. Este mismo Comité en la reunión 354 del 24 de septiembre de 2020 recomendó la expedición del acuerdo No.1354 de 2020 “Condiciones técnicas para la conexión de los sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías-SAEB al SIN y las pruebas que deben cumplir estos equipos antes de su entrada en operación comercial”, con la aprobación de los siguientes temas que definen las condiciones técnicas requeridas y mencionadas anteriormente, las cuales quedarán establecidas de la siguiente manera: (CON No. 1354, 2020).

- Capítulo 1. “Definiciones”
- Capítulo 2. “Condiciones técnicas para la conexión de los Sistemas de Almacenamiento de Energía a través de Baterías-SAEB al SIN y las pruebas que deben cumplir antes de su entrada en su operación comercial” y sus anexos.
- Capítulo 3. “Formato de reporte de los parámetros técnicos de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) que quieran conectarse al SIN”.
- Capítulo 4. “Requisitos de entrada en operación comercial de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) que se quieran conectar al SIN”, y sus anexos.

## **2.5 Resolución CREG No. 074 16- jun.- 2021**

Teniendo en cuenta que en la Resolución CREG No. 098 de 2019, se definieron “Los mecanismos para incorporar los Sistemas de Almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el

Sistema Interconectado Nacional (SIN)”, y sabiendo que se puede implementar esta tecnología en las áreas que identifique la UPME en el plan de expansión; en el Documento CREG No. 060 de 2021 proponen precisar la reglamentación de los aspectos de calidad que quedaron pendientes definir en la Resolución CREG No. 098 de 2019 en su artículo 29, con el objeto de que el operador adjudicatario, dé estricto cumplimiento a los aspectos exigidos de calidad. Por esta razón se da origen a la resolución CREG No. 074 de 2021, donde se definen las exigencias en cuanto a la calidad del servicio y las compensaciones por no cumplir con estas exigencias planteadas para los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías aprobadas en la Resolución CREG No. 098 de 2019. La reglamentación es establecida en los siguientes artículos que están incluidos en esta resolución:

**Tabla 3.**

*Contenido Resolución CREG No. 074 16-Jun-2021*

<b>Contenido Resolución CREG No. 074 16-Jun.-2021</b>	
<b>Artículo 1.</b>	<b>Ámbito de aplicación:</b> Lo previsto en esta resolución aplica para los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías, SAEB, que se construyan en cumplimiento con lo establecido en la Resolución CREG 098 de 2019.
<b>Artículo 2.</b>	Calidad del servicio para el SAEB que suplen necesidades del STN.
<b>Artículo 3.</b>	Calidad del servicio para el SAEB que suplen necesidades del STR.
<b>Artículo 4.</b>	Compensación por incumplimiento de metas
<b>Artículo 5.</b>	Eventos no programados
<b>Artículo 6.</b>	Límite de los valores a compensar
<b>Artículo 7.</b>	Otras disposiciones
<b>Artículo 8.</b>	Vigencia

## 2.6 Implementación de SAEB en Colombia

El 20 de abril de 2021, Enel-Emgesa inaugura el primer Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS-Battery Energy Storage System-por sus siglas en inglés) en Colombia. Esta infraestructura permite a la central térmica Termozipa, incrementar su capacidad de generación al almacenar 7MW de potencia y 3,9 MWh de energía, la cual podrá ser entregada, para efectos de realizar la regulación primaria de frecuencia exigida para las unidades despachadas centralmente. Vale la pena resaltar que los SAEB son considerados el futuro de la generación eléctrica limpia, dado que pueden almacenar la energía y atender los requerimientos de la demanda sin incorporar generación adicional (Ver figura 2), (Enel-Emgesa, 2021).

### Figura 2.

*Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías en Colombia*



Nota. Tomado de: (Enel-Emgesa, 2021).

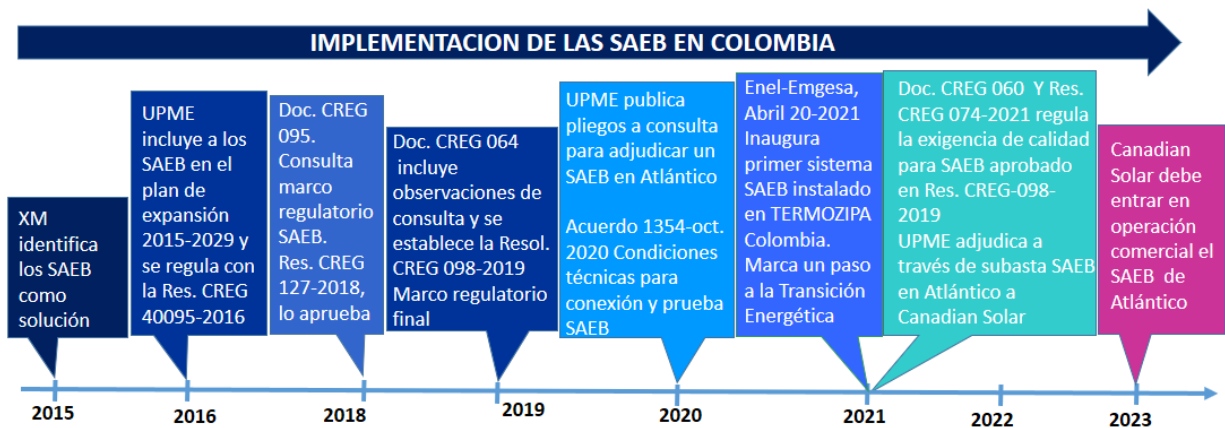
Por otra parte, el Ministro de Minas y Energía, Diego Mesa, dio a conocer que en el Atlántico también se proyecta el desarrollo de un Sistema de Almacenamiento de Energía con

Baterías (SAEB) a gran escala el cual tendrá una capacidad de 50 MW, marcando un nuevo paso a la Transición Energética poniendo a Colombia como país pionero en Latinoamérica en la implementación de esta nueva tecnología limpia, (Enel- EMGESA, 2021).

En el siguiente esquema se busca ilustrar el avance alcanzado en Colombia para la implementación de las SAEB en el ámbito regulatorio y futura ejecución mediante el proyecto de Termozipa existente desde el 2021 y el de Atlántico asignado por la UPME en 2021 a la empresa Canadian Solar para su desarrollo y se estima entre en operación en el año 2023.

**Figura 3**

*Avance de las SAEB en Colombia*



En cuanto a los servicios complementarios en la prestación del servicio de energía eléctrica que pueden proveer los SAEB, se ha contemplado que varios pueden ser suministrados por estos sistemas de almacenamiento, estudio que está desarrollando la CREG para su regulación y determinar su remuneración. Algunos de los servicios complementarios fueron mencionados en los siguientes documentos: Documento CREG No. 095-2018, la Resolución CREG No.127 de

2018, Documento CREG No. 064 de 2019 y la Resolución CREG No.098 de 2019. Estos comprenden:

- Aplanamiento de curvas de carga
- Aplazamiento de entrada de nueva capacidad de generación
- Reserva rodante
- Control de nivel de tensión
- Ayuda para los arranques en negro
- Desplazamiento de inversiones en redes
- Alivio de congestión en redes
- Mejora de la calidad del servicio

Cabe anotar que, el experto comisionado por la CREG José Fernando Prada manifestó que la Comisión está trabajando en la regulación de otro tipo de aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía para la solución de problemas operativos, como es el caso de la prestación de servicios complementarios tales como la regulación de frecuencia. Este tema se está trabajando como parte de la revisión que se adelanta de las reglas de mercado de energía mayorista, y se incorporaría como parte de la propuesta que está en preparación sobre la modernización de las reglas del mercado y prevé que “las baterías podrán competir con los demás recursos energéticos”, (CREG, 2020).

### 3. Regulación e implementación de las SAEB en otros países

#### 3.1. Chile

En este país el uso de los sistemas de almacenamiento se reguló a través de la ley 20.936 de 2016, como equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento, (Artículo 225, literal ad), (CNE, 2017). Solo hasta el año 2021, mediante la Resolución No. 8454, El Superintendente de Electricidad y Combustibles, aprobó la Instrucción Técnica RGR No. 06/2021, en la cual se establece el diseño y ejecución de instalaciones de sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías en instalaciones eléctricas.

En (Larraín, 2022) se plantea que, de acuerdo al último informe del *Intergubernamental Panel on Climate Change* (IPCC), por el cambio climático proyectado al 2100, se prevé que esto generará reducción en las precipitaciones anuales lo cual conllevaría al incremento de días secos, situación que se reflejará en las cuencas hidrográficas con la disminución de las cotas de los embalses tanto naturales como artificiales. Esto provocará una disminución de la generación hidroeléctrica nacional y un subsecuente incremento del precio de la energía eléctrica. Llama la atención el énfasis que da a que diversos actores del sector eléctrico han anunciado la implementación de proyectos energéticos mediante el uso de Battery Energy Storage System (BESS), ya que estos sistemas a gran escala pueden subsanar las falencias que se puedan tener en

el suministro de energía eléctrica. Esta tecnología permite la regulación de frecuencia, partida en negro, arbitraje de energía, potencia firme y alivio a congestiones que se presenten en las líneas de transmisión, lo cual favorece en gran manera la implementación masiva de energía renovable variable y así evitar que se detenga el proceso de descarbonización en la matriz. Igualmente menciona que a nivel mundial se espera que la capacidad de almacenamiento con base a los BESS, se incremente de 10 GWh en 2017 hasta 47 GWh, en el escenario más desfavorable y 187 GWh en el más favorable al 2030, (Larraín, 2022).

La Promotora Chilena Sphera Energy, centrada en la energía renovable solar, lanza un proyecto pionero, el pipeline de 2 GW conformado por 10 proyectos que cuentan con los permisos para la generación de energía solar fotovoltaica que incluye los derechos de terreno para la instalación de un sistema de almacenamiento BESS, proyecto que está en desarrollo en la región central de Chile, (Sánchez, 2022).

Por otra parte, fue aprobado ambientalmente el Proyecto Solar Fotovoltaico Don Humberto, con una potencia nominal de 90,552 MW considerando también un sistema de almacenamiento con baterías BESS el cual será conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), (Electricidad la revista energética de Chile, 2022).

Otra iniciativa se presentó con Innergex Renewable Energy, productor independiente de energía, con el fin de desarrollar dos proyectos a escala comercial para el almacenamiento de energía en baterías BESS en los parques fotovoltaicos Salvador y San Andrés ubicados en el desierto de Atacama al norte de Chile, ellos adjudicaron estos proyectos a Mitsubishi Power. El parque solar fotovoltaico Salvador, de 68 megavatios (“MW”), de Innergex, adicionará 50 MW/250 MWh de capacidad de almacenamiento y el parque solar fotovoltaico San Andrés, de 50,6 MW, adicionará 35 MW/175 MWh de capacidad de almacenamiento para un total de 425

MWh. Se espera que ambos proyectos de BESS entren en funcionamiento en 2023 y contribuyan a los objetivos nacionales de descarbonización, de un 80% de electricidad limpia para 2030 y un 100% para 2050. Los proyectos también brindarán solidez a la red y a la infraestructura de transmisión y distribución existente en el país, (Energía estratégica, 2022).

El proyecto más reciente que se está realizando en este país es el de la planta solar fotovoltaica CEME1, el cual está ubicado en el desierto de Atacama que tendrá una capacidad instalada de 480 MW y contará con 860 mil paneles. Este importante proyecto también ha contemplado la adecuación de los espacios para incorporar, a futuro, el almacenamiento de energía por medio de baterías, BESS, que permitirán liberarla cuando no haya sol, (Electricidad la revista energética de Chile, 2022).

Cabe destacar la importancia que se está dando en Chile a los Servicios Complementarios (SSCC) que proveen los BESS, por las características de flexibilidad y rapidez de respuesta que entrega este tipo de almacenamiento de energía.

De acuerdo a los aportes realizados por el gerente Corporativo de Soluciones de Engie, el Asset Manager de First Solar, y el director de Soluciones de Almacenamiento de Energía de AES Gener, a la revista Electricidad (Electricidad la revista energética de Chile, 2018), entre los SSCC se destacan:

- Aporte de reserva para el control primario de frecuencia del sistema eléctrico: en este sentido Engie y el Coordinador Eléctrico Nacional están realizando diversas pruebas para conocer la contribución que puede realizar esta tecnología al sistema de servicio eléctrico.
- Aportar diversos servicios complementarios, ya que las BESS tienen un sistema de control de electrónica de potencia pura lo que les permite tener una capacidad de respuesta muy

exacta, rápida y flexible ideales para prestar los SSCC requeridos por la red eléctrica en forma oportuna y eficiente.

- Las capacidades técnicas de las baterías contribuirán a entregar nuevas alternativas de respaldo al sistema y a aumentar la confianza en esta nueva tecnología.

- Los BESS, al igual que las centrales fotovoltaicas, tienen la ventaja de ser sistemas totalmente eléctricos y estáticos. Ambos usan el mismo esquema: funcionan con inversores (electrónica de potencia) y un sistema de control que permite dar una respuesta rápida. Es decir, en caso de que haya una perturbación en la red, la batería aporta instantáneamente energía sin sistemas mecánicos o termodinámicos que produzcan alguna limitación”.

- Los sistemas BESS tienen un funcionamiento más simple debido a la electrónica de potencia, además porque presentan la particularidad de poder ser instaladas en cualquier parte “ya que vienen en la modalidad de contenedores, adicionalmente cuentan con la flexibilidad de incorporación horaria, es decir, a diferencia de la energía solar que solo está disponible durante el día, la energía de las baterías puede ser utilizada en cualquier ventana de tiempo”.

- En cuanto a los costos, en Chile las baterías BESS son el camino a seguir, con las reservas de litio que existen en el país se produce un círculo virtuoso donde a mayor demanda para producir baterías bajan los costos de producción, lo cual las hace más competitivas y facilita más su incorporación a la red, (Electricidad la revista eléctrica de Chile, 2018).

Parada, (2018) menciona que en la Ley 19.940 de marzo del 2004 se distingue formalmente entre los conceptos de suficiencia y seguridad del sistema eléctrico; derivando este último a la implementación de servicios complementarios (SSCC). En relación a los SSCC establece que “todo propietario de instalaciones eléctricas interconectadas deberá prestar los SSCC de que disponga que permitan realizar la coordinación de la operación del sistema conforme a las normas

de seguridad y calidad de servicio”. En cuanto a los SSCC los define como los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137 del DFL No 4. Adicionalmente establece que los servicios complementarios son aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Es de vital importancia resaltar la reglamentación que ha sido establecida por el Ministerio de Energía para la implementación de los Servicios Complementarios asociados a los sistemas de almacenamiento BESS, y que fueron definidos el 31 de diciembre de 2012, el artículo 6 establece que el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), deberá elaborar anualmente un informe de definición y programación de SSCC en el cual debe definir y actualizar la definición de los SSCC. En los artículos 11 y 12 establecen los recursos disponibles y las categorías generales de SSCC. En cuanto a las categorías de SSCC se consideran al menos las relacionadas con:

- Los servicios relacionados con el control primario y secundario de frecuencia “Regulación de Frecuencia”.
- Los servicios relacionados con el control de tensión
- Los servicios cuya prestación supone la operación de unidades de generación durante la operación del sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema
- La instalación y/o habilitación de equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio
- Los servicios consistentes en la operación de instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente para apoyar planes de recuperación de servicio

- Los servicios de desprendimiento de carga automático o manual.

En el reglamento se especifica que el pago de los servicios lo establecerá el CDEC respectivo con un procedimiento de dirección de peajes llamado “Remuneraciones de Servicios Complementarios”. Quedando regulados los siguientes en el artículo 6 del reglamento mencionado:

- Remuneración por Regulación de Frecuencia
- Remuneración por Reserva en Giro
- Remuneración por Control de Tensión
- Remuneración por Operación de Unidades de Generación a Costo Variable superior al

Costo Marginal del Sistema

- Remuneración por prestación de servicios relacionados al Plan de Recuperación de Servicio (PRS).
- Remuneración por Servicios de Desprendimiento de Carga

Es importante resaltar las soluciones que los sistemas BESS pueden aportar al Sistema de Interconectado Central en Chile. En el caso particular evaluado en el Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile, al presentar montos de reserva en giro superiores a la reserva mínima, proponen un esquema mediante la utilización de BESS para cubrir la reserva necesaria para el control de la frecuencia en el SIC. Esto se ilustra en la Figura 4. Finalmente, los sistemas de almacenamiento que evaluaron en el estudio presentaron las siguientes ventajas:

- Reemplaza la reserva en giro que debe ser provista por centrales térmicas (que no están destinadas a proveer esta reserva, pues no lo pueden hacer de forma rápida y eficiente)
- Distribuye el control de la frecuencia a lo largo de la red, lo que mejora el rendimiento de la red cuando existen grandes contingencias, lo que sucede debido a la distribución física de las

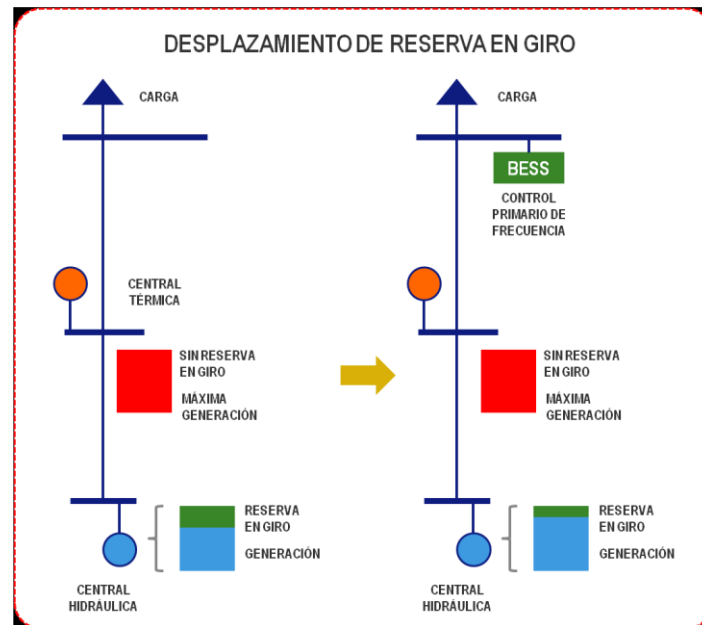
centrales que proveen de reserva en giro, y las congestiones que puedan existir a lo largo del sistema de transmisión.

- Tiene la capacidad de proveer partida autónoma (o partida en negro).

En Chile y en el mundo los BESS, ya tienen muchas aplicaciones en el ámbito energético dependiendo el uso y segmento en que participan. En la Figura 5 se muestran las aplicaciones resumidas en las cuales el almacenamiento en baterías puede contribuir a mejorar la calidad del servicio en los distintos sectores del sistema eléctrico como en la generación, transmisión y distribución, (Parada, 2018).

#### Figura 4.

*Utilización de BESS para control de frecuencia*



Nota. Tomado de: (Parada 2018)

**Figura 5.**

*Aplicaciones de los BESS en sectores del Sistema Eléctrico*

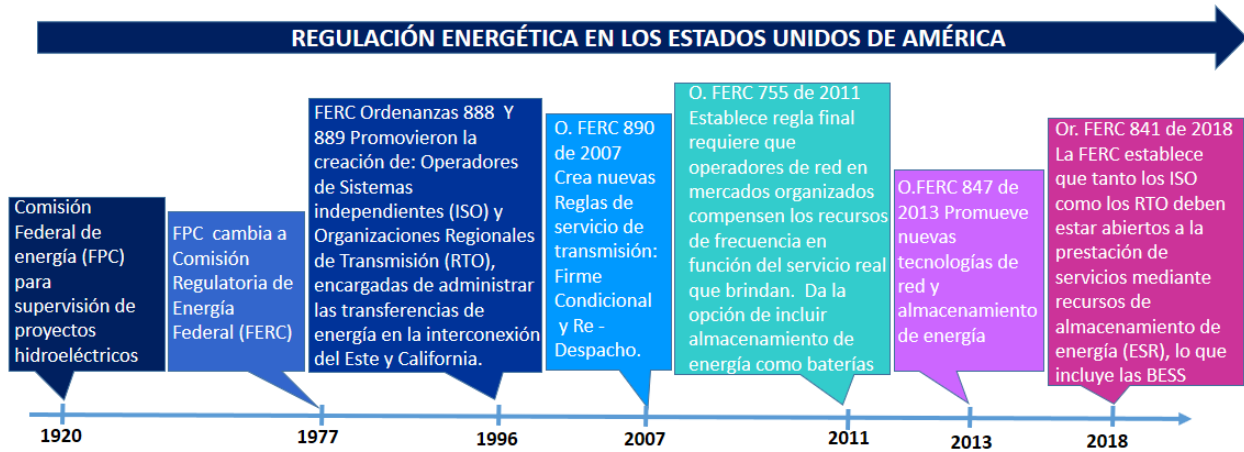


### 3.2 Estados Unidos de América

En este país es la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) el ente encargado de regular todo lo relacionado con el suministro de los servicios energéticos. En la figura 6 se muestra un resumen de la regulación dada hasta dar inicio a la implementación de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica Battery Energy System Storage (BESS).

**Figura 6.**

*Reglamentación para el suministro de energía eléctrica EUA*



Las principales regulaciones emitidas en el servicio energético, relacionadas con los sistemas SAEB, son:

**Orden FERC 784-2013:** “Provisión de Servicios Auxiliares y Reporte Contable y Financiero por Terceros para Nuevas Tecnologías de Almacenamiento Eléctrico” con el objeto de aumentar la competencia y la transparencia en los mercados de servicios auxiliares.

La regla también refleja el deseo de la FERC de respaldar las nuevas tecnologías de red, en particular el almacenamiento de energía. La Orden 784 también exige que un proveedor de transmisión agregue a su OATT una declaración que "tenga en cuenta la velocidad y la precisión de los recursos de regulación", ya que el proveedor determina sus requisitos de reserva para el servicio de respuesta de frecuencia y regulación. Los nuevos criterios benefician directamente a las fuentes de almacenamiento de energía, que pueden reaccionar mucho más rápido que una central eléctrica de tecnología tradicional, (Stinson 2013).

**Orden FERC 841-2018:** Considerada como una transición a la energía limpia a futuro. Ordena a los operadores de transmisión regionales (RTO) y a los operadores de sistemas

independientes (ISO) reconfigurar los mercados mayoristas para acomodar los recursos de almacenamiento para permitirles proporcionar capacidad, energía y servicios auxiliares, (Colthorpe, 2020).

La Orden 841 aclaró que los sistemas de almacenamiento de energía tan pequeños como 100 kW, no pueden ser excluidos de participar en los mercados mayoristas. También ordenó a los operadores de redes regionales que eliminen las barreras a la participación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS), en estos mercados, (Brown, 2020).

La Orden FERC 841 fue un paso importante para permitir que el almacenamiento de energía proporcionara beneficios de red muy necesarios al participar en los mercados mayoristas de energía de EE. UU. Los reguladores de servicios públicos de todo el país deberán implementar políticas de interconexión mejoradas, (Brown, 2020).

Con una mayor participación de Energy Storage System (ESS), en los mercados mayoristas, los operadores de redes regionales pueden acudir a ESS para satisfacer las necesidades de electricidad que se tengan en determinada área. Además, ESS también podría proporcionar valiosos servicios de respuesta a la demanda al reducir la demanda de energía durante los momentos de carga máxima. A medida que los fenómenos meteorológicos extremos se vuelven cada vez más comunes, los beneficios de soporte de red del almacenamiento de energía serán cada vez más importantes, (Brown, 2020).

Como los Recursos de Almacenamiento de Energía (ESR), pueden participar en la mayoría de los mercados de energía en cuanto a capacidad y servicios auxiliares existentes dentro de los ISO/RTO, esto ofrece una disminución de los costos de equipos, proyectos, mejoras en la seguridad y la confiabilidad de las instalaciones de baterías a gran escala. El aumento de la competencia dentro de la comunidad de desarrollo son los principales impulsores del reciente

crecimiento de los sistemas de almacenamiento, (Baur, 2020). Una ventaja a destacar de la implementación de la energía limpia es la posibilidad de que USA pueda suministrar energía 90% libre de carbono al año 2035, sin incrementar las facturas de electricidad de los clientes, (Balaraman, 2020).

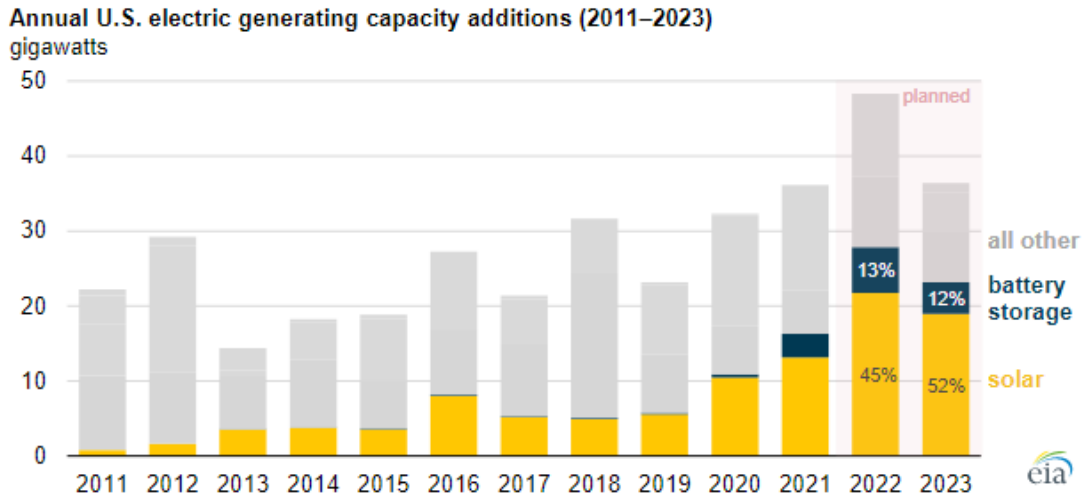
La organización sin fines de lucro *Environmental Defense Fund* (EDF) manifestó que la Orden 841 ayudará a “proteger el clima, el aire limpio y la salud pública, y tendrá un impacto vital en los empleos de energía limpia para el futuro de Estados Unidos”, “Elimina las barreras del mercado para el almacenamiento de energía y desbloquea su enorme potencial para la salud pública, el medio ambiente y el ahorro de costos”, esta orden incluye todas las tecnologías de almacenamiento de energía, (Colthorpe, 2020).

**Crecimiento y proyección a futuro de los sistemas de almacenamiento BESS en USA:**

En *Independent Static and Analysis* (EIA), 2021, consideran que los sistemas de almacenamiento de energía que se implementen los 3 años siguientes sean construidos en plantas que produzcan energía a través de recursos renovables como plantas eólicas y fotovoltaicas como cambio de tendencia dado en los últimos años, igualmente, proyectan para los BESS un incremento del 30% al 60% en 2023, adicionalmente creen, que de acuerdo a los datos de planeación recopilados, es probable que entre 2021 y 2023 se instalen 10000 MW adicionales de la capacidad de almacenamiento de baterías a gran escala, siendo 10 veces mayor a la cantidad reportada y almacenada para el año 2021, (Colthorpe, 2022), y se puede observar en la siguiente figura y tabla.

**Figura 7.**

*El almacenamiento solar y en baterías dominan las adiciones de capacidad planificadas hasta 2023, con otros 10 GW de almacenamiento en baterías. Imagen: EE.UU. EIA.,*



Nota. Tomado de: EE. UU. EIA en: Energy Storage News, 2022.

**Tabla 4.**

*Incremento de energía almacenada en BESS y tendencia al crecimiento al año 2023.*

<b>Almacenamiento de baterías en USA tendencias en el mercado</b>	
<b>Año</b>	<b>Capacidad energía</b>
2010	59 MW
2015	351 MW
2017	708 MW
2018	869 MW
2019	1022 MW
Proyección 2021-2023	10000MW
Proyección 2050	59000MW

Nota. Tomado de: Independent Static and Analysis, EIA 2018, 2019, 2021.

Cabe resaltar que en EE.UU. hay una marcada tendencia a generar energías limpias a partir de los sistemas de energía renovable como la eólica y solar fotovoltaica dando mayor relevancia a la implementación de estas últimas con sus respectivas baterías de almacenamiento, pues es a través de esta nueva tecnología “BESS”, que desempeñan un componente cada vez más crucial en la transición energética global hacia una economía neutra en carbono más sostenible ambientalmente, (Colthorpe, 2021).

Las instalaciones de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) a gran escala en los EE. UU. crecieron un 196 % a 2,6 GW en 2021, más de 1GW de BESS a gran escala se pusieron en línea, es la primera vez que se alcanza ese hito en un solo período de tres meses según la American Clean Power Association (ACP), (Murray, 2022).

Es importante también tener en cuenta el avance que se ha tenido en EUA al implementar plantas de almacenamiento de energía, como el Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías de Alamitos (BESS) en Long Beach, California, esta planta es uno de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías más importantes en los Estados Unidos de América en funcionamiento en la actualidad, con una instalación que proporciona hasta 400 MWh, lo que ha permitido que sea modelo a seguir en la investigación que conlleve al conocimiento de esta nueva tecnología para su implementación tanto en otras áreas del país como en otros países, (Sánchez, 2022).

Otro sistema BESS importante inició operación el 24 de junio de 2022 “proyecto Hickory Park”, una planta de energía que combina 195,5MW de energía solar fotovoltaica con 40MW/80MWh de almacenamiento en baterías en Georgia, EE. UU. La energía solar fotovoltaica está directamente integrada con el sistema de almacenamiento de energía de batería de iones de litio acoplado a CC (BESS), de esta manera se aprovecha el almacenamiento de la batería para

hacer que la generación solar sea gestionable y más fácil de integrar en la red local, (Colthorpe, 2022).

Cabe destacar que el Ejército de EE. UU., también agregó un sistema de almacenamiento de energía de batería (BESS) de 6 MWh a la instalación de energía solar renovable existente de 18,6 MW en Fort Detrick Army Garrison en Frederick, Maryland. El BESS proporcionará servicios de regulación de frecuencia a los operadores de sistemas independientes de Pensilvania, Nueva Jersey y Maryland. Además, el BESS instalado estará listo para la microrred, lo que permitirá futuras funciones de resiliencia energética, eficiencia y asequibilidad, ya que es el hogar del Comando de Desarrollo e Investigación Médica del Ejército de EE.UU. Adicionalmente están comprometidos en promover energía resistente y libre de contaminación por carbono para el Ejército y las comunidades locales, (Office of Energy Initiatives, 2022); (Dillon L., 2022).

En el estado de Texas, productor de energía independiente (IPP) estadounidense *Broad Reach Power* adquirió 900MWh de equipos de Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS) que serán instalados en seis proyectos que está desarrollando en Texas, la construcción de estos seis proyectos iniciará en el verano de 2022, para completarse durante 2023. La compañía *Broad Reach Power* manifiesta tener más de 1,4 GWh de almacenamiento de energía en construcción o en operación, además de una cartera de 21 GW de proyectos de almacenamiento de energía, energía solar y eólica de su propiedad en los EE. UU., (Colthorpe, 2022).

Finalmente en análisis reportado por Colthorpe, (2022), en cuanto al auge de la energía solar más almacenamiento en los EE. UU., menciona que alrededor del 60% de los nuevos proyectos de energía solar fotovoltaica planificados para implementarse en áreas de servicios públicos de EE. UU. durante los próximos dos años, son recursos híbridos combinados con almacenamiento, y evidencian que existe una necesidad fundamental de agregar almacenamiento

a cada proyecto para que sea económicamente viable, esto se refleja en una demanda creciente en los EE. UU. Cabe destacar, como en el mercado se presenta un reemplazo natural, con estas energías renovables confiables y de bajo costo, promoviendo la implementación de tecnologías limpias y confiables.

### **3.3 Alemania**

La Ley de la industria energética alemana (*Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)*) establece el principio básico de política energética, cuyo objetivo es lograr un suministro de electricidad confiable, a un precio justo, amigable para el consumidor, eficiente y compatible con el medio ambiente, basado cada vez más en energías renovables. La regulación de las redes de electricidad tiene como objetivo salvaguardar la competencia efectiva en el suministro de energía, así como mantener una operación eficiente y confiable de las redes, (CMS, 2015).

En el 2011 el gobierno alemán decide un cambio final del mercado en la política energética (*Energiewende*) estableciendo un impacto final en el mercado, con la eliminación progresiva de la generación de energía nuclear para 2022 y prevé el aumento de las energías renovables (hasta un 40-45 % para 2025, un 55-60 % para 2035 y un 0 % para 2050), como principales elementos que constituyen esta política, (CMS, 2015).

Actualmente no existe una legislación específica sobre las instalaciones de almacenamiento de electricidad en Alemania. La ley alemana considera las instalaciones de almacenamiento de electricidad como consumidoras de electricidad. Es así como en La Ley Federal Alemana de la Industria Energética (**EnWG**), se exime a las instalaciones de almacenamiento que se construyeron después del 31 de diciembre de 2008 y se pusieron en

funcionamiento dentro de los 15 años a partir del 4 de agosto de 2011 del deber de pagar las tarifas de red durante un período de 20 años cuando extraen electricidad del sistema de distribución o transmisión con fines de almacenamiento, igualmente, en La Ley de Energías Renovables (*Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG)), se exime del gravamen EEG la electricidad suministrada con el fin de almacenarla temporalmente en una instalación de almacenamiento de electricidad eléctrica, química, mecánica o física si la electricidad almacenada solo se retira para realimentarla a la misma red de la que fue retirado. Sin embargo, otras instalaciones de almacenamiento de electricidad no se mencionan en el reglamento, por lo tanto, no están exentas. Por este motivo, se ha propuesto una modificación legislativa. Según la propuesta, el organismo administrativo respectivo podría, previa solicitud, permitir que las instalaciones de almacenamiento de baterías estacionarias se consideren parte de una red si la electricidad se almacena solo temporalmente y se realimenta a la red. En este caso, el operador de almacenamiento de baterías no tendría que pagar el impuesto de electricidad, (CMS, 2018).

La directora de comunicaciones y mercados de la Asociación de Sistemas de Almacenamiento de Energía (BVES), manifiesta que el proyecto de ley EEG 2021, no reconoce la capacidad de los sistemas de almacenamiento de energía para realizar múltiples aplicaciones, lo que no solo permitiría obtener todos sus beneficios, agrega que la descarbonización, la digitalización y la descentralización son pautas indispensables en el camino hacia la transformación del sistema energético, y con los sistemas de almacenamiento de energía esto es técnicamente posible. Adicionalmente resalta que las leyes de la Unión Europea (UE) del Paquete de Energía Limpia quieren que esto también sea legalmente posible, esto evidencia que la falta de definición regulatoria sigue siendo una de las deficiencias del proyecto de ley en Alemania, (Colthorpe, 2020).

Scholz y Wessling, (2021), se pronuncian con respecto a la Ley EEG 2021, donde se da la Regulación de la electricidad en Alemania y manifiestan que las fuentes de energía renovable en la primera mitad de 2020, establecieron un nuevo récord con una participación del 55,8% en la producción neta de electricidad. Agregan que, de acuerdo con la Ley de Energías Renovables de 2021, las participaciones de estas en el consumo bruto de electricidad en Alemania se proyectan a un 65% para 2030, esto es una generación eléctrica a partir de recursos renovables de 377 TWh., adicionalmente mencionan que la Ley de Energía Renovable establece objetivos legalmente vinculantes para que la generación de electricidad sea neutral en cuanto a gases de efecto invernadero para 2050. Esta ley también proporciona objetivos mucho más específicos en relación con la expansión de varias fuentes de energía renovable como:

- Una capacidad instalada de 71 GW para plantas eólicas terrestres para 2030
- Una capacidad instalada de 20 GW para plantas eólicas marinas para 2030
- Una potencia instalada de 100 GW para plantas fotovoltaicas
- Una capacidad instalada de 8,4 GW para plantas de biomasa

Finalmente afirman que estos objetivos son jurídicamente vinculantes. Es importante resaltar que en esta la ley aún no se regulan ni presentan objetivos específicos relacionados con la construcción y el uso de instalaciones de almacenamiento de baterías.

El 29 de junio de 2022, Murray anunció que finalmente el parlamento alemán aprobó enmiendas a la ley que otorgan al almacenamiento de energía su propia definición legal. Realizaron ajustes a la ley sobre el Plan de Requisitos Federales (BBPIG), la Ley de la Industria Energética (EnWG) y la Ley de Aceleración de la Expansión de la Red (NABEG). La medida adopta la definición de la Directiva de la Unión Europea, (UE) 2019/944 del 5 de junio de 2019 en la legislación alemana y manifiesta que fue bien recibida por la Asociación de Sistemas de

Almacenamiento de Energía (BVES) del país, así como por Jan Figgner, Jefe de Integración de Red y Análisis de Sistemas de Almacenamiento en ISEA. Universidad RWTH de Aquisgrán. De esta manera se marca el comienzo del desarrollo de un marco regulatorio más amigable con el almacenamiento de energía para la integración de los BESS, que inicialmente solo estaban destinados a los recursos solares fotovoltaicos y ahora se ha ampliado a otros activos de transición energética, (Murray, 2022).

#### Implementación de BESS en el mercado eléctrico Alemán:

Durante muchos años en Alemania prevalecieron los proyectos de bombeo como almacenamiento de electricidad, la primera planta de almacenamiento de baterías en Alemania, fue puesta en marcha en 1986 en Berlín-Steglitz con una capacidad de 17 MW, esta sirvió como reserva de energía y estabilización de frecuencia para la red eléctrica insular de Berlín Occidental, pero dejó de funcionar tras la reunificación en 1994 por no ser necesario ni económico su funcionamiento, (Janzen, 2018).

En estudios realizados por Zeh, et. al, (2016), fue demostrada la preparación técnica e idoneidad del sistema BESS como sistemas de Reserva de Control Primario (PCR), para ser utilizados en cualquier red donde se necesiten servicios de control de frecuencia.

En los últimos años, el enfoque de los participantes de la industria y la investigación se ha centrado en las tecnologías de almacenamiento de baterías. Los proyectos recientes combinan plantas de energía renovable con unidades de almacenamiento de baterías, estos incluyen la ubicación conjunta del almacenamiento de baterías con la generación de energía renovable para mejorar la compatibilidad de las energías renovables con la red. En 2015, el 41 % de las nuevas instalaciones solares se ubicaron junto con el almacenamiento de baterías, frente al 14 % del 2014, (Janzen, 2018).

Con el objeto de regular la frecuencia en el 2018 empezó a operar el proyecto de almacenamiento de baterías en red a gran escala en Langenreichenbach precalificado con una potencia de 16 MW/25 MWh PRL (Primärregelleistung – Respuesta de frecuencia). Es uno de los sistemas de almacenamiento de baterías más grandes de Alemania y ayuda a estabilizar la frecuencia de la red las 24 horas del día, los 7 días de la semana, (SMA, 2018).

El 17 de mayo de 2019, la empresa Enel Green Power Alemania (EGP Alemania), inauguró un sistema de almacenamiento de energía para baterías (BESS) de 22 MW en Cremzow, en el estado alemán de Brandenburgo, proporcionando servicios de regulación de frecuencias al mercado de la Reserva de Control Primario del país (PCR). El BESS de Cremzow proporciona a la red un servicio de regulación de frecuencia primaria en tiempo real que contribuye a la estabilidad de la red de transmisión de electricidad, a la seguridad en los procesos energéticos y proporciona respaldo para arranque en negro, (Energías Renovables, 2019).

En análisis que realiza Klausen, (2017) sobre las oportunidades de mercado y regulación de los BESS, concluye que esta tecnología ofrece múltiples servicios y diferentes oportunidades de mercado y resalta que como los BESS no están incluidos en el marco legal actual de EnWG, esto representa un obstáculo para el funcionamiento de esta nueva tecnología en el mercado. Concluye que es importante sea incluida su regulación en el marco regulatorio existente, junto con los multiservicios que ofrecen los BESS en cuanto al suministro, transmisión, distribución y demanda de servicios energéticos para evitar que hayan cargos y cargas dobles, lo cual es desfavorable para el despliegue de esta tecnología limpia.

Roca, (2021) informa que la empresa alemana RWE inicia la construcción de una instalación de baterías que servirá de almacenamiento para los sistemas de energías renovables de la región. Esta mega instalación de 117 MW se dividirá en dos secciones, una localizada en la

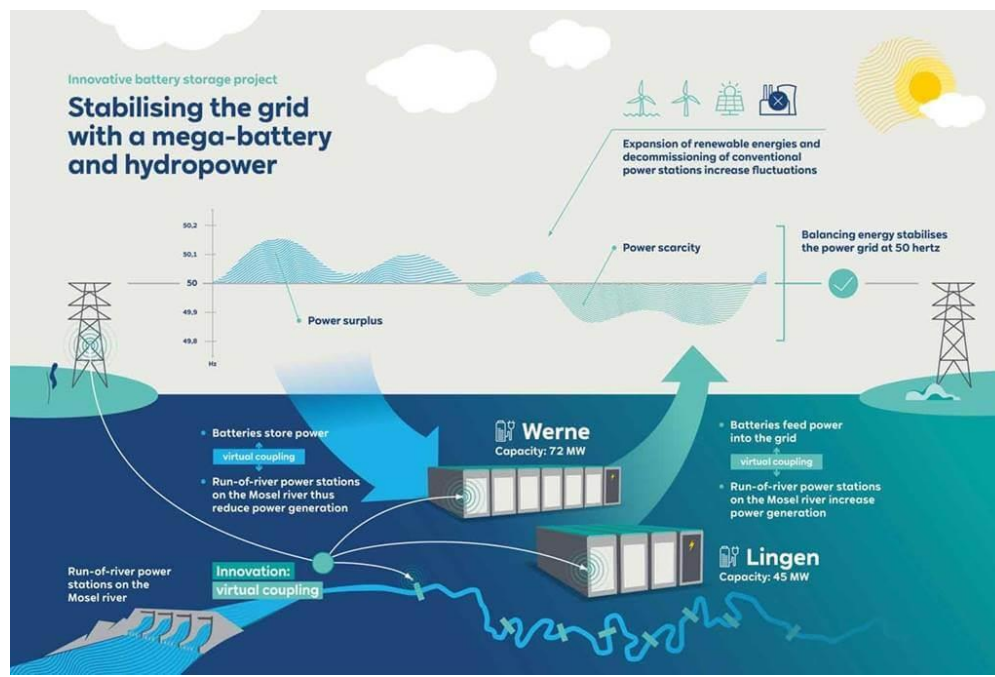
ciudad de Werne, mientras que la segunda estará instalada en Lingen en Baja Sajonia y Werne, en Renania del Norte-Westfalia las cuales se acoplarán virtualmente a las centrales hidroeléctricas de RWE situadas a lo largo del río Mosel, se prevé que al aumentar o disminuir el caudal en estas centrales eléctricas, las baterías podrán ayudar a equilibrar la energía en la red. Este sistema de almacenamiento iniciará su operación en 2022, (Ver figura 8).

El proyecto Lunen-Daimler – BESS es un proyecto de almacenamiento de energía de 13000 kW ubicado en Lunen, Renania del Norte-Westfalia, Alemania. Este proyecto fue anunciado en 2015 y se puso en marcha en 2016, teniendo como aplicaciones clave la gestión de facturas eléctricas, el cambio de horario de energía eléctrica y la regulación de frecuencia, (Future Power Technology, 2021).

Como reafirmación de la capacidad renovable, en 2014 se anunció El Magdeberg-SK Innovation – BESS, proyecto de almacenamiento de energía de 30000 kW ubicado en Magdeberg, Sajonia-Anhalt, Alemania, (Future Power Technology, 2021).

**Figura 8.**

*Estabilización de una red hidroeléctrica mediante uso de mega-baterías,*



Nota. Tomado de: El Periódico de la Energía, (Roca, 2021)

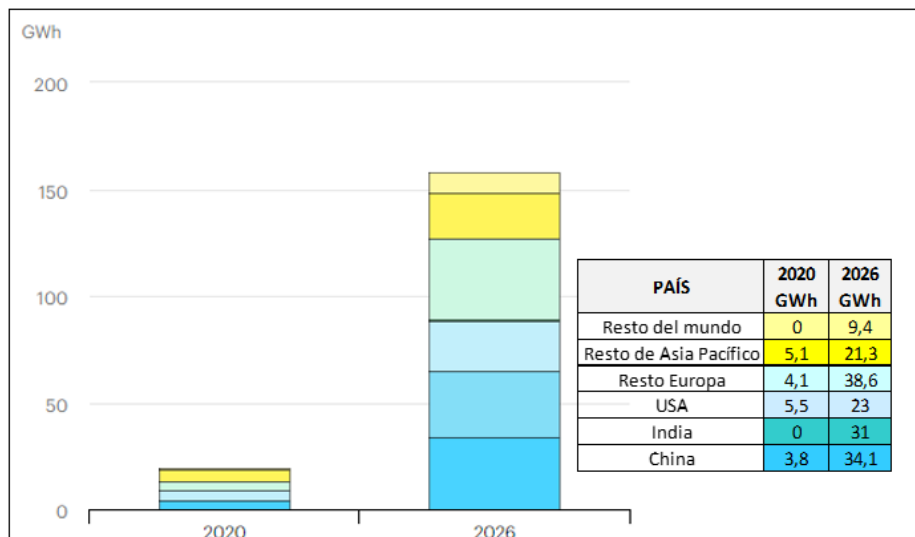
### 3.4 Tendencia Mundial para implementación de BESS

Se hace evidente una tendencia mundial a una nueva economía energética limpia, dinámica y resiliente dominada por energías renovables como la solar y la eólica para obtener un sistema de energía neta zero para el año 2050. La implementación de estas energías limpias como la de los BESS, juegan un papel crucial en el logro de este objetivo, siendo los BESS un apoyo imprescindible para el almacenamiento, optimización de la red eléctrica, y suplir todas las necesidades que requiera el sistema para realizar un suministro seguro, confiable, estable y económico de energía al usuario con cero emisiones de dióxido de carbono, (IEA, 2021).

De acuerdo a IEA, (2021), se plantea un pronóstico con respecto a la capacidad de almacenamiento de energías con baterías, y de esta manera se contribuiría a la descarbonización mundial, indicando que con respecto al 2020 se incrementará en 8 veces el almacenamiento con esta nueva tecnología, este pronóstico se ilustra en la figura 9.

### Figura 9.

*Capacidad de almacenamiento de baterías por algunos países 2020-2026.*



Nota. Tomado de: IEA, (2021).

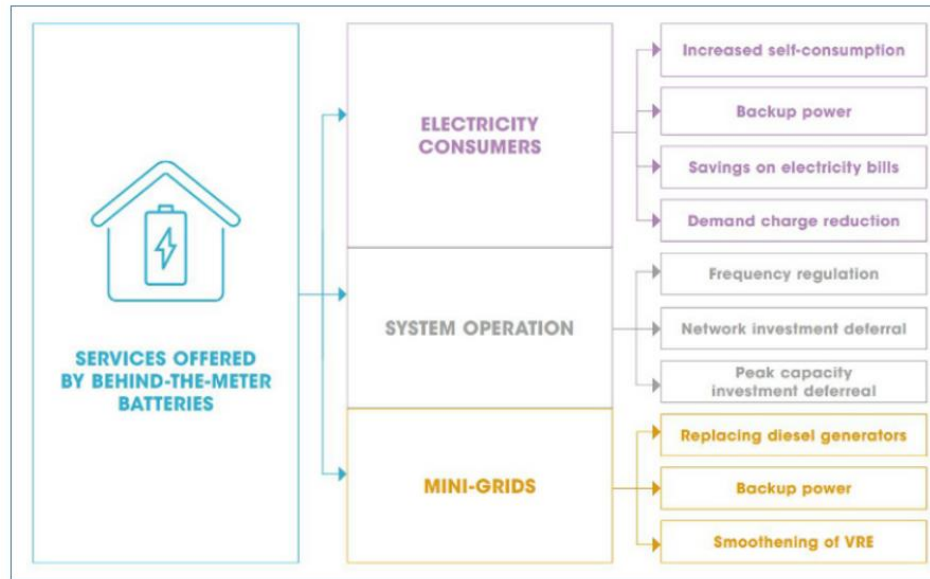
La Agencia Internacional de Energías Renovables, (**IRENA**) ha publicado diferentes análisis en los que muestra la versatilidad del almacenamiento de los BESS para utilizarse en movilidad eléctrica, aplicaciones domésticas o a escala de servicios públicos. Esto ha demostrado ampliamente que los sistemas de almacenamiento BESS, forman parte de la solución clave para integrar de manera efectiva altas proporciones de energía solar y eólica en los sistemas de energía en todo el mundo. Muy especialmente en los nuevos mercados, (IRENA, 2020).

Se ha demostrado ampliamente que los sistemas de almacenamiento BESS, forman parte de la solución clave para integrar de manera efectiva altas proporciones de energía solar y eólica en los sistemas de energía en todo el mundo. Muy especialmente en los nuevos mercados. La Agencia Internacional de Energías Renovables (**IRENA**) ha publicado diferentes análisis en los que muestra la versatilidad del almacenamiento para utilizarse en movilidad eléctrica, aplicaciones domésticas o a escala de servicios públicos. En cuanto a su implementación en servicios públicos, se están desplegando, sobre todo, en Alemania, Australia, Estados Unidos, Japón, Reino Unido y otros países europeos, donde se ha evidenciado que los BESS, han contribuido a la descongestión de las redes eléctricas ya que hay suministro constante de energía y han representado un ahorro importante por la no utilización de combustibles fósiles, (IRENA, 2020).

Vale la pena resaltar la importancia que ha venido adquiriendo a nivel mundial y que se proyecta a futuro para la implementación de los sistemas BESS en instalaciones domésticas e industriales, estos pequeños mercados emergentes, se prevé que hasta el 2025, tengan un incremento anual mayor al 40%. El caso particular de la instalación de baterías detrás del medidor, (BTM) que el usuario realiza para bajar el consumo de su factura, se está incrementando debido a la disminución de costos de esta tecnología y a la alta demanda de vehículos eléctricos (EV) y EV híbridos enchufables. En este estudio mencionan como en Alemania, por ejemplo, el 40% de las aplicaciones fotovoltaicas en tejado recientes se han instalado con baterías BTM y que Australia se propone alcanzar un millón de instalaciones de baterías BTM para 2025, con 21.000 sistemas instalados en el país en 2017, finalmente concluyen que, la capacidad total de las baterías en aplicaciones estacionarias podría aumentar de una estimación actual de 11 GWh a 180 y 420 GWh (un incremento de 17 a 38 veces). (IRENA, 2021). En la figura 10, se ilustran los servicios prestados por los sistemas de almacenamiento en baterías, BTM. (IRENA, 2020).

**Figura 10.**

*El Almacenamiento con Baterías nos prepara para un futuro de energía renovable.*



Nota. Tomado de: IRENA, (2020)

#### 4. Características técnicas del SAEB Termozipa

En Colombia, todas las plantas con una potencia superior a 20 MW están obligadas a prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia a través de una reserva rodante igual al 3% de la capacidad instalada. La reglamentación establece los siguientes requerimientos:

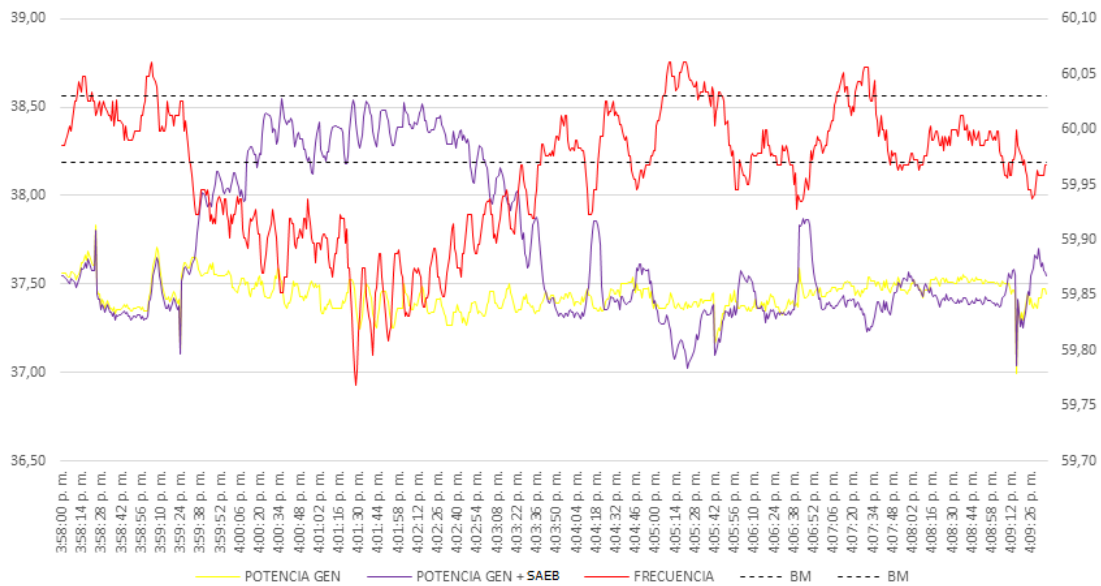
- La respuesta debe ser automática a través del controlador de velocidad.
- El servicio es independiente para cada unidad.
- La banda muerta es de  $\pm 30$  mHz.
- El estatismo estará entre el 4 y el 6%.

- La respuesta debe ser:
- El tiempo de respuesta <10 sec.
- Máximo tiempo por evento = 30 sec.

En cada evento el CND, revisa la respuesta donde la potencia debe ir en forma inversa a la frecuencia, como se observa en la Figura 11, la cual corresponde a la respuesta ante un evento de frecuencia en la Unidad Zipa 4.

**Figura 11.**

*Ejemplo de regulación de frecuencia – potencia – Respuesta Unidad Zipa 4*



Nota. Tomado del sistema DCS Central Termozipa

El sistema de generación de la central Termozipa está compuesto por cuatro unidades de generación. Cada una de estas unidades tiene su propio tren Caldera-Turbina-Generador y la potencia declarada de cada una de estas unidades es la siguiente:

- Unidad 2: 34MW

- Unidad 3 63MW
- Unidad 4 64MW y
- Unidad 5 63MW

Debido a que las desviaciones de frecuencia se presentan de manera fortuita y no por períodos prolongados, el 3% de margen de capacidad por encima que se deja de generar durante la operación estable representan una pérdida de ingresos.

Con el fin de suplir esta necesidad al tiempo que se utiliza el 100% de la capacidad de generación, en la central Termozipa se implementó un *Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías* (SAEB), el cual está encargado de entregar hasta el 3% de potencia adicional durante los períodos en los que se requiere regulación de frecuencia con las unidades al 100% de su capacidad.

Cada SAEB está compuesto por un Sistema de Gestión de Almacenamiento – SMS (Storage Management System), un Sistema de Conversión de Potencia – PCS (Power Converter System) y un Sistema de Gestión de Baterías – BMS (Battery Management System). El sistema PCS se encarga de la conversión DC/AC o AC/DC entre la porción de media tensión, a nivel de 13,8 kV voltaje AC y la porción de baja tensión a nivel de 370 V DC (baterías).

El sistema BMS se encarga tanto de la gestión de la carga y descarga de las baterías como de su monitoreo. Por encima de los sistemas SAEB se encuentra el Sistema de Gestión de Energía – EMS (Energy Management System). Este sistema se encarga de gestionar la entrega/absorción de potencia activa para cada unidad con el fin de dar cumplimiento al requerimiento de regulación primaria de frecuencia, de acuerdo a la medición de parámetros en línea en la Punto Común de Conexión (CCP). El sistema realiza el enlace con el Sistema de Control Distribuido – DCS (Distributed Control System) de la central para completar así la interacción de todos los sistemas de control.

El sistema de control se encarga de efectuar las acciones necesarias encaminadas a cumplir con la regulación de frecuencia, con las siguientes funciones en orden de prioridad:

1. Proveer o consumir la energía necesaria tal que la potencia neta entregada a la red eléctrica cumpla los requerimientos de ley para garantizar la regulación de frecuencia.

2. Efectuar el proceso de carga/descarga del sistema SAEB de tal modo que el estado de carga del sistema (SOC) se mantenga dentro de los márgenes establecidos.

3. Proporcionar la posibilidad de cargar/descargar ante demanda el conjunto de baterías durante los períodos de no operación de las unidades para lograr un estado de carga del sistema (SOC) dentro de los márgenes requeridos.

Para la regulación por subfrecuencia o sobrefrecuencia se tienen en cuenta los siguientes puntos/franjas de operación del turbogenerador:

1. 100% de capacidad: En este punto de operación el turbogenerador no se encuentra en posibilidad de entregar más potencia a la red. Para este caso el sistema SAEB está a cargo de suministrar el 100% de la potencia requerida.

2. Entre el 97% y el 100% de capacidad: En esta franja el turbogenerador se encuentra en posibilidad de entregar lo que le resta para llegar al 100% de su capacidad. Si el requerimiento de potencia supera este valor, la potencia restante es entregada por el SAEB.

3. Por debajo del 97% de capacidad: En esta franja el turbogenerador se encuentra en posibilidad de entregar la totalidad del requerimiento de potencia para la regulación de frecuencia. Para este caso, el SAEB no entregará potencia al sistema.

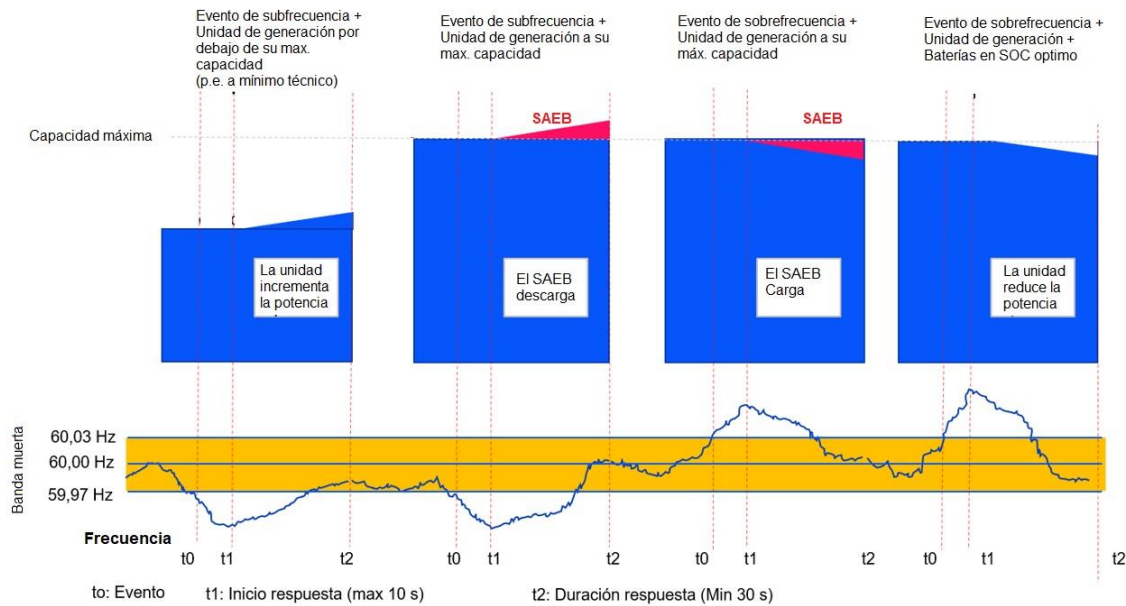
4. Finalmente, ya que para la regulación por sobrefrecuencia la acción es disminuir carga, en estos casos la totalidad de la potencia es asumida por el turbogenerador, en caso que el las

baterías del sistema BESS se encuentren en un SOC óptimo o es asumido como carga a las baterías en caso que el SOC esté por debajo del ajuste asignado.

El resumen de estos modos de operación se muestra en la figura 12.

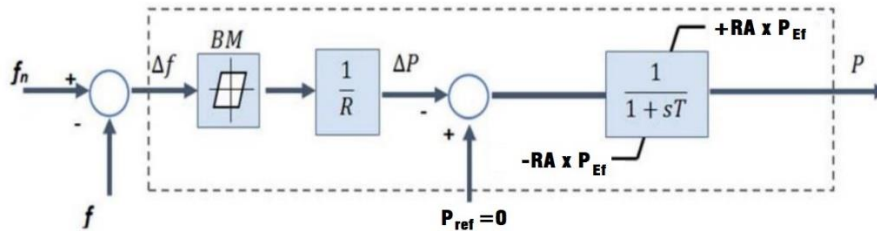
### Figura 12.

*Diagrama de modos de funcionamiento Turbogenerador + SAEB. Especificaciones Técnicas del Proyecto BESS Termozipa.*



Nota. Adaptado del documento de especificaciones técnicas del proyecto BESS Termozipa

A modo de ejemplo, se muestra en la figura 13 un regulador simplificado de control de potencia utilizado en las unidades de generación:

**Figura 13.***Regulador simplificado de control de potencia*

Nota. Tomado del documento Especificaciones técnicas del proyecto BESS Termozipa

**Donde:**

$f_n$ : Frecuencia nominal (60 Hz)

$f$ : Frecuencia de red

$\Delta f$ :  $f - f_n$

BM: Banda muerta

$\frac{1}{R}$ : Ganancia del modelo  $\frac{(P_{Ef} \times 100)}{(f_n \times \%E)}$

$\%E$ : Droop o estatismo

$P_{ref}$ : Potencia despachada de la unidad de generación. En caso del SAEB es igual a 0.

$P_{Ef}$ : Potencia nominal de la unidad.

T: Constante de tiempo.

RA: Reserva asignada

P: Potencia de salida

La frecuencia de la red y de la unidad es determinada por la velocidad medida en RPM's en la turbina a través de tres pickups teniendo en cuenta que la frecuencia  $f$  está dada por la siguiente expresión:

$$f = \frac{p(\text{pares de polos}) \times n(\text{rpm})}{60}$$

Con la integración del SAEB se está aumentando la capacidad declarada de los grupos de la siguiente forma:

#### Figura 14.

*Potencia declarada antes y después del SAEB*

Unidad	Potencia declarada antes	Nueva potencia declarada
2	34	35.02
3	63	64.89
4	64	64.92
5	63	64.89

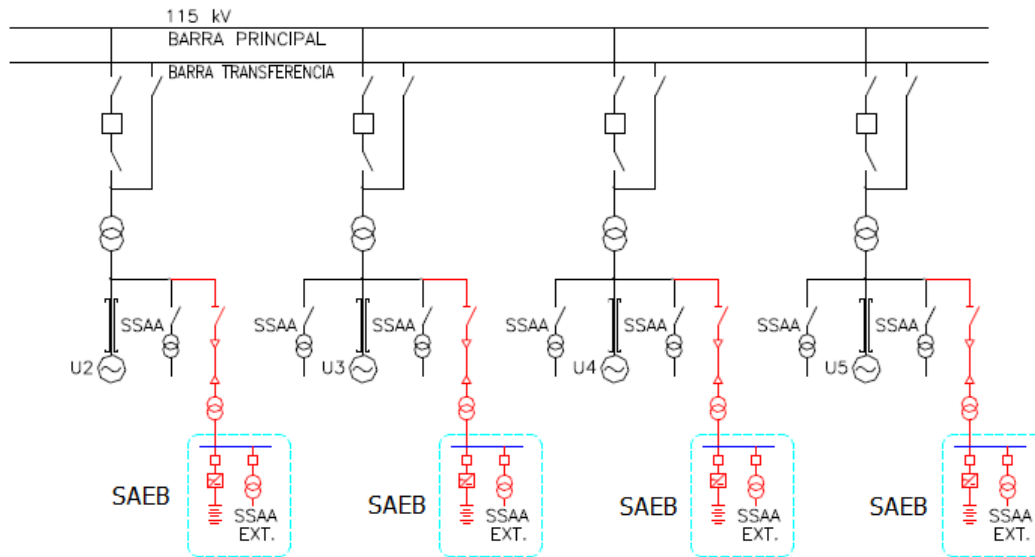
#### 4.1 Elementos principales del SAEB Termozipa

Como se mencionó anteriormente, en la central de Termozipa, se tienen cuatro sistemas SAEB que trabajan de forma independiente, tres de ellos exactamente iguales (Unidades 3, 4 y 5), y uno diferente que opera a la mitad de potencia (Unidad 2).

Como se muestra en la figura 14, la configuración de los cuatro sistemas es similar, conectándose a las barras de salida de cada generador en 13,8 kV, como un transformador de auxiliares más; y está constituido de los siguientes elementos:

**Figura 15.**

*Esquema simplificado unifilar SAEB Termozipa. ET proyecto BESS TMZ*



Nota. Tomado del documento de Especificaciones técnicas del Proyecto

### **Seccionador, cables de interconexión a 13, 8 kV y elementos de medida y protección**

Permiten la interconexión con el sistema existente, integrándolo con el sistema de protecciones y permitiendo su aislamiento en caso de necesidad.

**Figura 16.**

*Elementos de conexión a la barra de generación SAEB Termozipa.*



### **PCS (Power Conversion System)**

Es el sistema de unión entre la parte de continua de las baterías (DC), y la parte de alterna de las barras de M.T. (AC). Está constituido por todos los componentes para la realización de la inversión AC/DC en ambos sentidos; particularmente transformador MV/LV, cuadros y barras de DC, inversores bidireccionales AC/DC, contenedores y sus respectivos sistemas auxiliares. Se conectan varios inversores en paralelo, de forma de asegurar una potencia neta aproximada de 2 MW en las unidades 3, 4 y 5; y de 1 MW en la unidad 2.

Un elemento específico es el cuadro de mantenimiento en el secundario del transformador MV/LV (13,8/0,370 kV), que permite conmutar a través de dos interruptores (CB1 y CB2) el funcionamiento de carga-descarga a la red; o la carga a baja potencia a través de los servicios auxiliares de la planta.

### **Baterías y BMS (Battery Management System)**

Las baterías instaladas son de ion-litio. La unidad fundamental son las celdas, que se organizan en serie/paralelo formando los módulos. Estos módulos conectados en serie forman los racks, que se conectan en paralelo formando los bancos.

El sistema de baterías está dotado de un sistema de control por banco (BMS-Battery Management System), con el principal objetivo de la supervisión, ecualización y protección de las baterías.

### **SMS (Storage Management System)**

Es el elemento principal del sistema de control del SAEB y gestiona sus principales componentes. Recibe el set point de potencia, y reparte la potencia entre los diferentes subsistemas (PCS+Baterías), en función de su disponibilidad y estado de carga.

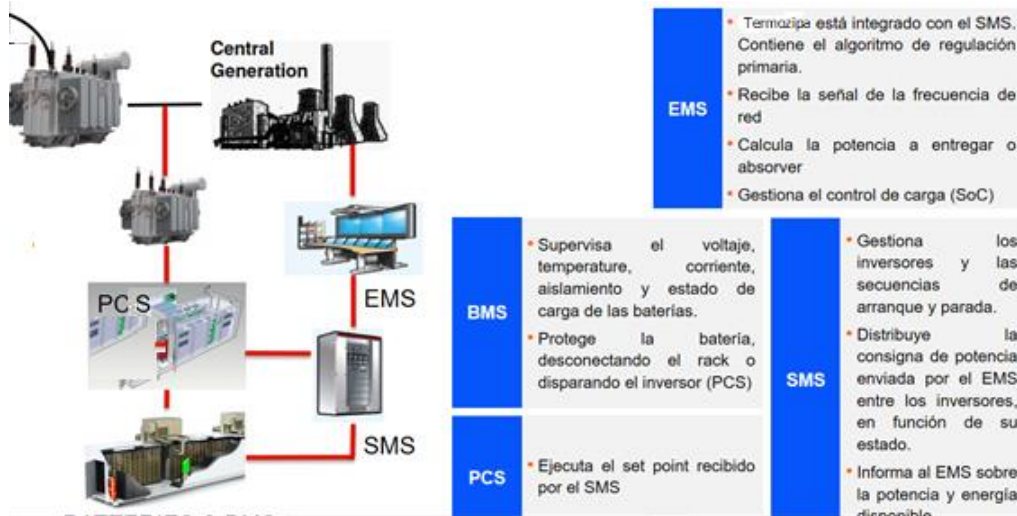
### **EMS (Energy Management System)**

Es un elemento del sistema de control que gestiona la lógica de integración del BESS con el sistema eléctrico, definiendo el set point de potencia en función de la frecuencia (regulación primaria de frecuencia). Además, tiene como función la lógica del estado de carga de las baterías.

La integración de todos estos sistemas se sintetiza en la figura 15.

Figura 17.

Resumen de control del SAEB en capas. ET Proyecto BESS TMZ



### Sistemas Auxiliares

**Transformadores 13,8/0,370 kV:** Para el caso de las unidades 3, 4 y 5 los transformadores se encuentran instalados en contenedores independientes, mientras que para la unidad 2, se encuentra dentro del mismo contenedor del PCS.

Una sala eléctrica donde se instalan los dos transformadores de auxiliares MV/LV (4,16/0,370/0,208-0,120 Kv), dos rectificadores, UPS con sus cuadros de distribución, cabinas auxiliares (cuadro distribución carga y cuadro de transferencia), PLC SMS's, cuadro de comunicaciones y EMS conformado por un par de controladores FCP280 que permiten expandir el sistema DCS de la central a la sala eléctrica del BESS.

Cuatro contenedores CU, para la instalación combinada de baterías e inversores, con sistema HVAC.

### **Tableros de Servicios Auxiliares**

A través de dos transformadores MV/LV de 4,16/0,370/0,208-0,120 kV, que son alimentados desde los Switchgear DS1 y DS3; se alimentan todos los auxiliares de los cuatro grupos del SAEB. Cada transformador MV/LV, tiene dos secundarios:

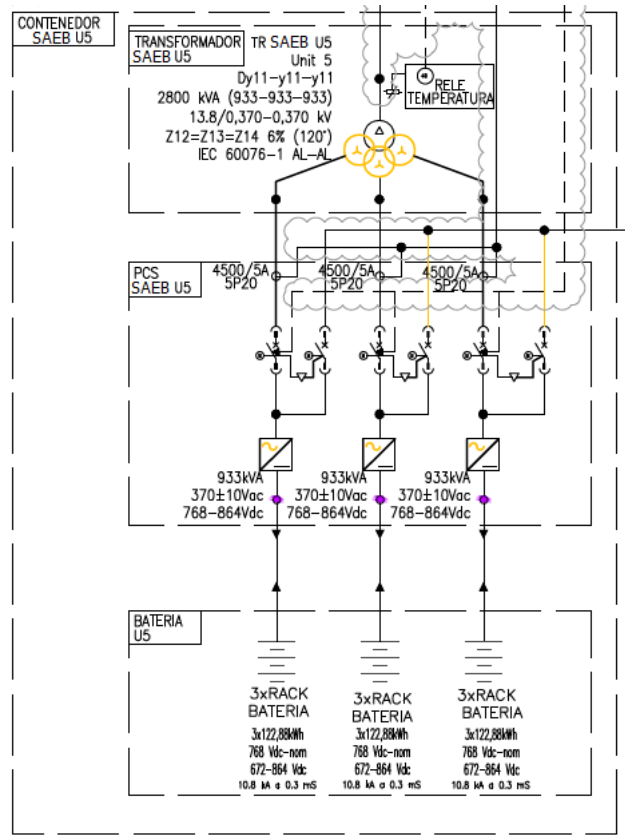
El secundario 0,370 KV, alimenta un cuadro que contiene la barra de transferencia para la alimentación de respaldo del SAEB. En el caso de que el grupo no esté acoplado a la red por un largo tiempo, mediante esta alimentación de respaldo se permite mantener la carga de las baterías en un determinado valor para evitar su degradación.

Aguas abajo del cuadro de transferencia, están los cuadros de mantenimiento con los interruptores CB1 y CB2. Mientras que el interruptor CB1 se utiliza en la carga/descarga de las baterías hacia la red; el interruptor CB2 únicamente se utiliza para la carga de las baterías en modo mantenimiento. Estos elementos se muestran en la figura 16.

**Figura 18.**

*Unifilar transformador SAEB, inversores y baterías. Especificaciones Técnicas proyecto BESS*

*Central Termozipa*



Nota. Tomado del Diagrama Unifilar Central Termozipa

De cada secundario en estrella 208-120 Vca, se alimenta el Cuadro de Distribución de Carga (CDC),

## 5. Características técnicas del SAEB Termozipa

### 5.1 Baterías

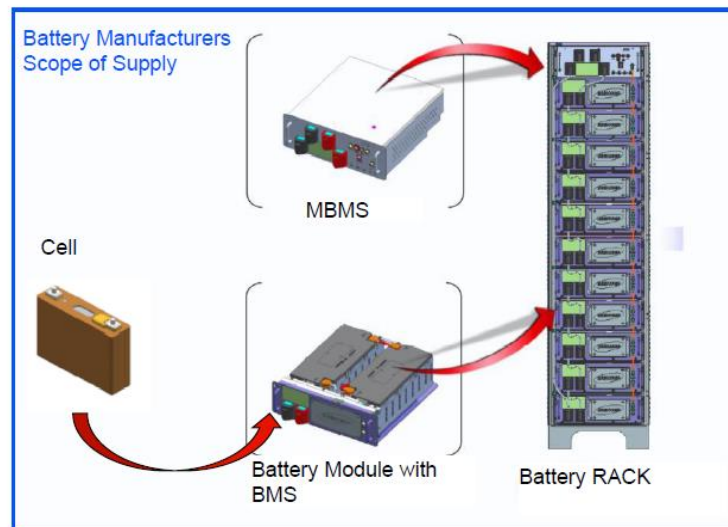
#### Terminología

**Celda:** Elemento mínimo de almacenamiento, compuesto por ánodo-cátodo, membrana o separador, electrolito; y donde la reacción de oxidación-reducción tiene lugar. Es el elemento mínimo del sistema de baterías, y su combinación serie-paralelo da lugar al módulo.

**Módulo de baterías:** dos o más celdas conectadas eléctricamente. En el caso del módulo de Narada 51.2NESP160, está formado por 16 grupos de celdas en serie, cada grupo con 2 celdas en paralelo. La tensión nominal está en los 3,2 V; que dan los 51,2 V con los 16 grupos de celdas en serie. En la figura 17 se muestra un arreglo típico de las baterías que se instalaron en el proyecto SAEB Termozipa, el cual consiste en una conexión serie-paralelo de módulos.

**Figura 19.**

*Representación de los elementos de las baterías*



Nota. Tomado de catálogo de producto baterías Narada

### **Rack de baterías**

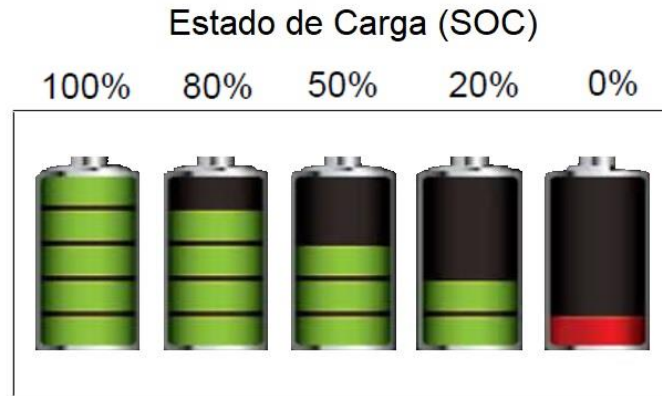
2 o más módulos de baterías conectados eléctricamente. El rack lo conforman 15 módulos en serie, dando lugar a los 768 V DC de tensión nominal y una energía de 123 kw.h.

### **Banco de baterías**

2 o más racks conectados eléctricamente.

### **SOC (State of Charge)**

Es el porcentaje de la capacidad remanente en una batería, con referencia a la capacidad nominal.

**Figura 20.***Estado de Carga de baterías*

Nota. Tomado de documento de especificaciones técnicas baterías Narada

**Ratio “C”**

Es la relación entre la corriente de carga o descarga de la batería, dividido por su capacidad.

Normalmente se expresa como 1C, 2C, 0,5C...

$$C - \text{rate} = \frac{I [A]}{C [Ah]}$$

Nos indica, para una determinada capacidad de batería, cuál es su corriente de carga o descarga. Por ejemplo, si consideramos una batería con capacidad de 100 A.h:

A un “C – rate” de 1C, significa que la corriente de descarga es la siguiente.

$$1C = \frac{100 [A]}{100 [Ah]}$$

La descarga total de la batería sería en 1 h.

A un “C – rate” de 2C, significa que la corriente de descarga es la siguiente.

$$2C = \frac{200 [A]}{100 [Ah]}$$

La descarga total de la batería sería en 0,5 h.

A un “*C – rate*” de  $0,5C$ , significa que la corriente de descarga es la siguiente.

$$0,5C = \frac{50 [A]}{100 [Ah]}$$

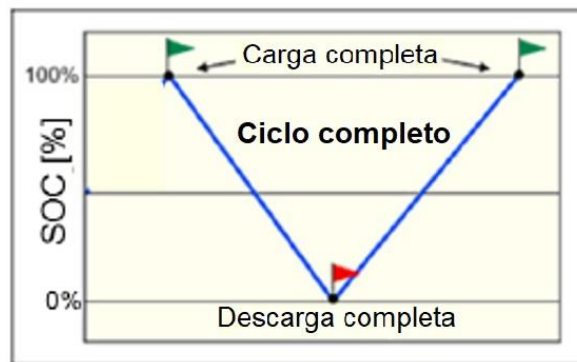
La descarga total de la batería sería en 2 h.

### Ciclo

Carga y descarga de la batería con el mismo SOC inicial y final. En términos prácticos los ciclos de carga y descarga van desde un mínimo del 20% hasta el 100% de la capacidad de las baterías.

### Figura 21.

*Ciclo de Carga/Descarga*



Nota. Tomado de documento técnico baterías Narada – Proyecto BESS Termozipa

### Composición del SAEB en unidades de Termozipa

Para las unidades 3, 4 y 5 se conectan 3 racks en paralelo formando el banco de baterías que se encuentra sobre un inversor. Al estar conectados en paralelo la tensión nominal se mantiene en 768V, pero la energía total es de:

$$123 \text{ kWh} \times 3 = 369 \text{ kWh/banco.}$$

Teniendo en cuenta que son 3 bancos en total, se tiene una energía total disponible de:

$$369 \text{ kWh} \times 3 \text{ bancos} = 1,107 \text{ MWh.}$$

El rack tiene una capacidad de 160 Ah con una característica 2C; lo que hace que la intensidad nominal sea de 320A. Por otra parte, la potencia por rack y total de la unidad SAEB sería:

$$P = 320 \left( \frac{A}{\text{rack}} \right) \times 768 = 245 \text{ kW/rack}$$

$$P_{total} = 245 \frac{\text{kW}}{\text{rack}} \times 3 \text{ racks} \times 3 \text{ bancos} = 2205 \text{ kW(DC)}$$

Para la unidad 2

Se tienen 2 bancos de baterías, uno formado por 3 racks y el otro por 2 racks.

$$123 \text{ kWh} \times 3 \text{ racks} = 369 \text{ kWh/banco}$$

$$123 \text{ kWh} \times 2 \text{ racks} = 246 \text{ kWh/banco}$$

$$\text{Energía total} = 369 \text{ kWh} + 246 \text{ kWh} = 615 \text{ kWh}$$

El rack tiene una capacidad de 160 Ah, con una característica 2C; lo que hace que la intensidad nominal sea de 320A. Por otra parte, la potencia por rack y total de la unidad SAEB sería:

$$P = 320 \left( \frac{A}{\text{rack}} \right) \times 768 = 245 \text{ kW/rack}$$

$$P_{total} = 245 \frac{\text{kW}}{\text{rack}} \times 5 \text{ racks} = 1225 \text{ kW(DC)}$$

Al estar 3 racks en paralelo, la corriente total nominal en el banco de más racks es de 960A.

Teniendo en cuenta que la tensión nominal es de 768 V se tiene que la potencia total de un banco

de baterías y que define el inversor es de 737 KW. Además, el inversor es capaz de trabajar entre la tensión mínima de 672V y la máxima de 864V.

### Figura 22.

*Cuadro resumen de componentes Narada,*

	<b>Celda</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tecnología LPF, Litio – Fosfato - Fierro</li> <li>• Tensión 3.2 Vcc</li> <li>• Capacidad 86 Ah</li> </ul>
	<b>Módulo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 32 Celdas por módulo 2P16S</li> <li>• Tensión 51.2 Vcc</li> <li>• Capacidad 8.192 kWh</li> </ul>
	<b>Rack</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 15 módulos por rack conectados en serie</li> <li>• Tensión 768 Vcc</li> <li>• Capacidad 122.88 kWh</li> <li>• Marca NARADA (China)</li> </ul>

Nota. Tomado de: Catálogo de baterías Narada.

### Transformadores

Están instalados cuatro transformadores secos en resina. Los correspondientes a las unidades 3, 4 y 5 son de relación 13,8/ 0,370/0,370/0,370 kV y potencia de 2800 kVA, y el de la unidad 2 de relación 13,8/0,370/0,370 kV y potencia de 1850 kVA. Como se puede observar de la relación de transformación para los transformadores de las unidades 3, 4 y 5 estos se tratan de transformadores tetradevanados. Las características de estos transformadore se muestran en las tablas 9 y 10, para los tetradevanados y tridevanados, respectivamente.

### **Inversores**

Es el elemento principal de potencia y su función es la de transformar la corriente continua de las baterías en corriente alterna. Es transformación se puede realizar en ambas direcciones, además de poder ajustar la potencia reactiva. Estos inversores pueden trabajar en los cuatro cuadrantes, teniendo una curva de capacidad (P/Q) circular.

Como puntos fundamentales están:

El inversor está dividido en 10 módulos de conversión de 99 kVA, y conectado al sistema AC a través de un contactor.

Existe un interruptor general de AC y de DC. El AC es de cierre y apertura manual, y sólo se abre por protecciones eléctricas; mientras que el de DC cierra y abre cuando se pone a funcionar el inversor.

### **Arquitectura de control del SAEB Termozipa**

El SMS realiza la coordinación y el control de los bancos de baterías y de los PCS para formar un sistema único. Generalmente, el EMS (Energy Management System) genera el setpoint de potencia y lo envía al SMS que lo distribuye entre los diferentes subsistemas (pareja PCS/banco de batería). Además, el SMS recibe los estados y las alarmas principales de los sistemas PCS y BMS.

El sistema está configurado por un SMS máster, donde está la CPU; y en cada CU existe un SMS slave. En el total del proyecto, tenemos 4 SMS máster, uno por cada unidad de generación.

Cada SMS slave, recoge todas las señales de toda la CU, da los comandos de salida y además se conecta modbus TCP/ethernet a los BMS's de los dos bancos de baterías y a ambos inversores.

Cada unidad de almacenamiento está compuesta por un MBSM, un PCS (Conversor Fimer), un banco, que consiste en racks de baterías conectados en paralelo y supervisados por un BMS's slave, por ejemplo 4 racks de baterías. Los componentes auxiliares son: sistema de detección contra incendios, HVAC para enfriamiento del contenedor, transformador BESS con 1 devanado de media tensión y 3 devanados de baja tensión, ventilación auxiliar de los PCS's.

En el caso de Termozipa, el SMS gestiona las referencias de potencia activa y reactiva definidas por el EMS, dividiendo el requerimiento de potencia definida en el punto de acoplamiento común (PCC o POI) entre las diferentes unidades de almacenamiento.

Para el cálculo de la potencia requerida de acuerdo al error de frecuencia se tiene en cuenta:

$$\text{Velocidad rpm de la unidad} \frac{RPM}{60} = f(Hz)$$

La banda muerta. Dentro de margen, no se realiza ningún requerimiento de potencia.

$$\text{El error de frecuencia} = f_n - f$$

Estatismo (4-6%)

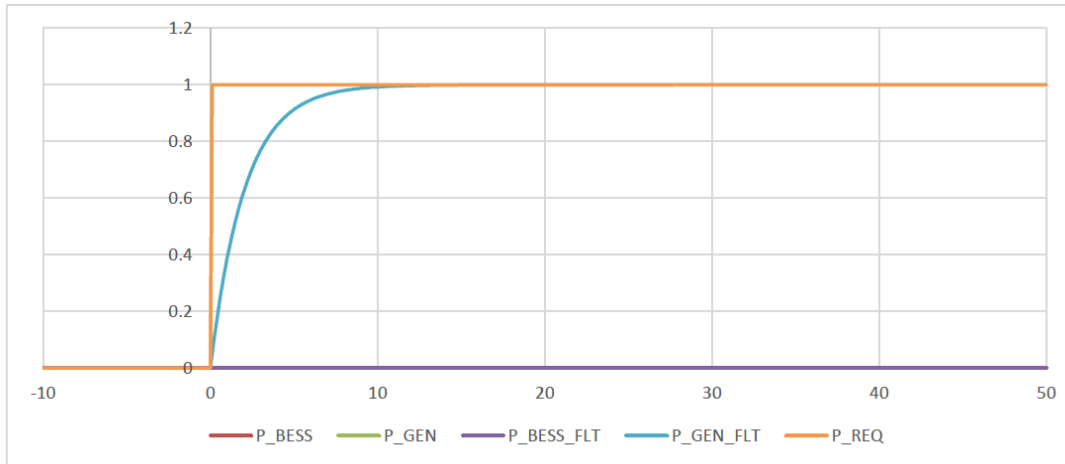
$$\text{Potencia requerida} = \frac{\text{error frecuencia} \times 100 \times P_{nominal}}{\text{Estatismo} \times 60}$$

Una vez calculada la potencia requerida, se determina el set point de potencia que se aplicará al turbogenerador (sumado al SP de operación), y el SP del SAEB. En esta situación, tenemos varios escenarios en función de la potencia instantánea de la unidad y del evento a afrontar (subfrecuencia o sobrefrecuencia).

Subfrecuencia fuera de la banda muerta, con la unidad a una potencia <97% del CEN

**Figura 23.**

*Diagrama potencias ante subfrecuencia con carga turbogenerador <97%.*



Eje vertical MW. Eje horizontal: seg

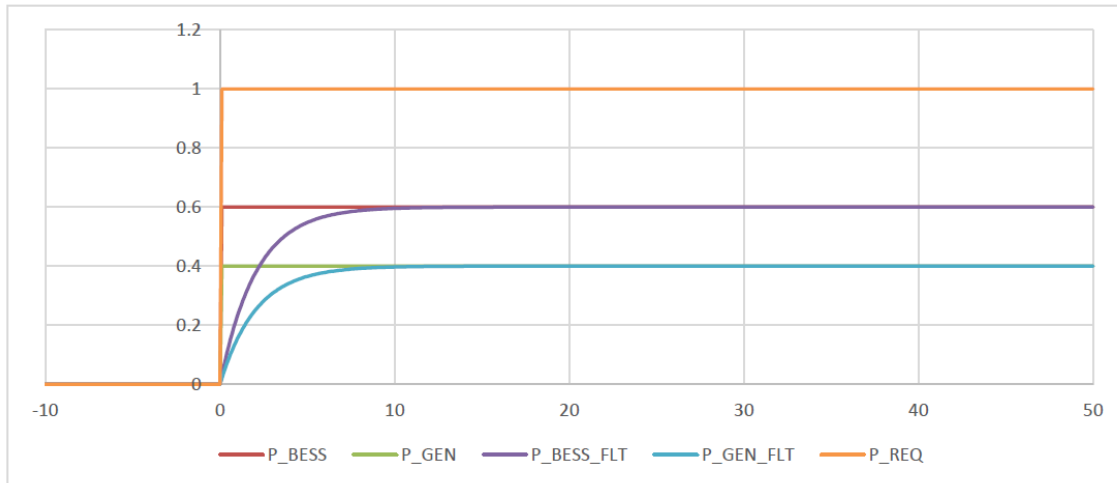
Nota. Tomado de: Especificaciones Técnicas del Proyecto BESS Termozipa.

La potencia requerida sube instantáneamente, y esa carga es asumida enteramente por el turbogenerador.

Subfrecuencia fuera de la banda muerta,  $97\% \text{CEN} < P_g < 100\% \text{CEN}$

**Figura 24.**

*Diagrama potencias ante subfrecuencia con carga turbogenerador entre 97% y 100%.*

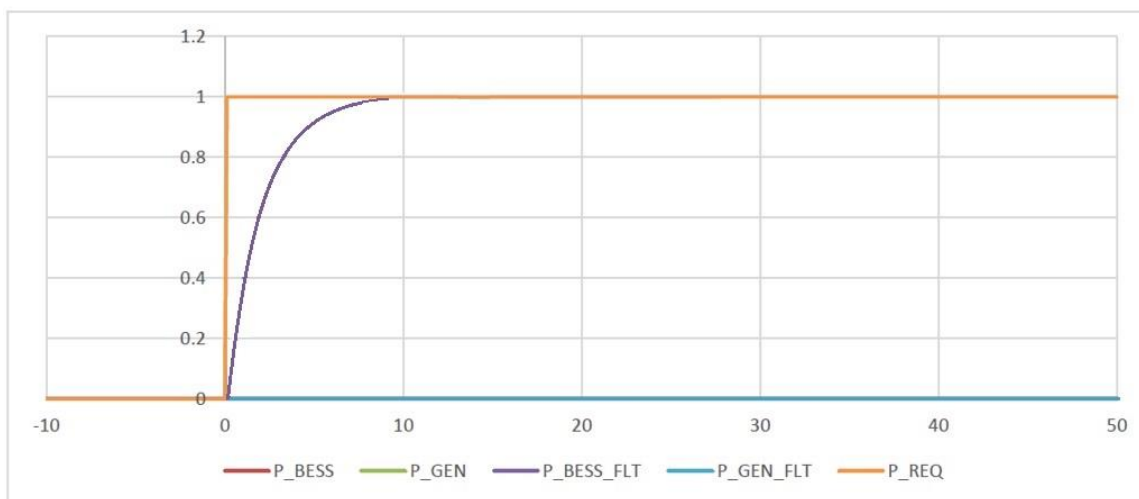


Nota. Especificaciones Técnicas del Proyecto BESS Central Termozipa

Es una situación en que el turbogenerador tiene margen de subida de potencia, por lo que se realizará una respuesta combinada. Por una parte, el turbogenerador subirá a su máxima potencia, y el resto será proporcionado por el BESS.

**Subfrecuencia fuera de la banda muerta,  $P_g=100\%$  CEN****Figura 25.**

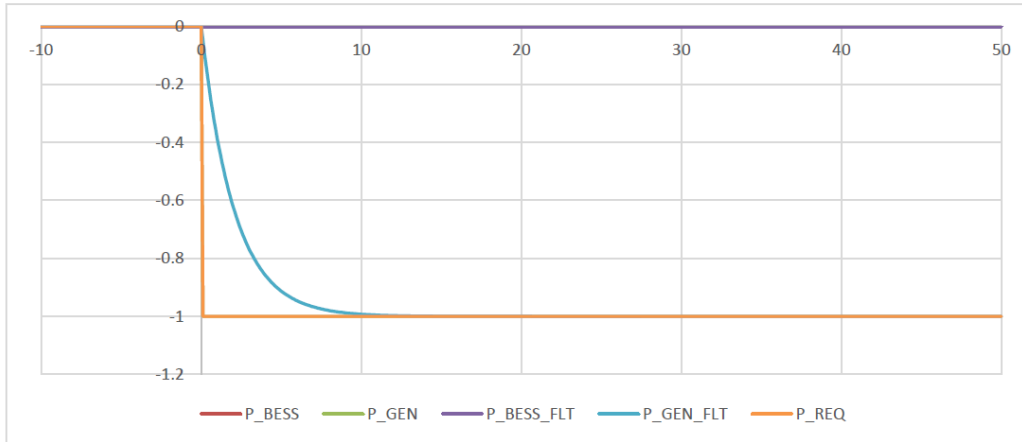
*Diagrama potencias ante subfrecuencia con carga turbogenerador al 100%.*



Nota. Especificaciones Técnicas del Proyecto SAEB Central Termozipa

El turbogenerador no tiene margen a subir carga, por lo que la potencia requerida es aportada enteramente por el SAEB.

**Sobrefrecuencia fuera de la banda muerta**

**Figura 26.***Diagrama potencias ante sobrefrecuencia*

Eje vertical MW. Eje horizontal: seg

Nota. Especificaciones Técnicas del Proyecto SAEB Central Termozipa

En esta situación es el turbogenerador el que bajará la carga requerida, mientras que el SAEB no realizará ninguna labor.

## 6. Servicios Complementarios

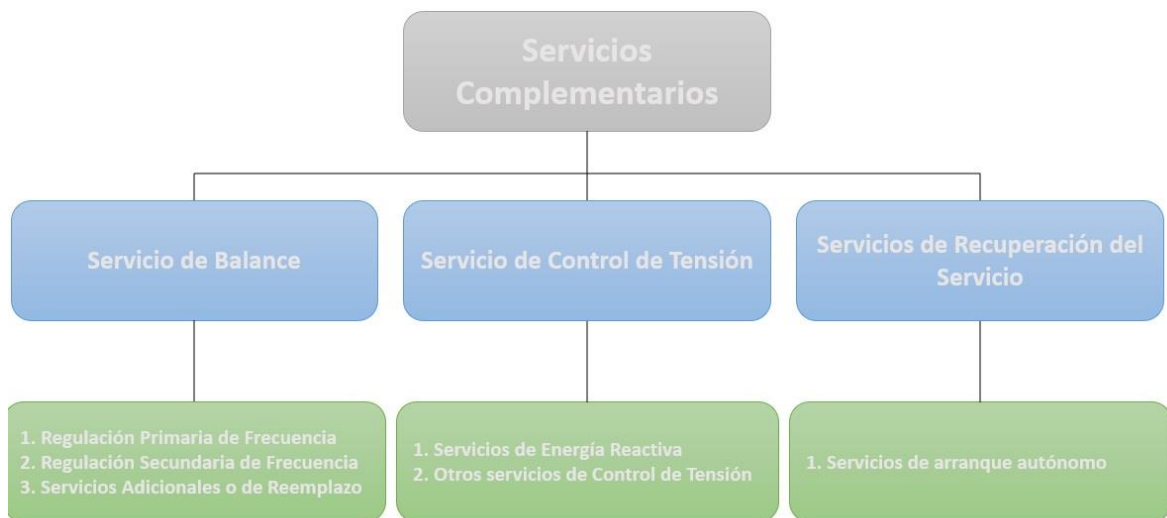
Los servicios complementarios permiten operar los sistemas eléctricos dentro de parámetros de calidad, seguridad y eficiencia (Rebours et al., 2007), esto teniendo en cuenta que las variables eléctricas están en constante cambio ante variaciones en la relación generación-demanda, o ante caída de tensión los nodos del sistema por el flujo de carga, etc. Dicho lo anterior,

la importancia de los SSCC radica en que a través de estos servicios se puede controlar principalmente los niveles de tensión y de frecuencia en un sistema interconectado.

En la figura 26 se muestran las diferentes categorías de servicios complementarios que se prestan en Colombia.

**Figura 27.**

*Esquema de Servicios Complementarios*



Estos servicios tendrán una mayor relevancia, para garantizar la estabilidad de los parámetros eléctricos teniendo en cuenta la alta penetración de *Fuentes de Energías Renovables No Convencionales* – FERNC.

En Colombia la prestación de SSCC se puede dar bajo dos escenarios:

1. de manera obligatoria, como requisito de interconexión al SIN, para el caso de la regulación primaria de frecuencia; o

2. como resultado de un mecanismo contractual en un mercado competitivo, el cual se aplica generalmente al Control Automático de Generación – AGC (por sus siglas en inglés *Automatic Generation Control*).

El aumento de la participación en la matriz energética de las FERNC traerá desafíos para enfrentar los desbalances de energía debido al cambio imprevisto en la generación de este tipo de plantas. De acuerdo a las proyecciones en (UPME, 2019 p167) donde se realiza una estimación de la matriz energética para el año 2030, donde se indica que la producción de energías de centrales eólicas y fotovoltaicas puede alcanzar una participación de 21 %, equivalente a 5,5 GW. Este escenario de participación de las FERNC necesariamente deberá estar soportado en un nuevo mercado de servicios complementarios que permitan actuar rápidamente ante los cambios repentinos de generación de energía que suponen este tipo de fuentes.

El Código de Operación, emitido en la resolución CREG 25 de 1995, define los siguientes Servicios complementarios (SSCC):

### **6.1 Servicios de balance**

El servicio de balance procura establecer en todo tiempo la condición en la cual la carga sea igual a la generación, el objetivo de este primer grupo de SSCC es tener la frecuencia del sistema dentro de una banda muerta que oscila entre 59,97 Hz y 60,03 Hz. La causa principal de estos desbalances es la salida de grandes generadores o cargas importantes. Los principales SSCC se definen a continuación:

### **6.1.1 Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)**

La Resolución CREG 25 de 1995 define este servicio como *“aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a cambios súbitos de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la planta debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.”*

Este Servicio Complementario es de obligatorio cumplimiento para todas las unidades de generación despachadas centralmente y no se remunera. La principal característica técnica de esta reserva rodante es que es equivalente al 3% de la generación horaria programada. Es por esta razón que todas las centrales despachadas centralmente deben estar en capacidad de aumentar o disminuir su generación en este porcentaje para responder a los cambios que se puedan presentar en el SIN.

El cumplimiento de esta obligación por parte de los agentes generadores despachados centralmente es auditable por parte del Centro Nacional de Despacho, CND, el cual a más tardar después de un día hábil de ocurrido un evento de frecuencia envía una solicitud a todas las plantas que se encontraban en generación al momento del evento, con el fin de corroborar la correcta operación del mecanismo de RPF. En caso que se compruebe que una planta no estaba prestando efectivamente el servicio de RPF deberán pagar una penalización por el incumplimiento.

De acuerdo con (CREG, 2018) en la actualidad en el SIN no se tiene definido un modelo de mercado para la RPF, sin embargo, se está revisando la experiencia internacional respecto a este tema.

### **6.1.2 Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC – Automatic Generation Control)**

En la misma Resolución CREG 25 de 1995 se define la regulación Secundaria de Frecuencia o AGC como *“aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria”*.

El AGC se usa para corregir los desbalances carga-generación, la cual entra a operar cuando la frecuencia del sistema no ingresa a la banda muerta después de 30 segundos de iniciado el evento de frecuencia. En estos casos el agente generador al cual se le ha asignado el servicio de AGC disminuye o aumenta la energía generada para compensar el desbalance presentado. El servicio de AGC es telecomandado desde el CND.

## **7. Oportunidades en el mercado de energía colombiano para los SAEB**

La propuesta regulatoria que está contemplando en (CREG, 2018, p216) para los SSCC la divide en 2 categorías:

- Las que se obtienen a partir de contratos a largo plazo. En este grupo se encuentran los SSCC de arranque autónomo o control de tensión
- Las que se obtienen a través del mercado de corto plazo. En esta categoría se pueden ubicar productos tales como control de frecuencia.

Para efectos de estudio de usos en mercados de SSCC el SAEB Termozipa se ubica en la segunda categoría: mercados de corto plazo, teniendo en cuenta las capacidades técnicas de este sistema no se puede emplear para servicios de arranque autónomo.

Con los resultados de las pruebas de comisionamiento y puesta en marcha el SAEB Termozipa, se garantiza una autonomía de 20 minutos para entrega de potencia máxima, sin embargo, para efectos de no llevar al límite la capacidad de descarga se tiene previsto una descarga a full ratio de 15 minutos correspondiente a los 7 MW del SAEB disponibles de las 4 unidades de generación.

### 7.1 Oportunidad de uso para RPF del Sistema SAEB Termozipa

A la luz de la Resolución CREG 023 de 2001, el servicio de RPF es de obligatorio cumplimiento y además no es remunerada la prestación de este servicio. Como ya se mencionó en apartados anteriores, las características técnicas deben ser las siguientes:

**Tabla 5.**

*Características de parámetros para RPF*

<b>Tiempo de respuesta</b>	<b>0 – 10 segundos</b>
Tiempo de sostenimiento de respuesta	30 segundos
Reserva rodante	3%
Banda muerta	+/- 30 mHz
Estatismo	4% - 6%

Respecto al mecanismo de asignación y la remuneración del servicio, es factible considerar un mercado competitivo donde cada uno de los agentes generadores participe de manera voluntaria, ya que la obligatoriedad del servicio, como requisito de conexión puede causar

inversiones innecesarias por parte de los agentes, y eventualmente una sobre oferta y un mayor costo del servicio. Además, la remuneración de este servicio permitiría reflejar apropiadamente en un concepto independiente el costo de la prestación y la amortización de las inversiones necesarias para ello, cumpliendo los requerimientos del sistema, así como establecer pagos por disponibilidad o cumplimiento.

La obligatoriedad de prestar el servicio de RPF, no remunerable, genera el inconveniente de que los agentes generadores existentes deben reservar el 3% de su CEN para prestar este servicio, lo que ocasiona una disminución en los ingresos por venta de energía, y para los proyectos que se están planeando esto representa un mayor costo para sobredimensionar un 3% sus instalaciones para poder cumplir con los requisitos.

Para las plantas de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) por medio de la resolución CREG060/2019, que modifica el Reglamento de Operación para permitir la conexión de este tipo de plantas al SIN, en el capítulo 12 se establece los siguientes puntos:

Parágrafo 1. Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR deben estar en capacidad de prestar el servicio de regulación primaria para eventos de sobre-frecuencia y subfrecuencia. Para ser declaradas en operación comercial, deben realizar pruebas de respuesta primaria ante eventos de sobre-frecuencia y sub-frecuencia como se establece en el numeral 7.7 del Código de Operación.

Parágrafo 2. Transitoriamente, las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR, se excluyen de la obligatoriedad de la prestación del servicio de respuesta primaria para eventos de sub-frecuencia. Cuando la CREG lo decida se deberá prestar este servicio.

Si bien en la actualidad, solo se está considerando la RPF para eventos de sobre frecuencia, la CREG tiene la facultad de determinar desde cuando las plantas no convencionales deberán

entregar el servicio de regulación también para eventos de sub-frecuencia y de acuerdo con lo manifestado por el operador del mercado, este requisito debe hacerse exigible cuando el nivel de integración en MW de la generación variable empiece a ser relevante para el sistema; en el caso colombiano cuando la capacidad total instalada de esta generación sea mayor o igual al 15% y menor al 25% de la demanda máxima diaria de potencia eléctrica. Como ya se mencionó al inicio del capítulo 5, se espera que para el año 2030 el sistema eléctrico colombiano opere con cerca de 5 GW de generación variable, lo cual puede poner de manifiesto la exigencia del cumplimiento de la prestación del servicio de RPF para estas plantas.

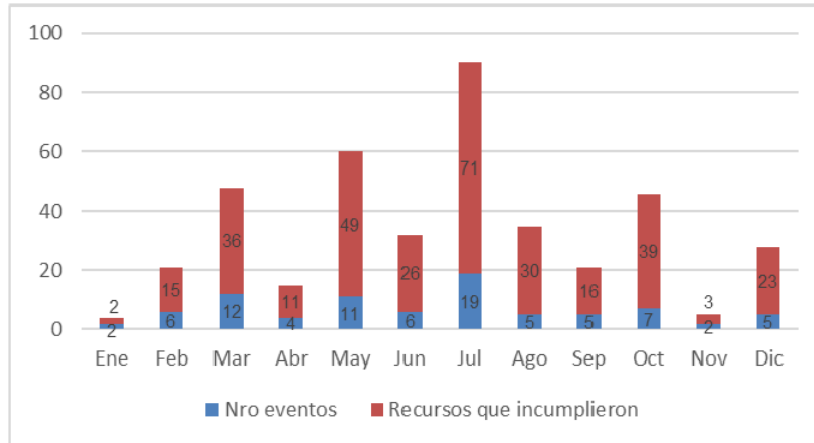
En el caso de una central de generación típica, el tema no reviste mayor problema, sin embargo, el impacto de esta exigencia a las plantas no convencionales es tanto económico como operativo, es por esto que en este tipo de plantas la opción de un mercado de RPF tiene una alta relevancia. A futuro se ve necesario implementar un mercado para brindar el soporte de SSCC a este tipo de plantas y garantizar la operación óptima del sistema. El esquema de negocio puede consistir en la compra de estos servicios en el mercado energético, con esto se facilita la entrada de este tipo de proyectos.

Aunque desde el punto de vista operativo las centrales tradicionales están más preparadas para la prestación de los SSCC, la realidad es que estos servicios no son prestados de manera oportuna, lo que significa que el sistema está operando muchas veces por fuera de los parámetros de calidad establecidos en el Código de Operación y como consecuencia se tiene la imposición de multas a los agentes incumplidos. Esta es otra perspectiva de la posibilidad de establecer el servicio de RPF como un mercado independiente, ante la alta tasa de incumplimientos en la prestación de este servicio por parte de los agentes que participan en el mercado de energía en el SIN. En (CREG,

2018) XM muestra el número de eventos no atendidos ante variaciones de frecuencia, situación que se resume para el año 2017, situación que se representa en la figura 28.

### Figura 28.

*Número de eventos y agentes penalizados durante eventos de RPF*



Nota. Tomada de Documento CREG, 2018

Ante este panorama es conveniente estimar el beneficio de tener un mercado competitivo para la prestación de SSCC, ya que los agentes que salen despachados no se verán afectados por sanciones económicas y a la vez, los agentes que ofrecen este servicio tienen la oportunidad de generar ingresos adicionales; además, desde el punto de vista operativo se tendrá un sistema con mayor estabilidad y confiabilidad. Este esquema de mercado evitaría la imposición de multas a los agentes incumplidos ante la no operación de los esquemas de RPF.

Teniendo en cuenta la información expuesta anteriormente, se estima necesario que el servicio de regulación primaria de frecuencia sea asignado por medio de subastas donde puedan participar las plantas de generación de todas las tecnologías y los SAEB. De acuerdo con la

experiencia en otros países, se puede proponer un mercado por medio de subastas anuales, de acuerdo a los requerimientos del sistema.

La remuneración de estos servicios tal como se resumen en (UPME, 2019) se realiza en la mayoría de países por capacidad y energía. Para que el modelo de negocio sea rentable se debe incluir en la remuneración los costos del proyecto, operación y mantenimiento y no solamente por precio de energía en el mercado spot ordinario.

La regulación también debe contemplar una tarifa diferenciada para la compra de energía que permita el cargue de las baterías, ya que plantear una tarifa plena como usuario comercial no sería financieramente viable.

El panorama también resulta atractivo para los SAEB en cuanto al almacenamiento de energía, ya que se puede dar en los eventos de sobrefrecuencia, momento en el cual puede almacenar energía del sistema y además se tiene la posibilidad de generar ingresos por la participación en la RPF en eventos de subfrecuencia.

## **7.2 Control Rápido de Frecuencia - CRF**

Dentro de las posibilidades de uso de las instalaciones del SAEB Termozipa, se puede establecer un mercado de SSCC que tenga como característica la velocidad de respuesta. De acuerdo a la definición de los consultores de la CREG en (UPME, 2019), este servicio deberá operar de forma automática, y los agentes asignados deberán entregar el 100% de su compromiso en un tiempo muy corto que puede ser incluso de un (1) segundo. Al igual que en el caso de los servicios de regulación de frecuencia, el regulador deberá estimar el tiempo mínimo de aporte, de acuerdo con las tecnologías disponibles y las necesidades identificadas en el sistema.

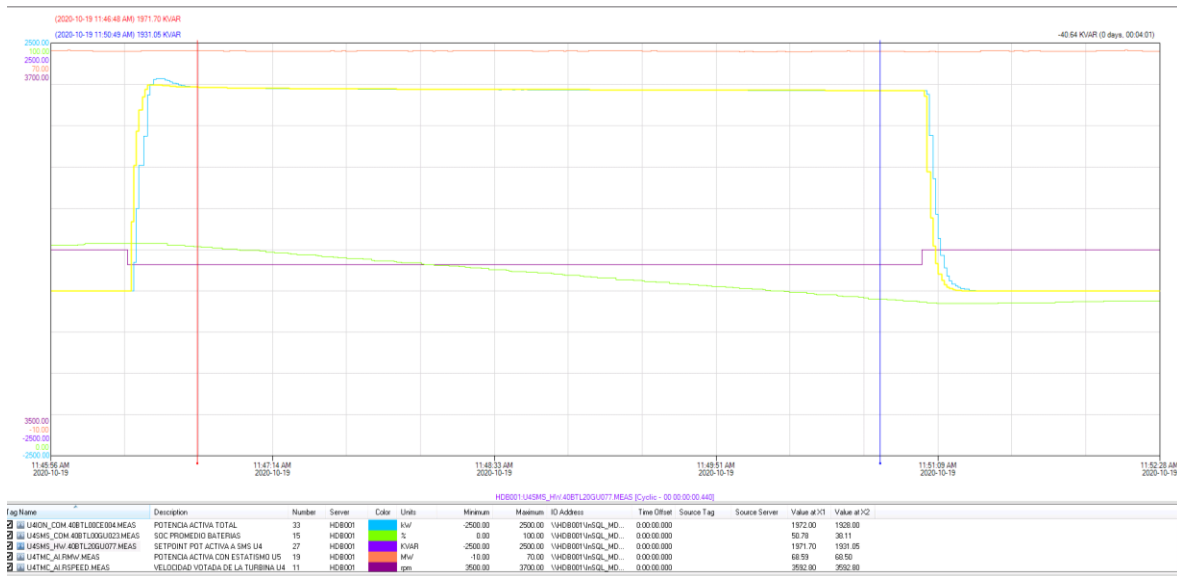
Esta característica de velocidad en la respuesta ante cambios de frecuencia está demostrada en la operación del SAEB Termozipa, en la imagen 30 se muestra la velocidad y precisión ante un evento simulado de escalón de frecuencia. Durante la puesta en marcha de este sistema se pudo comprobar que los tiempos de respuesta de estos sistemas oscilan entre los 300 a los 700 ms. Este tipo de características, representa una diferenciación en los precios ofertados de SSCC para este tipo de tecnologías.

Este es un nuevo mercado que se está contemplando en diferentes sistemas eléctricos a nivel mundial debido a las ventajas que ofrecen los sistemas de baterías, como por ejemplo restablecer el sistema en una frecuencia crítica, de tal manera que la acción de un conjunto de sistema CRF hagan entrar la frecuencia del sistema en la banda muerta, teniendo en cuenta la alta velocidad y precisión en la llegada a la potencia objetivo.

En el mismo documento (UPME, 2019) se establece el mecanismo que se puede plantear para la remuneración de este servicio que sería la disponibilidad y utilización, esta última corresponderá al precio spot del servicio correspondiente al periodo en el cual se realiza la inyección de energía.

**Figura 29.**

*Resultados de prueba de puesta en marcha BESS U4 TMZ*



Nota. Tomada de sistema DCS Central Termozipa

### 8. Propuestas regulatorias para los SAEB en el mercado de energía en Colombia

Como ya se ha mencionado en capítulos anteriores, se avanza en la construcción de una reglamentación que permita el ingreso al mercado de los SAEB como opción para la prestación de los SSCC.

En la figura 32, la UPME presenta las propuestas regulatorias para la formación de un mercado para los SSCC. Como se puede observar en dicha figura, la RPF y el CRP ya están pensados como servicios que un agente puede ofertar, a diferencia de lo que actualmente estipula

la reglamentación, en la cual la RPF es un Servicio Complementario que los agentes despachados centralmente están obligados a cumplir.

Como se puede observar también se incluye el CRF, que es un mercado altamente favorable para los SAEB.

**Figura 30.**

*Propuestas regulatorias para SSCC en Colombia*

Categoría	Servicio	Propuesta Regulatoria	
		Mecanismo de implementación	Frecuencia del proceso
Balance	Control rápido de frecuencia	Licitación	Determinado por Operador
	Control primario de frecuencia	Oferta	Diario
	Control secundario de frecuencia	Oferta	Diario
	Control terciario de frecuencia	Oferta	Diario
Control de tensión	Control de tensión	Licitación	Determinado por Operador
Recuperación de Servicio	Control de Contingencia	Licitación /Prestación directa	Anual
	Plan de Recuperación de Servicio	Licitación /Prestación directa	Determinado por Operador

Nota. Tomado de: UPME, 2019.

Se está trabajando desde la CREG en una propuesta regulatoria en la cual cada agente que participa en el mercado de energía, oferte además de energía lo siguientes 4 productos para SSCC:

1. Una cantidad disponible de MW para RPF a un precio de US \$/MW
2. Una cantidad disponible de MW para RSF a subir a un precio de US \$/MW

### 3. Una cantidad disponible de MW para RSF a bajar a un precio de US \$/MW

Hasta el momento no se cuenta con las restricciones técnicas que se exigirán para la prestación de SSCC, es decir, restricciones por potencia / energía disponible, tiempo mínimo de actuación, etc. Estos parámetros definirían si es viable o no, desde el punto de vista reglamentario la participación de los SAEB de Termozipa.

Es de anotar que algunas de las experiencias a nivel mundial, mostradas en (Baetens, 2016), indican que es factible el uso de las instalaciones del SAEB Termozipa para los SSCC. En la tabla 13 se observan las características exigidas a los sistemas SAEB para el servicio de RSF.

Respecto a otras exigencias a nivel mundial, el SAEB Termozipa está dentro del rango de los parámetros técnicos para SSCC.

## Figura 31.

### *Requisitos para la RSF en algunos países de Europa*

Requisito	Austria	Eslovenia	Hungría	Romania
Oferta mínima en el mercado	5 MW	1 MW	1 MW	10 MW
Agregación de generadores es permitida	Si	Si	Si	No
Agregación de respuesta de la demanda es permitida	Si	Si	No	No
Periodicidad de la oferta	Semanal	Anual	D-1	D-1
¿Es necesario presentar una oferta simétrica?	No	Si	Si	No
A qué resolución es producida la capacidad ofertada	12h/semana 48h/fin de semana	1 años/Oferta 1h/activación	1 hora/Oferta 15 min/activación	1h
Tiempo de activación solicitado	5 min	-	15 min 2 MW/min	15 min 2 MW/min
Límite de tolerancia permitido	3 %	-	mínimo (1 %, 2MW)	1 %

Nota. Tomado de: Baetens, 2016.

## 9. Conclusiones

En los estudios que se realizaron en el subárea del Atlántico, se evidencia que los sistemas de almacenamiento SAEB ayudan a mitigar la congestión de las redes de transporte y mejora el balance entre la demanda y el consumo. Adicionalmente permite estabilizar el funcionamiento del SIN, y mejora la calidad de la prestación del servicio que se refleja en la seguridad de la red eléctrica ya que los SAEB pueden brindar servicios complementarios en cuanto a la regulación de frecuencia y tensión, arranque autónomo entre otros.

Durante la revisión bibliográfica se observó que en Colombia aún no están regulados los servicios complementarios, a pesar de la existencia de varios estudios realizados por la Comisión de Regulación de Energía Gas, y de las resoluciones existentes: CREG 127 2018, CREG 098 2019, CREG 074 2021. En ellas se han planteado los beneficios que ofrecen los SAEB y la necesidad de que los SSCC sean implementados para optimizar el servicio que se presta a la comunidad a través de las redes de transporte de energía Eléctrica.

A través de la Resolución CREG 098, se reglamentó el procedimiento para la incorporación de los sistemas de almacenamiento SAEB en Colombia, con el fin de mitigar los problemas causados por la insuficiencia en redes de transmisión y los atrasos presentados en el planeamiento de expansión. La UPME ya lanzó una convocatoria y el proyecto fue asignado para que se construyan los sistemas SAEB en el Atlántico, por lo cual se identifica la necesidad de regular con prontitud los servicios complementarios asociados a esta nueva tecnología, para que puedan ser implementados en las zonas del país que requieran mitigar las falencias que se presenten en el SIN.

La incorporación del Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías, SAEB, en la red es muy prometedora a futuro desde el punto de vista económico y medioambiental, ya que ayuda a minimizar el costo de las infraestructuras beneficiando la operación de la red de transporte del SIN. Sin embargo, los obstáculos para la implementación de los SAEB siguen siendo la demora en el establecimiento de la reglamentación que debe regular al sector eléctrico.

A nivel mundial se observa la tendencia de aumentar la capacidad de almacenamiento a través de los SAEB, con el fin de tener suficientes recursos energéticos para así poder brindar un mejor servicio al usuario, partiendo de que son energías renovables, limpias, sustentables y que el almacenamiento de energía a través de esta tecnología es la clave para un fuerte crecimiento de estas energías renovables, lo cual a su vez requerirá baterías que sean seguras y de bajo costo para que sea sostenible para el estado y de esta manera contribuir a la descarbonización mundial teniendo cero emanaciones de dióxido de carbono.

En Chile se observa la celeridad que ha tenido la generación de proyectos en el año 2022 para implementar los BESS asociados a las plantas solares fotovoltaicas buscando tener un mayor desarrollo de las Energías Renovables no Convencionales para suplir las necesidades previstas a futuro por el calentamiento global que disminuiría ostensiblemente el nivel de agua de las plantas hidroeléctricas y la generación de la energía eléctrica a través de este sistema, adicionalmente se espera que algunos de los proyectos que están implementando la nueva tecnología de almacenamiento que ofrecen los BESS al entrar en funcionamiento en 2023, contribuyan a los objetivos nacionales de descarbonización de un 80% de electricidad limpia para 2030 y un 100% para 2050. Cabe anotar que los proyectos que están implementando esta nueva tecnología de almacenamiento, también brindarán solidez a la red y a la infraestructura de transmisión y distribución existente, Sistema Interconectado Central, SIC.

A nivel mundial sigue creciendo la implementación de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías BTM, lo cual conlleva a que el usuario directo tenga un gran ahorro en su factura y pueda implementar el uso de los Vehículos eléctricos y vehículos eléctricos híbridos enchufables, manteniendo un suministro estable, seguro, eficaz e ininterrumpido de la energía eléctrica.

Todos los países se han propuesto a contribuir con el objetivo de tener cero emisiones de dióxido de carbono y están comprometidos con la implementación de recursos energéticos de fuentes renovables como la fotovoltaica y la eólica, incluyendo los sistemas BESS, para abastecer en forma segura y eficiente el servicio.

El incremento acelerado de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) en la matriz energética en Colombia, implica retos operativos importantes en aspectos como la frecuencia y la tensión, que deben ser analizados por el ente regulador. Como parte de la solución para este desafío se deben implementar mercados de servicios complementarios ayuden a resolver estos inconvenientes.

El uso de instalaciones SAEB con propósitos de participación en un mercado de SSCC es competitivo teniendo en cuenta sus características de velocidad y precisión para alcanzar el valor objetivo de energía de acuerdo a la lectura de las consignas del sistema. Esta puede ser una ventaja en la posible participación en un mercado que tenga en cuenta estos elementos diferenciadores.

El SAEB Termozipa está en capacidad de ofertar una capacidad de 7 MW de potencia instalada y una capacidad de inyección de energía de hasta 1,7 MW-h, por lo cual se hace factible su uso en un futuro mercado de SSCC. De acuerdo a las capacidades de energía determinadas para los racks de baterías se estima que se puede sostener una inyección de 7MW durante 20 minutos,

sin embargo para no llevar el equipo a condiciones extremas de operación se estima un tiempo efectivo de inyección de 15 minutos.

De las pruebas de puesta en marcha del SAEB Termostato se concluye que la respuesta ante eventos simulados de frecuencia tiene una alta velocidad y precisión, características que tienen ventajas en el mercado de SSCC de CRF. Durante las pruebas se han tenido tiempos de respuesta de entre 700 ms y 1 s.

Dentro de las revisiones preliminares de adaptación del sistema SAEB Termostato se estima la modificación en el sistema de potencia a nivel de 13,8 kV para incluir elementos de corte que permitan la operación del sistema con unidades fuera de servicio. Se identifica también la necesidad de la modificación de los algoritmos en el SMS para operar en condiciones de unidades fuera de servicio.

### Referencias Bibliográficas

- Baetens, R.; Dierckxsens, C.; Mijlemans, L.; Joseph, P.; Krisper, U.; Lacko, R.; Ořtir, T.; Paravan, D.; Artać, G.; Popit, A. & Markoćić, R. (s.f.) *Deliverable 1.1 - Requirements for DR and DG participation in aFRR Markets*
- Baur, S. (2020). *Going beyond Order 841 to more meaningful FERC storage policy*.  
<https://www.utilitydive.com/news/going-beyond-order-841-to-more-meaningful-ferc-storage-policy/584129/>
- Brown, G. (2020). *FERC Order 841 mattered, but state interconnection rules*.  
<https://solarbuildermag.com/featured/ferc-order-841-mattered-but-state-interconnection-rules/>
- CMS Law.tax.future. (2015). *Electricity Law and Regulation in Germany*.  
<https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-electricity/germany>
- CMS Law.tax.future. (2018). *Energy Storage Regulation in Germany*  
<https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-energy-storage/germany>
- Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas. (30, agosto, 2019). *Resolución 098 “Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar por la falta e insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional”*. Bogotá, D.C. No. 098. 22 p.
- Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas.. (18, octubre, 2018). *Resolución 127 “Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento en el Sistema Interconectado Nacional”*. Diario Oficial. Bogotá, D.C. 2018. No.127. 26 p.

Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas. (16, junio, 2021). *Resolución No. 074. “Por la cual se definen las exigencias de calidad del servicio para los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica aprobados en la Resolución CREG 098 de 2019”*. Bogotá, D.C. No.098. 7 p.

Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas. (25, Ago. 2021). *Resolución No. 110. “Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para SAEB La Arenosa S.A.S. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento del Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías en el departamento del Atlántico, de acuerdo con la convocatoria UPME STR 01-2021”*. Bogotá, D.C. 2021. No.110. 5 p.

Colombia, Unidad De Planeación Minero Energética, UPME.. (01, febrero, 2016). *Resolución 40095 “Por la cual se adopta el Plan de expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029”*. Diario Oficial. Bogotá, D.C. 2016. No.40095.

Colthope, A. (2021). *U.S. Large-Scale cumulative battery storage power capacity, 2002/24*. <https://www.energy-storage.news/us-utilities-set-to-add-10000mw-of-battery-storage-to-the-grid-by-2023/>

Colthorpe, A. (2020). *FERC Order 841: US about to take ‘most important’ step towards clean energy future*. <https://www.energy-storage.news/ferc-order-841-us-about-to-take-most-important-step-towards-clean-energy-future/>

Colthorpe, A. (2020). *Germany’s new draft renewable energy laws are ‘a slap in the face for prosumers’*. <https://www.energy-storage.news/germanys-new-draft-renewable-energy-laws-are-a-slap-in-the-face-for-prosumers/>

Colthorpe, A. (2022). *CATL sells 900MWh of BESS to US independent power producer for Texas projects*. <https://www.energy-storage.news/catl-sells-900mwh-of-bess-to-us-independent-power-producer-for-texas-projects/>

Colthorpe, A. (2022). *Majority of 10GW battery energy storage coming online in next two years in US paired with solar PV*. <https://www.energy-storage.news/majority-of-10gw-battery-energy-storage-coming-online-in-next-two-years-in-us-paired-with-solar-pv/>

Colthorpe, A. (2022). *REW's 196MW solar, 80MWh BESS Project in Georgia comes online*. <https://www.energy-storage.news/rwes-196mw-solar-80mwh-bess-project-in-georgia-comes-online/>

Comisión de Regulación de Energía y Gas, (16, junio, 2021), “*Calidad del servicio para los SAEB definidos en la Resolución CREG 098 de 2019*”, Documento CREG 060-2021, Bogotá D.C. 12 p.

Comisión de Regulación de Energía y Gas, (18, octubre, 2018), “*Mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con baterías en el Sistema Interconectado Nacional*”, Documento CREG 095-18, Bogotá D.C.p.5-13

Comisión de Regulación de Energía y Gas, (30, agosto, 2019), “*Mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con baterías en el Sistema Interconectado Nacional*”, Documento CREG 064-19, Bogotá D.C.p.5-37.

Comisión Nacional de Energía, (2017). *Reglamentos de Coordinación y Operación Sistemas de Almacenamiento*. [https://investchile.gob.cl/wp-content/uploads/2017/04/CNE-Licitaciones-Andre%CC%81s-Romero\\_Abr-17.pdf](https://investchile.gob.cl/wp-content/uploads/2017/04/CNE-Licitaciones-Andre%CC%81s-Romero_Abr-17.pdf)

Consejo Nacional de Operación, CNO. (01, octubre, 2020). *Acuerdo No. 1354. Por el cual se aprueban los capítulos de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con*

- Baterías, (SAEB) que se conecten al SIN: “Definiciones”, “Condiciones Técnicas para la conexión y pruebas que deben cumplir antes de su entrada en su operación comercial”, “Definición y formato de reporte de los parámetros técnicos (SAEB)” y “Requisitos de entrada en operación comercial de los SAEB”.* Bogotá, D.C. 2020. No.1354.
- Dillon L, (2022). *Ameresco Awarded 6-MW Battery Energy Storage System (BESS) at U.S. Army’s Fork Detrick Base.*  
<https://www.businesswire.com/news/home/20220504005230/en/Ameresco-Awarded-6-MW-Battery-Energy-Storage-System-BESS-at-U.S.-Army%E2%80%99s-Fort-Detrick-Base>
- EIA U.S. Energy Information Administration. (2018) *U.S. Battery Storage Market Trends*  
<https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/archive/2018/>
- EIA U.S. Energy Information Administration. (2020) *Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends*  
<https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/archive/2020/>
- EIA U.S. Energy Information Administration. (2021) *Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends.* <https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/>
- El Periódico de la Energía, (21 de 05 de 2021), *Alemania instalará 150.000 baterías de almacenamiento fotovoltaico residencial este año, un 42% más.*  
<https://elperiodicodelaenergia.com/alemania-instalara-150-000-baterias-de-almacenamiento-fotovoltaico-residencial-este-ano-un-42-mas/>
- Electricidad La revista energética de Chile, (2022) *Energía Solar: parque fotovoltaico de 90 MW es aprobado para instalarse en la Región Metropolitana.*

- <https://www.revistaei.cl/2022/04/20/energia-solar-parque-fotovoltaico-de-90-mw-es-aprobado-para-instalarse-en-la-region-metropolitana/>
- Electricidad La revista energética de Chile. (2018). *Baterías en Chile buscan dar un paso más en Servicios Complementarios*. <https://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/baterias-chile-buscan-dar-paso-mas-servicios-complementarios/>
- Electricidad La revista energética de Chile. (2022) *Así será la planta solar fotovoltaica más de Chile que inició su construcción*. <https://www.revistaei.cl/2022/06/07/asi-sera-la-planta-solar-fotovoltaica-mas-de-chile-que-inicio-su-construccion/>
- Enel-Emgesa, (2021). *Enel-Emgesa inaugura el primer sistema de baterías de almacenamiento de energía de Colombia*. <https://www.enel.com.co/es/prensa/news/d202104-inauguracion-primer-sistema-baterias-de-almacenamiento.html>
- Energía Estratégica. (2022) *Sudamérica: Innergex contrató almacenamiento a Mitsubishi Power por 425 MWh en baterías*. <https://www.energiaestrategica.com/sudamerica-innergex-contrato-almacenamiento-a-mitsubishi-power-por-425-mwh-en-baterias/>
- Energías Renovables El periodismo de las energías limpias, (2022) *Chile: las plantas solares Innergex en Atacama contarán con sendos sistemas de almacenamiento*. <https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/chile-las-plantas-solares-de-innergex-en-20220518>
- Energías Renovables, El periodismo de las energías limpias. (17 de 05 de 2019). *En el Green Power inaugura en Alemania un sistema de almacenamiento de energía de 22 MW*. <https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/enel-green-power-inaugura-en-alemania-un->

- 20190517#:~:text=%22Cremzow%20BESS%20nos%20permite%20respaldar,de%20energ%C3%ADa%20renovable%20est%C3%A1n%20maduros%22.
- Energy Knowledgebase by Enerdynamics, (s.f.). *FERC Order 888*.  
<https://energyknowledgebase.com/topics/ferc-order-888.asp>
- Future Power Technology, (2021). *Lunen-Daimler-BESS, -Germany*. <https://www.power-technology.com/marketdata/lunen-daimler-bess-germany/>
- Future Power Technology, (2021). *Magdeberg-SK Innovation-BESS, Germany*.  
<https://www.power-technology.com/marketdata/magdeberg-sk-innovation-bess-germany/>
- Holmes, W (2012). *Upcoming Webinar on Order No. 755 (Frequency Regulation) and Energy Storage*. <https://www.lawofrenewableenergy.com/2012/04/articles/solar/upcoming-webinar-on-order-no-755-frequency-regulation-and-energy-storage/>
- IEA, (2021). *How rapidly will the global electricity storage market grow by 2026?*  
<https://www.iea.org/articles/how-rapidly-will-the-global-electricity-storage-market-grow-by-2026>
- IEA, (2021). *Net Zero by 2050, A roadmap for the Global Energy Sector*.  
<https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- IEEEExplore. (2013). *Overview of FERC Order No. 755 and proposed MISO implementation*.  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/6672959>
- IRENA, (2020). *Battery Storage Paves Way for a Renewable-Powered Future*.  
<https://www.irena.org/newsroom/articles/2020/Mar/Battery-storage-paves-way-for-a-renewable-powered-future#:~:text=Globally%20energy%20storage%20deployment%20in,40%25%20ea>

ch%20year%20until%202025.&text=Currently%2C%20utility%2Dscale%20stationary%20batteries,%2C%20complementing%20utility%2Dscale%20applications

John, ST, (2020). 'Enormous Step' for Energy Storage as Court Upholds FERC Order 841, Opening Wholesale Markets. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/court-upholds-ferc-order-841-opening-wholesale-markets-to-energy-storage>

Jones Day, (2011), *FERC Issues Order No. 755: Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets*. <https://www.jonesday.com/en/insights/2011/10/ferc-issues-order-no-755-frequency-regulation-compensation-in-the-organized-wholesale-power-markets>

Kirkcuburn, (2020), *What Entrepreneurs need know about FERC'S Order No. 841*. <https://kirkcuburn.com/2020/01/23/what-entrepreneurs-need-to-know-about-fercs-order-no-841/>

Klausen, M. (2017). *Market Opportunities and Regulatory Framework Conditions for Stationary Battery Storage Systems in Germany*. [https://www.researchgate.net/publication/320697420\\_MARKET\\_OPPORTUNITIES\\_AND\\_REGULATORY\\_FRAMEWORK\\_CONDITIONS\\_FOR\\_STATIONARY\\_BATTERY\\_STORAGE\\_SYSTEMS\\_IN\\_GERMANY](https://www.researchgate.net/publication/320697420_MARKET_OPPORTUNITIES_AND_REGULATORY_FRAMEWORK_CONDITIONS_FOR_STATIONARY_BATTERY_STORAGE_SYSTEMS_IN_GERMANY)

Krokowski, S. (2021). *Electricity Storage Subsidies in Germany*. <https://lghomebatteryblog.eu/en/electricity-storage-subsidies-in-germany/>

Larraín, F. (2022) Las oportunidades que plantean las baterías BESS para la operación del sistema eléctrico. *Electricidad La revista energética de Chile*. <https://www.revistaei.cl/columnas/las-oportunidades-que-plantean-las-baterias-bess-para-la-operacion-del-sistema-electrico/#>

- Mannan, S. (2012), *Less' Loss Prevention in the Process Industries, Hazard Identification and Control*. Chap. 3. Legislation and Law, 3.3 U.S. Regulatory Agencies.  
<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/federal-power-commission>
- Martin, J. (2007), *Energy Law Alert: Order No. 890: FERC Creates New Transmission Service Rules for Wind Energy; 'Prying Open The Black Box'*. <https://www.stoel.com/energy-law-alert-order-no-890-ferc-creates>
- Murray, C. (2022). *German Energy storage market: residential dominates but utility-scale BESS grows nearly 6x*. <https://www.energy-storage.news/german-energy-storage-market-2021-residential-dominates-but-utility-scale-bess-grows-nearly-6x/>
- Murray, C. (2022). *Germany finally gives energy storage its own legal definition*. <https://www.energy-storage.news/germany-finally-gives-energy-storage-its-own-legal-definition/>
- Murray, C. (2022). *Utility-scale energy storage in US tripled in 2021 while growth of other clean energy stalled*. <https://www.energy-storage.news/utility-scale-energy-storage-in-us-tripled-in-2021-while-growth-of-other-clean-energy-stalled/>
- Office of Energy Initiatives, (2022). *US Army to add battery energy storage to existing solar Project*.  
[https://www.army.mil/article/254823/us\\_army\\_to\\_add\\_battery\\_energy\\_storage\\_to\\_existing\\_solar\\_project](https://www.army.mil/article/254823/us_army_to_add_battery_energy_storage_to_existing_solar_project)
- Parada, D. (2018). *Aplicaciones técnicas y económicas de sistemas BESS en parques eólicos y fotovoltaicos en el sistema eléctrico chileno*. Santiago de Chile: Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Eléctrica.

PretiFlaherty, Energy Policy Up Date. (2011). *FERC Order promotes energy storage.*

<http://energypolicyupdate.blogspot.com/2011/12/ferc-order-755-promotes-energy-storage.html>

Rebours Y., Kirschen D. y Trotignon M.,(2007). Fundamental design issues in markets for ancillary services. *The Electricity Journal*. Vol., pp. 26-34

Roca, J. (2021), El Periódico de la Energía. *RWE elige la tecnología de SMA Solar para los dos proyectos de almacenamiento en baterías más grandes de Alemania.*

<https://elperiodicodelaenergia.com/rwe-elige-la-tecnologia-de-sma-solar-para-los-dos-proyectos-de-almacenamiento-en-baterias-mas-grandes-de-alemania/>

Sánchez, (2022). *EE UU financiará la asistencia técnica para desarrollar BESS en República Dominicana.*

<https://www.pv-magazine-latam.com/2022/02/02/ee-uu-financiara-la-asistencia-tecnica-para-desarrollar-bess-en-republica-dominicana/>

Sánchez, P. (2022) *La chilena Sphera Energy lanza la venta proyectos por 2 GW fotovoltaicos con BESS.* *PV Magazine.*

<https://www.pv-magazine-latam.com/2022/03/21/la-chilena-sphera-energy-lanza-la-venta-proyectos-por-2-gw-fotovoltaicos-con-bess/>

Sholz U. and Wessling H. (2021). *Electricity regulation in Germany: overview.*

[https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/5-524-0808?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/5-524-0808?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true)

SMA Sunbelt Energy (2018.) *Frequency regulation Langenreichengach, Germany.*

<https://www.sma-sunbelt.com/references/large-scale-battery-solutions-bess/langenreichenbach-frequency-regulation.html>

Stinson, (2013). *Energy Insight: FERC Order 784-Accommodating The Battery; Supporting Electricity Storage*. <https://www.jdsupra.com/legalnews/energy-insight-ferc-order-784accommoda-66671/>

T&D World Conference & Exhibition, (2017), *FERC Order 1000: Five Things You need to Know*. <https://www.tdworld.com/substations/article/20969538/ferc-order-1000-five-things-you-need-to-know>

Thompson, (s.f.). Trans Missives, Comentary on the U.S. electricity system and energy issues. *Restructuring: The Effects of FERC Orders 888, 889, and 2000*. <https://transmissives.com/the-story-of-the-grid/restructuring-the-effects-of-ferc-orders-888-889-and-2000/>

Thompson, (s.f.). Trans Missives, Comentary on the U.S. electricity system and energy issues. *The Energy Policy Act of 2005 and FERC order 890*. <https://transmissives.com/the-story-of-the-grid/the-energy-policy-act-of-2005-and-ferc-order-890-3/>

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. (2015), “*Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029*”, Bogotá D.C.

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. (2018) *Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) Informe Final Completo Revisión 2* Bogotá D.C.

Wikipedia The Free Encyclopedia: (16 de 02 de 2022). *Organización regional de Transmisión (América del Norte)*. [https://en.wikipedia.org/wiki/Regional\\_transmission\\_organization\\_\(North\\_America\)#:~:text=ISOs%20and%20RTOs%20coordinate%20generation,demand%20for%20electricity%20in%20balance](https://en.wikipedia.org/wiki/Regional_transmission_organization_(North_America)#:~:text=ISOs%20and%20RTOs%20coordinate%20generation,demand%20for%20electricity%20in%20balance)

Winston & Strawn, (2013). FERC issues Order No. 784: Third-party provision of ancillary services; accounting and financial reporting for new electric storage technologies (RM11-24-000; ad 1013-000). <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=b64047c3-1b83-4c6c-bd46-9bd2728d273f>