



# Comisión de Regulación de Energía y Gas



**Por la cual se definen los mecanismos para  
incorporar sistemas de almacenamiento de  
energía eléctrica con baterías en el Sistema  
Interconectado Nacional**

**DOCUMENTO CREG-901 380**

**19 de junio de 2026**

**CIRCULACIÓN:**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE  
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

## TABLA DE CONTENIDO

|       |                                                                                                                                                  |    |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.    | INTRODUCCIÓN.....                                                                                                                                | 7  |
| 2.    | ANTECEDENTES.....                                                                                                                                | 8  |
| 2.1   | REGULACIÓN QUE HA APLICADO A SAEB EN COLOMBIA.....                                                                                               | 8  |
| 2.2   | CONVOCATORIA UPME STR 01-2021.....                                                                                                               | 10 |
| 2.3   | ACUERDOS CNO RELACIONADOS CON LA RESOLUCIÓN CREG 098 DE 2019.....                                                                                | 11 |
| 2.4   | SAEB INSTALADOS EN CONJUNTO CON PLANTAS EN COLOMBIA.....                                                                                         | 12 |
| 2.5   | ESTADO ACTUAL DE LAS REGLAS DEL MEM.....                                                                                                         | 14 |
| 2.6   | ESTADO ACTUAL SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (SSCC) EN COLOMBIA.....                                                                                  | 17 |
| 2.7   | REMUNERACIÓN Y COSTO DEL MERCADO ACTUAL DE AGC Y GENERACIÓN DE<br>SEGURIDAD.....                                                                 | 20 |
| 2.8   | MARCO NORMATIVO Y POLÍTICA PÚBLICA.....                                                                                                          | 27 |
| 3.    | DIAGNÓSTICO.....                                                                                                                                 | 29 |
| 3.1   | APLICACIONES DE LOS SAEB.....                                                                                                                    | 29 |
| 3.2   | INTEGRACIÓN DE SAEB A PROYECTOS DE GENERACIÓN.....                                                                                               | 33 |
| 3.3   | TECNOLOGÍAS DE BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS.....                                                                                                     | 35 |
| 3.4   | EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....                                                                                                                   | 38 |
| 3.4.1 | ANÁLISIS DE DISPONIBILIDAD.....                                                                                                                  | 40 |
| 3.4.2 | MARCO PARA LA CONEXIÓN DE UN SAEB.....                                                                                                           | 43 |
| 3.4.3 | EFICIENCIA DE CICLO COMPLETO (ROUND TRIP).....                                                                                                   | 54 |
| 3.4.4 | MECANISMOS DE REMUNERACIÓN.....                                                                                                                  | 55 |
| 3.5   | COSTOS Y TECNOLOGÍAS.....                                                                                                                        | 66 |
| 3.5.1 | ESTRUCTURA DE COSTOS (CAPEX Y O&M).....                                                                                                          | 67 |
| 3.5.2 | COSTO NIVELADO DE ALMACENAMIENTO (LCOS).....                                                                                                     | 68 |
| 3.6   | OTROS PROBLEMAS IDENTIFICADOS Y SUGERENCIAS SOBRE EL SIN, BATERÍAS O<br>SSCC POR PARTE DE XM, CNO, ESTUDIOS, AGENTES O ENTIDADES DEL SECTOR..... | 69 |
| 4.    | PROBLEMAS, CAUSAS Y CONSECUENCIAS.....                                                                                                           | 81 |
| 5.    | OBJETIVOS.....                                                                                                                                   | 83 |
| 6.    | RESOLUCIÓN CREG 701 103 DE 2025.....                                                                                                             | 83 |
| 6.1.1 | REGLAS DEL SAEB COMO ACTIVO DE RED.....                                                                                                          | 84 |

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 2  |

|        |                                                                                                                                                    |     |
|--------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 6.1.2  | REGLAS DEL SAEB INDEPENDIENTE CON SERVICIOS COMERCIALIZABLES.....                                                                                  | 89  |
| 6.1.3  | RECURSOS DE GENERACIÓN HÍBRIDOS (PLANTAS Y/O UNIDAD DE GENERACIÓN + SAEB) 94                                                                       |     |
| 6.1.4  | OTROS SERVICIOS A IMPLEMENTAR (APLICA TANTO A SAEB, COMO GENERACIÓN U OTROS RECURSOS).....                                                         | 95  |
| 6.1.5  | REQUISITOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS PARA LA CONEXIÓN: APLICA PARA SAEB CONECTADOS AL SIN Y SAEB INSTALADOS EN PLANTAS Y/O UNIDADES DE GENERACIÓN..... | 96  |
| 6.1.6  | PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD.....                                                                                                      | 99  |
| 6.1.7  | MODIFICACIONES NECESARIAS EN EL REGLAMENTO DE OPERACIÓN.....                                                                                       | 100 |
| 6.1.8  | PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN.....                                                                                                                     | 102 |
| 7.     | ESTUDIO DEL BID AÑO 2026.....                                                                                                                      | 102 |
| 8.     | ANÁLISIS DE COMENTARIOS Y RESPUESTA.....                                                                                                           | 108 |
| 8.1    | OBJETO, ÁMBITO, DEFINICIONES, ANÁLISIS AIN U OTROS.....                                                                                            | 110 |
| 8.1.1  | DEFINICIONES.....                                                                                                                                  | 110 |
| 8.1.2  | OBJETO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN.....                                                                                                                 | 112 |
| 8.1.3  | ANÁLISIS AIN.....                                                                                                                                  | 117 |
| 8.1.4  | OTROS.....                                                                                                                                         | 118 |
| 8.2    | TÍTULO I SAEB COMO ACTIVOS DE RED.....                                                                                                             | 119 |
| 8.2.1  | PROPÓSITOS.....                                                                                                                                    | 119 |
| 8.2.2  | IDENTIFICACIÓN DEL SAEB.....                                                                                                                       | 119 |
| 8.2.3  | EFICIENCIA MÍNIMA.....                                                                                                                             | 120 |
| 8.2.4  | REMUNERACIÓN.....                                                                                                                                  | 121 |
| 8.2.5  | CALIDAD DEL SERVICIO, DISPONIBILIDAD.....                                                                                                          | 121 |
| 8.2.6  | FRONTERAS DE MEDICIÓN.....                                                                                                                         | 122 |
| 8.2.7  | TRATAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE ENERGÍA.....                                                                                                         | 122 |
| 8.2.8  | CARGA Y DESCARGA DEL SAEB.....                                                                                                                     | 122 |
| 8.2.9  | PARTICIPACIÓN EN LOS PROCESOS DE SELECCIÓN.....                                                                                                    | 123 |
| 8.2.10 | MODIFICACIÓN DE LA FPO EN PROCESOS DE SELECCIÓN.....                                                                                               | 123 |
| 8.2.11 | GARANTÍA.....                                                                                                                                      | 123 |
| 8.2.12 | INTERVENTORÍA.....                                                                                                                                 | 124 |
| 8.2.13 | POSIBILIDAD DE RETIRO.....                                                                                                                         | 124 |

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 3  |

|        |                                                                                                                |     |
|--------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 8.2.14 | DECRETO 393 DE 2026.....                                                                                       | 124 |
| 8.3    | TÍTULO II SAEB CAPÍTULOS DE SAEB PARA SERVICIOS COMERCIALIZABLES Y TÍTULO III SAEB PARA RECURSOS HÍBRIDOS..... | 125 |
| 8.3.1  | PARTICIPACIÓN AL TIEMPO EN EL MEM Y CÓMO ACTIVOS DE RED.....                                                   | 125 |
| 8.3.2  | DESPACHO, BOLSA, <i>PEAK SHAVING</i> , ARBITRAJE Y CONTRATOS.....                                              | 125 |
| 8.3.3  | DECLARACIÓN DE DISPONIBILIDAD Y PROCESO DE CARGA Y DESCARGA EN EL DESPACHO.....                                | 134 |
| 8.3.4  | SERVICIO DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.....                                                             | 136 |
| 8.3.5  | SERVICIO DE AGC.....                                                                                           | 139 |
| 8.3.6  | SERVICIOS DE ARRANQUE AUTÓNOMO O BLACK START.....                                                              | 142 |
| 8.3.7  | INERCIA EMULADA Y CORTO CIRCUITO.....                                                                          | 147 |
| 8.3.8  | MANTENIMIENTOS.....                                                                                            | 147 |
| 8.3.9  | GENERACIÓN DE SEGURIDAD.....                                                                                   | 147 |
| 8.3.10 | REGLAMENTAR NUEVOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....                                                              | 149 |
| 8.3.11 | CAMBIOS ESTRUCTURALES EN EL MERCADO.....                                                                       | 150 |
| 8.3.12 | OBLIGACIONES EN EL MERCADO.....                                                                                | 151 |
| 8.3.13 | DESVIACIONES ENTRE DECLARACIÓN DE DISPONIBILIDAD Y GENERACIÓN REAL Y LAS DESVIACIONES EN AGC.....              | 152 |
| 8.3.14 | HÍBRIDOS.....                                                                                                  | 152 |
| 8.3.15 | INFLEXIBILIDAD.....                                                                                            | 155 |
| 8.3.16 | AGREGACIÓN, COMUNIDADES ENERGÉTICAS, OTROS.....                                                                | 155 |
| 8.3.17 | CARGA Y PRECIO DE CARGA DEL SAEB.....                                                                          | 157 |
| 8.3.18 | CARGO POR CONFIABILIDAD.....                                                                                   | 162 |
| 8.4    | TÍTULO IV - DISPOSICIONES TRANSVERSALES.....                                                                   | 164 |
| 8.4.1  | TRANSVERSAL.....                                                                                               | 164 |
| 8.4.2  | REGLAS ASIGNACIÓN CAPACIDAD.....                                                                               | 170 |
| 8.4.3  | REGLAS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN.....                                                                            | 171 |
| 8.4.4  | REGLAS DE CONEXIÓN PARA MENORES DE 5 MW.....                                                                   | 183 |
| 8.4.5  | ACTUALIZACIÓN DE LAS REGLAS TÉCNICAS Y OPERATIVAS.....                                                         | 185 |
| 8.4.6  | FRONTERAS COMERCIALES.....                                                                                     | 185 |
| 8.4.7  | TIEMPOS DE IMPLEMENTACIÓN CND SIC LAC C.N.O.....                                                               | 187 |

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 4  |

|       |                                               |     |
|-------|-----------------------------------------------|-----|
| 8.4.8 | AMPLIACIÓN PLAZO DE COMENTARIOS.....          | 191 |
| 8.4.9 | TALLER, MEDIOS DE DIVULGACIÓN.....            | 191 |
| 8.5   | TÍTULO V - DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS..... | 191 |
| 9.    | ANÁLISIS DE IMPACTO.....                      | 195 |
| 10.   | INDICADORES DE SEGUIMIENTO.....               | 197 |
| 11.   | CONCLUSIONES.....                             | 197 |
| 12.   | ABOGACIA DE LA COMPETENCIA.....               | 198 |
| 13.   | RESPUESTA ABOGACIA DE LA COMPETENCIA.....     | 200 |

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 5  |

## Índice de siglas

|                               |                                                                                                                                                                                                    |
|-------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| AGC                           | Regulación secundaria de frecuencia                                                                                                                                                                |
| AGGE                          | Autogenerador a Gran Escala. Son de capacidad instalada mayor a 1 MW                                                                                                                               |
| AGPE                          | Autogenerador a Pequeña Escala. Son de capacidad instalada menor o igual a 1 MW.                                                                                                                   |
| ASIC                          | Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales                                                                                                                                              |
| CAISO                         | Operador Independiente del Sistema de California                                                                                                                                                   |
| CND                           | Centro Nacional de Despacho                                                                                                                                                                        |
| C.N.O.                        | Consejo Nacional de Operación                                                                                                                                                                      |
| CREG                          | Comisión de Regulación de Energía y Gas                                                                                                                                                            |
| GD                            | Generador Distribuido. Son de capacidad instalada menor de 1 MW.                                                                                                                                   |
| ESP                           | Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios                                                                                                                                                        |
| LAC                           | Liquidación y Administración de Cuentas                                                                                                                                                            |
| MEM                           | Mercado de Energía Mayorista                                                                                                                                                                       |
| MME                           | Ministerio de Minas y Energía                                                                                                                                                                      |
| NEM Australia                 | National Electricity Market Australia                                                                                                                                                              |
| NERC                          | North American Electric Reliability Corporation                                                                                                                                                    |
| OR                            | Operador de Red                                                                                                                                                                                    |
| PC                            | Corresponde al punto de conexión al STN, STR o SDL como se define en la Resolución CREG 038 de 2014, o aquella que la modifique o sustituya.                                                       |
| SAEB                          | Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías                                                                                                                                                  |
| SAEB independiente            | SAEB instalado en el SIN que no comparte activos de conexión con alguna planta y/o unidad de generación y tiene frontera de generación exclusiva asociada al SAEB.                                 |
| Recurso de Generación Híbrido | Se refiere a una planta y/o unidad de generación que en sus instalaciones contiene un SAEB y su conjunto (planta y/o unidad de generación - SAEB) tiene asociado una única frontera de generación. |
| SIN                           | Sistema Interconectado Nacional                                                                                                                                                                    |
| SSCC                          | Servicios complementarios                                                                                                                                                                          |
| SSPD                          | Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios                                                                                                                                               |
| UPME                          | Unidad de Planeación Minero Energética                                                                                                                                                             |
| XM SA ESP                     | Empresa encargada de la operación del mercado y del sistema. Se usará de forma general la sigla XM                                                                                                 |

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 6  |

## 1. INTRODUCCIÓN

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) enfrenta actualmente limitaciones estructurales que afectan su capacidad para operar con eficiencia, confiabilidad y resiliencia. Uno de los principales problemas identificados es la insuficiencia de capacidad de transporte de energía eléctrica, causada por retrasos sostenidos en la ejecución de proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y de los Sistemas de Transmisión Regional (STR)<sup>1</sup>. Esta situación ha restringido la capacidad del sistema para evacuar adecuadamente la generación disponible, la entrada en operación de los proyectos de generación y podría afectar la atención de la demanda. Otra consecuencia conocida es que se puede incrementar la dependencia de esquemas operativos transitorios como la generación de seguridad.

Al respecto el planeador ha identificado obras estructurales para aliviar estos problemas<sup>2</sup>, sin embargo, la realidad operativa del sistema requiere soluciones adicionales que puedan implementarse más rápidamente. En este contexto, los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) se han planteado como una alternativa tecnológica ágil y viable para prestar servicios que mitiguen los efectos negativos de las limitaciones de red y para otros problemas operativos. Para lo anterior y para su integración al SIN se requiere establecer la regulación sobre exigencias técnicas, reglas de ejecución, reglas de calidad, de mercado, entre otros aspectos.

Además de su posible rol como soluciones temporales frente a restricciones de red, los SAEB han sido identificados como tecnologías con capacidad técnica para prestar servicios como regulación de tensión, servicios de frecuencia como regulación primaria y secundaria de frecuencia (AGC), e incluso para ser integrados a proyectos de generación con el fin de mejorar su comportamiento operativo. En especial, se ha identificado con el CND que las desviaciones de plantas solares están llegando a abarcar toda la reserva de AGC e incluso usar el despacho por seguridad. Este último caso está siendo analizado con el CND con el fin de estudiar qué medidas adicionales a las de la Resolución CREG 701 086 de 2025 se deben tomar en un muy corto plazo.

En cualquier caso, para la integración de SAEB, es necesario establecer la regulación que contenga las condiciones de habilitación, técnicas, operación y coordinación dentro del sistema eléctrico.

En consecuencia, dado el avance de las tecnologías de almacenamiento y su creciente incorporación en sistemas eléctricos a nivel internacional, la CREG ha reconocido la necesidad de revisar y actualizar el marco del reglamento de operación para permitir la entrada de las SAEB de forma explícita y analizar qué servicios pueden implementarse.

<sup>1</sup> Estudio de Flexibilidad XM 2024

<https://www.xm.com.co/noticias/6946-publicacion-estudio-de-flexibilidad-2024>

<sup>2</sup> Proyecto Primer paquete Obras urgentes -2024 UPME

[https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Documento\\_Obras\\_Urgentes.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Documento_Obras_Urgentes.pdf)

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 7  |

El anterior análisis se realiza en el proyecto de Resolución CREG 701 103 de 2025 que se puede acceder en el siguiente enlace:

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto\\_Resoluci%C3%B3n\\_CREG\\_701\\_103\\_2025/](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_103_2025/)

Este documento define el marco normativo específico que permite la integración efectiva de los SAEB, evaluando los requerimientos técnicos y operativos que deben solicitarse y cuales servicios deben ser remunerados.

## 2. ANTECEDENTES

### 2.1 Regulación que ha aplicado a SAEB en Colombia

Con las metodologías establecidas en la regulación para la expansión del SIN se ha incentivado la participación de diferentes agentes en la expansión del STN y de los STR; sin embargo, en algunos casos se presentan atrasos en la entrada en operación de proyectos relacionados con la construcción de redes, que conllevan a una mayor necesidad de generación de seguridad en esas áreas con el correspondiente incremento en el valor de las restricciones. Como una de las opciones para mitigar esta situación, se han identificado los sistemas de almacenamiento de energía (SAEB).

Con el propósito de mitigar los inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el STN o STR, causada por dichos atrasos, la Comisión expidió las Resoluciones CREG 098 de 2019 y 101 023 de 2022 que definieron la regulación para la instalación de SAEB para solucionar temporalmente dichas situaciones.

En general, las anteriores normas contenían las siguientes temáticas para incorporación de SAEB:

- Identificación de la necesidad, por parte de un agente o de la UPME.

Reglas de ejecución del proyecto, iniciando con el proceso de selección del agente adjudicatario encargado de su operación y mantenimiento durante el periodo de pagos. La persona jurídica seleccionada debería constituirse en empresa de servicios públicos.

En estas reglas se incluyeron los lineamientos de participación en procesos de selección, los documentos, criterios de selección y obligaciones.

- Reglas de la fecha de puesta en operación y su modificación.

La fecha de puesta en operación comercial de un SAEB, en la que el adjudicatario cumpliera los requisitos para la conexión y operación y el SAEB estuviera disponible para operar.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 8  |

- Reglas de remuneración.

La remuneración del adjudicatario del proceso de selección se realizaría con base en la oferta económica del proponente, que se denominaría Ingreso Anual Esperado, IAE. Es importante resaltar que la IAE es un todo: costos asociados con la preconstrucción (incluyendo diseños, estudios, licencias ambientales y demás permisos o coordinaciones interinstitucionales) y construcción (incluyendo la interventoría y las acciones que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto), el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes. Adicionalmente, el IAE debía cubrir toda la estructura de costos y de gastos en que incurra el proponente seleccionado, en desarrollo de su actividad y en el contexto de las leyes y la reglamentación vigente.

El LAC sería el responsable de actualizar y pagar el valor mensual al agente adjudicatario, el cual se deriva del IAE.

- Reglas de conexión y operación.

En la norma se delegó al CNO para la determinación de las condiciones técnicas a exigir, lo cual se presentará en el siguiente numeral.

- Reglas del uso de la energía.

Para los procesos de carga y descarga se debía cumplir con la programación que definiera el CND en el proceso de despacho, incorporando dichas instancias en el problema de optimización.

El SAEB debe cumplir con una eficiencia mínima determinada por la UPME.

Con base en la energía tomada del sistema y la energía almacenada al principio y al final del mes se realizaría un balance con el propósito de estimar la energía que debió ser entregada al sistema para cumplir el requisito de eficiencia mínima. El faltante de energía para cumplir con esta eficiencia se facturaría al agente adjudicatario, y se aplicaría como un menor valor de restricciones.

- Calidad del servicio

Se tendría reporte de eventos con base en las reglas para activos de uso del STN o STR y compensación por incumplimiento de horas máximas de indisponibilidad y por eventos no programados.

- Garantías

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 9  |

El ejecutor del proyecto debería asegurar, mediante la constitución de una garantía, que la instalación del SAEB se realizará en las condiciones y fechas establecidas en los documentos de selección.

- Reglas de seguimiento e interventoría.

Reglas para verificar el avance de la ejecución con respecto a su cronograma y reglas para la selección y obligaciones del interventor.

Las disposiciones establecidas en esta resolución fueron limitadas a un periodo de aplicación de un poco más de dos años, comprendido entre el 6 de septiembre 2019 y el 31 de diciembre de 2022. Esto, considerando que su propósito era solucionar las situaciones de retrasos en la ejecución y entrada en operación de los proyectos de expansión requeridos en el STN y STR que estaban causando afectación en la continuidad de prestación del servicio y mayores costos en la prestación del servicio. Sin embargo, este mecanismo no debería convertirse en un reemplazo de la ejecución oportuna de los proyectos requeridos en el sistema.

## 2.2 Convocatoria UPME STR 01-2021

A partir de las disposiciones regulatorias establecidas en la Resolución CREG 098 de 2019, en el mes de enero del año 2021 la UPME abrió la convocatoria pública UPME STR 01-2021 para la “Selección de un inversionista y un interventor para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías en el departamento de Atlántico”.

A este proceso de selección se presentaron 10 proponentes, resultando como adjudicataria el 2 de julio de 2021 la sociedad Canadian Solar Energy Colombia S.A.S.

En síntesis, el proyecto consistía en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, instalación, pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías con una capacidad de entrega al sistema de 45 MW / 45 MWh y duración mínima de entrega de una (1) hora conectado a la subestación Silencio 34.5kV, con el propósito de operar de manera automática y de manera remota, desde el CND, ante situaciones de sobrecarga o de contingencia N-1 de un listado específico de circuitos del STR del área del Atlántico.

La fecha de puesta en operación prevista para el proyecto era el 30 de junio de 2023. No obstante, esta fecha ha sido modificada en diferentes ocasiones por el Ministerio de Minas y Energía, como se muestra en la siguiente tabla:

*Tabla 1 Ajustes a la FPO de la convocatoria UPME STR 01-2021*

| <b>Resolución MME</b>                  | <b>Nueva FPO</b>   |
|----------------------------------------|--------------------|
| 40448 de 30 de junio de 2023. Recurso: | 12 de mayo de 2024 |

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 10 |

|                                       |                     |
|---------------------------------------|---------------------|
| 40528 de 24 de septiembre de 2023     |                     |
| 40151 de 2024 de 3 de mayo de 2024    | 22 de marzo de 2025 |
| 40285 de 2025 de 202 de junio de 2025 | 9 de julio de 2026  |

Las razones y el análisis a partir de los cuales se decidió el aplazamiento de la FPO pueden ser consultados en las mencionadas resoluciones.

Esta SAEB fue el único proyecto que fue identificado por la UPME y abierto a convocatoria para su ejecución, durante el periodo de aplicación de la Resolución CREG 098 de 2019.

2.3 Acuerdos CNO relacionados con la Resolución CREG 098 de 2019

El Acuerdo 1354, emitido por el CNO el 1 de octubre de 2020, aprobó los capítulos técnicos fundamentales que complementan la conexión y operación de los SAEB en el SIN.

En dicho acuerdo se incluyen las definiciones, las condiciones técnicas para la conexión, las pruebas requeridas antes de la operación comercial, los formatos para el reporte de parámetros técnicos y los requisitos para la entrada en operación comercial. Este acuerdo se desarrolló en el marco de la Resolución CREG 098 de 2019 y sustituyó al Acuerdo 1300 de 2020. Se resalta de este acuerdo que contiene los siguientes aspectos para incorporación de SAEB:

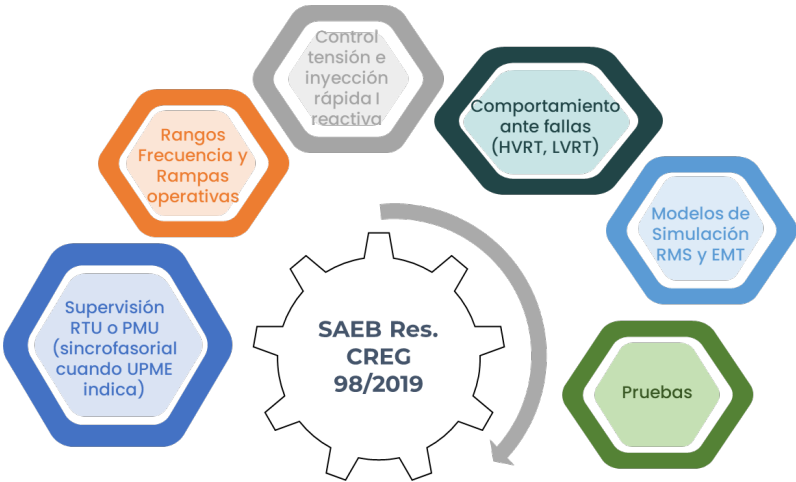


Ilustración 1 Acuerdo CNO 1354 de 2020 para conexión y operación de SAEB

Posteriormente, el Acuerdo 1675, del 2 de marzo de 2023, establece la conformación de la lista oficial de empresas auditoras autorizadas para realizar las pruebas de potencia reactiva en los SAEB. El acuerdo también menciona que la lista podrá ser modificada en el futuro siguiendo los procedimientos establecidos en el Acuerdo 770 de 2015.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 11 |

## 2.4 SAEB instalados en conjunto con plantas en Colombia

En Colombia para Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) que son de capacidad instalada menor o igual a 1MW), Generadores Distribuidos (GD) que son de capacidad instalada menor a 1 MW, y Autogeneradores a gran Escala (AGGE) de potencia máxima declarada menor a 5 MW<sup>3</sup>, se tiene la Resolución CREG 174 de 2021, la cual tiene la característica que los proyectos pueden contener baterías y las cuales se deben declarar indicando en el formulario de conexión la capacidad en kW y kWh<sup>4</sup>. Por lo tanto, el procedimiento de conexión ya contiene dicha posibilidad de forma explícita.

Para lo anterior es importante resaltar que existe una modificación en curso de la Resolución CREG 174 de 2021, la cual incluiría dentro del proceso de conexión plantas de generación con capacidad efectiva neta entre 1 y 5 MW. Por lo que de tenerse en firme dicha modificación, estarían cubiertos todos los recursos de generación con SAEB de capacidad menor de 5 MW.

En cuanto a mayores capacidades y para la aplicación de la Resolución CREG 075 de 2021, la CREG ha mencionado vía concepto lo que se describe a continuación para incorporación de SAEB junto con plantas.

Primero debe tenerse en cuenta lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 075 de 2021 que se transcribe a continuación:

*Artículo 4. Responsable de la asignación de capacidad de transporte. La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, será la responsable de recibir y resolver las solicitudes de asignación de capacidad de transporte en el SIN de los proyectos clase 1, con base en las disposiciones establecidas en la presente resolución.*

Con base en este artículo se entiende que es la UPME la entidad encargada de resolver las solicitudes de asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase 1. La definición de proyectos clase 1 se encuentra establecida en el artículo 2 de la Resolución CREG 075 de 2021 y se transcribe a continuación:

*Proyecto clase 1: proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración o autogeneración al SIN diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 030 de 2018, o aquella que la*

<sup>3</sup> La potencia máxima declarada es diferente a la capacidad instalada. La potencia máxima declarada es la capacidad vista en punto de conexión, la cual puede ser adaptable con equipos de control. Por lo tanto, la capacidad instalada puede ser para dichos AGGE de cualquier valor, pero la vista en punto de conexión si debe ser menor de 5 MW.

<sup>4</sup> Circular CREG 021 de 2022

<https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/9706d9d0df6439120525880d007de1e5.html>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 12 |

*modifique, adicione o sustituya. También se considerarán como proyectos clase 1 las modificaciones que se soliciten a las capacidades ya asignadas.*

Según esta definición, se consideran proyectos clase 1 la conexión de los usuarios y proyectos allí mencionados, así como las modificaciones a las capacidades ya asignadas. Resaltamos que no hacen parte de proyectos clase 1 los que aplican la Resolución CREG 174 de 2021 que ya se han citado anteriormente.

Ahora bien, con respecto al procedimiento para la asignación de capacidad de transporte en el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021 se estableció lo siguiente:

*Artículo 11. Procedimiento para la asignación de capacidad de transporte. La asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase 1 se llevará a cabo anualmente, a través de un procedimiento que será definido y publicado por el responsable de la asignación a más tardar el 31 de diciembre del 2021. En el procedimiento de asignación se identificará la prioridad que se dará a los criterios de que trata el artículo 12 y, si se considera necesario, el procedimiento podrá ser diferenciando por tipo o características del proyecto. Este procedimiento deberá estar publicado en la ventanilla única desde cuando esta entre en servicio.*

Así, de acuerdo con el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021, la UPME es la entidad responsable de establecer el procedimiento para resolver las solicitudes de asignación de capacidad de transporte y este procedimiento puede ser diferenciado dependiendo del tipo o las características del proyecto.

En cumplimiento de lo anterior, la UPME publicó la Resolución 528 de 2021 “Por la cual se establece el procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se establecen disposiciones sobre la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1 por parte de la UPME y se definen los parámetros generales de la Ventanilla Única.”

En el párrafo 2 del artículo 10 de la Resolución UPME 528 de 2021 se establece lo siguiente:

*Parágrafo 2. Para el caso de las solicitudes que consistan en el aumento de capacidad de transporte asignada a un proyecto clase 1 o la inclusión de una nueva tecnología como el caso de los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías, en un mismo punto de conexión, tendrá el trámite de una nueva solicitud según se determina en el numeral 1 del presente artículo.*

Con base en los antecedentes mencionados, en conclusión, puede observarse que en la Resolución CREG 075 de 2021 no se establecen disposiciones acerca del trámite que debe seguirse para la integración de baterías a proyectos de generación que cuenten capacidad de transporte asignada.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 13 |

No obstante, la UPME definió específicamente en el párrafo 2 del artículo 10 de la Resolución 528 de 2021 la forma en la que se tramitan las solicitudes de inclusión de sistemas de almacenamiento de energía con baterías en plantas que apliquen el proceso de conexión a través de la UPME. Sin embargo, es de conocimiento de la Comisión que este requisito está siendo revisado por la UPME, con base en el documento “Análisis de impacto normativo simple para la revisión de la Resolución UPME 528 de 2021 sobre la modificación de conceptos de asignación de capacidad de transporte para incluir sistemas de almacenamiento con baterías” publicado por la UPME mediante la Circular UPME 030 de 2025.

## 2.5 Estado actual de las reglas del MEM

En general, para vender energía en el mercado mayorista se debe ser empresa de servicios públicos domiciliarios o cualquier otro agente económico a los que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, y cumplir con los requisitos que se mencionan en los artículos 4 y 5 de la Resolución CREG 156 de 2011.

Dado que el mercado de energía mayorista corresponde al ámbito en donde se comercializan (i.e. compra y venta) grandes bloques de energía, las reglas que establece la CREG en cuanto a la generación aplican a todos los generadores, sin importar la tecnología o materia prima a partir de la cual producen la energía eléctrica. Lo anterior, en la medida en que, una vez que los electrones son producidos y se encuentran en el SIN, son un producto homogéneo e indistinguible.

Teniendo en cuenta lo anterior, cualquier agente interesado en participar en el mercado de energía mayorista como un generador de energía eléctrica, debe surtir una serie de etapas para la instalación de una planta, entre otras, las reglas de conexión y el registro para tranzar en el mercado de energía mayorista, MEM.

En cualquier caso, una planta de generación comercializa su energía en el MEM después de terminada su construcción y una vez celebrado el contrato de conexión, hecho el registro ante el ASIC, y hecho el registro de la frontera comercial de generación.

Las alternativas de comercialización y las reglas de conexión y operación en el MEM son reglamentadas por las principales resoluciones:

- Resolución CREG 054 de 1994. Por la cual se regula la actividad de comercialización de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.
- Resolución CREG 055 de 1994. Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.
- Resolución CREG 024 de 1995. Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 14 |

- Resolución CREG 025 de 1995. Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
- Resolución CREG 130 de 2019. Por la cual se definen los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado.
- Resoluciones CREG 086 de 1996. Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Sobre lo anterior, la Resolución CREG 096 de 2019 se extiende la opción de acceso al despacho central, a plantas mayores a 1 MW y menores a 20 MW conectadas al SIN.

En estas normas básicamente se define que la energía generada puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende un mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas, o puede ser vendida a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.

- Resolución CREG 131 de 1998. Por la cual se modifica la Resolución CREG199 de 1997 y se dictan disposiciones adicionales sobre el mercado competitivo de energía eléctrica (reglamentación a usuarios no regulados)
- Resolución CREG 063 de 2000. Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.
- Resolución CREG 064 de 2000. Por la cual se establecen las reglas comerciales aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, como parte del Reglamento de Operación del SIN.
- Resolución CREG 023 de 2001. Por la cual se modifican y adicionan las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-025 de 1995, aplicables al servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.
- Resolución CREG 034 de 2001. Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía y se definen los precios de la reconciliación positiva (despacho por seguridad).
- Resolución CREG 071 de 2006. Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 15 |

- Resolución CREG 156 de 2011. Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación.
- Resolución CREG 157 de 2011. Por la cual se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo, y se adoptan otras disposiciones.
- Resolución CREG 060 de 2019. Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN.

La Resolución CREG 060 de 2019, definió aspectos de conexión, operación, supervisión y medición en el STN y STR para plantas eólicas y solares fotovoltaicas. También reguló aspectos de operación de plantas filo de agua. Lo anterior, con el fin de contrarrestar la intermitencia de generación que tienen estas fuentes.

Actualmente se tiene en curso el proyecto de Resolución CREG 701 086 de 2025 para tratar el problema de desviaciones del programa de generación solares, eólicas y plantas filo de agua.

Así mismo, la Resolución CREG 148 de 2021 reguló la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW. Y en la Resolución CREG 101 011 de 2022 se regularon las reglas para conexión de plantas solares y eólicas al SDL, con capacidad nominal mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW. Esta última también aplica a autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada mayor a 1 MW y menor a 5 MW.

También se tienen los proyectos de Resolución CREG 701 098 y 099 de 2025 que proponen actualizaciones a las normas anteriores. Se destaca que en estos proyectos de resolución se tuvo en cuenta en la actualización la norma IEEE2800 de 2022 la cual aplica a cualquier elemento que se conecte a un sistema mediante inversores, por lo cual también aplicaría a un SAEB. Esto se desarrollará en este documento.

Finalmente, en cuanto a la forma de vender energía por un generador en el MEM, el agente generador por medio de la planta o plantas que represente vende energía a la bolsa de energía, en la cual puede tener contratos con otros agentes comercializadores o generadores y vender a precio de bolsa la energía generada en el despacho ideal que supere sus contratos.

Por lo cual, la venta y compra de energía en el MEM es a través de contratos financieros en los cuales la red de transporte no tiene influencia.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 16 |

En el sentido anterior, dicha característica es importante, pues la energía de un SAEB podría ser tratada como generación y tener un tratamiento similar en el MEM. Esto se desarrollará en este documento.

## 2.6 Estado actual Servicios Complementarios (SSCC) en Colombia

Los Servicios Complementarios (SSCC) son elementos fundamentales para garantizar la operación segura, confiable y eficiente del sistema eléctrico. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), los SSCC comprenden un conjunto de servicios que apoyan el equilibrio entre oferta y demanda, el control de tensión, la estabilidad de frecuencia, la restauración del sistema tras fallas, y otras funciones necesarias para mantener la calidad y continuidad del suministro eléctrico. Su implementación cobra especial relevancia en contextos donde la generación eléctrica depende cada vez más de fuentes intermitentes, como la solar y la eólica.

En Colombia el marco normativo vigente de los SSCC, conforme a la Ley 143 de 1994, está contenido en el Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995, donde se fijaron los criterios para su obligación de prestación, asignación y, si aplica, la remuneración. Pueden ser encontrados en el código de conexión y de operación de la misma resolución y se pueden resumir en la siguiente figura:

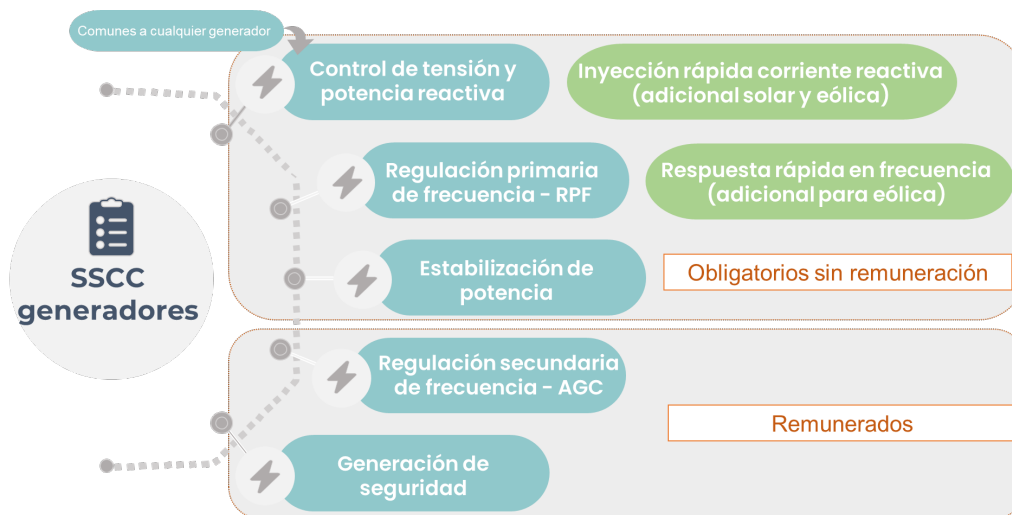


Ilustración 2 SSCC en Colombia

Una característica importante es que, desde la creación del Código de Redes, existen servicios obligatorios como requerimientos de entrada o fijados como criterios técnicos y de operación.

Actualmente, los servicios complementarios que cuentan con un esquema formal de asignación y remuneración son la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) y la generación de seguridad.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 17 |

La RSF es comúnmente conocida como AGC. Este servicio es asignado diariamente a través de un tipo de subasta de resolución horaria, en la que los generadores habilitados ofrecen una cantidad de potencia disponible para regulación —simétrica hacia arriba y hacia abajo— y un precio que corresponde al de la energía que coincide con el de oferta en la bolsa.

El diseño normativo del AGC se basa en un conjunto de resoluciones, entre las que se destacan la Resolución CREG 025 de 1995, y las resoluciones CREG 064 de 2000 y 027 de 2016. Estas normativas han definido aspectos clave como el procedimiento de subasta, los criterios de habilitación, los requisitos técnicos de respuesta y las condiciones para la liquidación de pagos por disponibilidad y activación.

En cuanto a la operación técnica, los procedimientos del Consejo Nacional de Operación (CNO) y análisis del CND han establecido los criterios mínimos para la participación en el AGC. Actualmente rige el Acuerdo 1897 de 2024<sup>5</sup> y el documento publicado por CND en su página web sobre “Parámetros requeridos para la regulación secundaria de frecuencia” al año 2025<sup>6</sup> que incluye entre otros los siguientes requerimientos:

*Tabla 2 Parámetros requeridos para la regulación secundaria de frecuencia en Colombia año 2025*

| Parámetros                                                                                           | Requerimiento                                                                                                                                               |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Estatismo<br><br>(es el que relaciona la variación de la frecuencia con la variación de la potencia) | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Valores entre el 4 y el 6 % (Convencionales)</li> <li>• Valores entre el 2 y el 6 % (No Convencionales)</li> </ul> |
| Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC                                  | Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos                                                                |
| Constante de regulación del sistema                                                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Máxima = 959 MW/Hz</li> <li>• Media = 957 MW/Hz</li> <li>• Mínima = 963 MW/Hz</li> </ul>                           |
| Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema                                                      | 54.41 MW/min                                                                                                                                                |
| Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad                                                       | Mayor o igual a 13.6 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC                                                         |
| Número Mínimo de Unidades                                                                            | 5 unidades                                                                                                                                                  |
| Holgura para AGC                                                                                     | Dicho valor es definido y modificado por el CND según lo                                                                                                    |

<sup>5</sup> <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1897-por-el-cual-se-actualizan-los-requisitos-y-procedimientos-necesarios-para-la>

<sup>6</sup> <https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-controles/par%C3%A1metros-requeridos-para-la-regulaci%C3%B3n-secundaria-de-frecuencia>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 18 |

| Parámetros                                                                                   | Requerimiento                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                              | establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000. Se obtienen valores diferentes dado el porcentaje de uso de la holgura. En el documento de CND pueden encontrarse los valores propuestos en el numeral 3.4.4., donde puede observarse un valor mínimo de holgura de 300 MW y un máximo de 461 MW. |
| Holgura Mínima por Planta para hacer AGC                                                     | 18 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC                                                     | 6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC | Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.                                                                                                                                                                                                                                            |

El servicio AGC ha estado tradicionalmente prestado por plantas hidroeléctricas, que cumplen con mayor facilidad los criterios establecidos.

Sobre la generación de seguridad, formalmente no es reconocida en el Código de Red como un servicio de los generadores, pero técnicamente es equivalente a regulación terciaria de frecuencia y podría considerarse como un SSCC, dado que en el código de operación y en la resolución CREG 034 de 2001 se encuentra establecido su despacho. Básicamente, se despacha si se precisa generación por restricciones eléctricas u operativas o para recuperar reserva de AGC.

En cuanto a los otros servicios complementarios, propiamente son requerimientos que son obligatorios para la operación en el sistema eléctrico colombiano y estos se resumen en la siguiente tabla:

*Tabla 3 Otros Servicios de los generadores*

| Requerimiento                                                                                 | Descripción                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)<br><br>Respuesta rápida en Frecuencia plantas eólicas | La RPF es obligatoria para cualquier recurso del sistema, siendo evaluada con un sistema de reconciliación para las plantas deschapadas centralmente con un valor equivalente al 3% de su generación programada.<br><br>Adicionalmente, las plantas eólicas tienen la funcionalidad de respuesta rápida en frecuencia, aportando su inercia al sistema ante eventos de frecuencia por debajo de un valor.<br><br>Las plantas tienen la reglamentación en las resoluciones CREG 023 de 2001, 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022. |
| Control de tensión y potencia                                                                 | El control de tensión y potencia reactiva es obligatorio para cualquier                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 19 |

| Requerimiento                          | Descripción                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| reactiva                               | recurso del sistema.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Inyección rápida de corriente reactiva | <p>Las plantas convencionales cumplen según su curva de capacidad P-Q declarada y una curva QV.</p> <p>Las plantas solares y eólicas cumplen con una curva de capacidad en por unidad y en función de su capacidad en punto de conexión y ante eventos, cumplen con inyección rápida de corriente reactiva. El control es automático con consignas remotas.</p> <p>La reglamentación se encuentra en las Resoluciones CREG 025 de 1995, 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022.</p> |
| Estabilización de potencia             | <p>Es un requisito técnico obligatorio para cualquier recurso que se conecte al SIN, excepto para plantas solares y eólicas. Se debe cumplir con el Acuerdo CNO 1825 de 2024</p> <p><a href="https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1825-por-el-cual-se-establecen-los-requerimientos-para-la-obtencion-y-validacion-de">https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1825-por-el-cual-se-establecen-los-requerimientos-para-la-obtencion-y-validacion-de</a></p>                             |

## 2.7 Remuneración y costo del mercado actual de AGC y generación de seguridad

Iniciando por el mercado de AGC, el mismo está basado en una subasta de resolución horaria en la que los agentes generadores presentan una oferta de disponibilidad y una oferta de precio (igual a la del mercado de energía) para cada día. La asignación del servicio se realiza considerando un problema de optimización de minimización, criterio de mérito económico teniendo en cuenta las restricciones operativas, y contempla pagos diferenciados por disponibilidad de la holgura y la energía usada.

En general se tiene lo siguiente (Resoluciones CREG 064 de 2000 y 027 de 2016) para aquellos que se les haya asignado de forma física la holgura H0 para la prestación del servicio de AGC, siendo objetos del esquema de remuneración y reconciliación, indiferentemente de que estén o no en mérito:

- i. Plantas y/o unidades de generación que no prestaron efectivamente el servicio de regulación secundaria de frecuencia, aun cuando hayan tenido asignación de AGC:

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 20 |

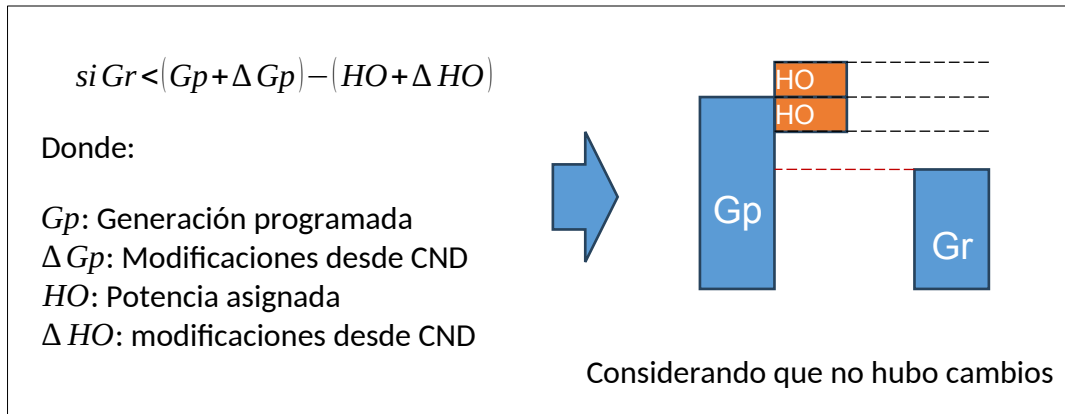


Ilustración 3. Caso 1 AGC

En este caso, puesto que su generación real es inferior a la generación programada más su holgura, entonces le aplica lo siguiente:

- Pago por AGC = 0
- Pago por REC =  $(Gr - Gi) \times PR$
- Aplica concepto de desviación respecto de la generación programada o la modificada por CND, es decir: se observa  $Si \left[ 1 - \frac{Gr}{Gp + \Delta Gp} \right] \times 100 > \%DA$ , para aplicar la desviación

Siendo

$Gi$ : generación del despacho ideal

$PR$ : el precio de reconciliación definido en la Resolución CREG 034 de 2001

$REC$ : reconciliación en la bolsa

$\%DA$ : porcentaje de desviación admisible, Resolución CREG 024 de 1995

En conclusión, el resultado es que no recibe pago por AGC y aplican las reglas de bolsa generales:

- La Generación ideal se remunera conforme la Resolución CREG 024 de 1995.
- La diferencia entre la Generación real y la Generación ideal le aplica las reglas de reconciliación en bolsa para cerrar las cuentas en la misma.

ii. Plantas y/o unidades de generación que prestaron efectivamente el servicio de regulación secundaria de frecuencia: caso en que la  $Gr$  es superior a la generación programada más la holgura:

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 21 |

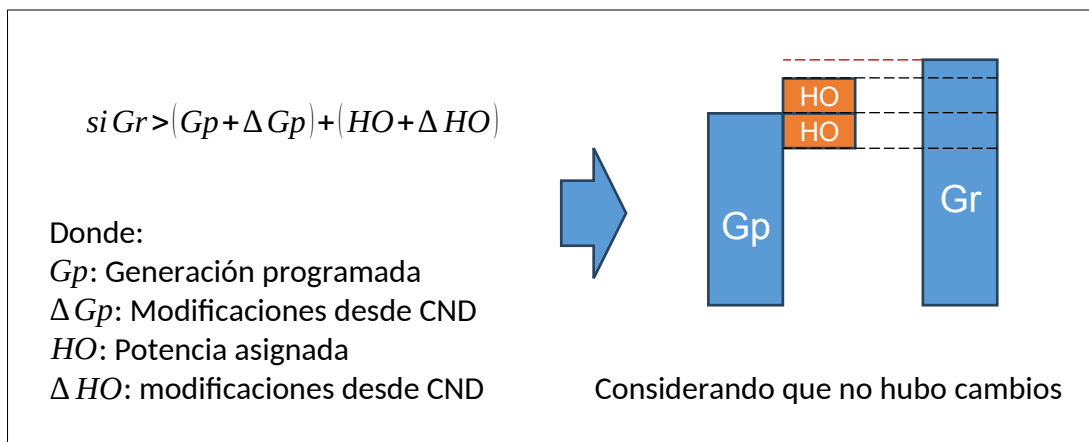


Ilustración 4. Caso 2 AGC

En este caso, puesto que su generación real es superior a la generación programada más su holgura, entonces le aplica lo siguiente:

- Se paga la Holgura; Pago por AGC =  $2 \times (HO + \Delta HO) \times Pagc$ .

Conforme el Documento Soporte CREG 011 de 2016 de la Resolución CREG 027 de 2016, esto tiene el significado de que el pago por la energía de la holgura usada se reconoce al costo de oportunidad del recurso, es decir,  $Pagc$  es el precio de bolsa nacional para plantas hidráulicas y para plantas térmicas es el máximo entre el precio de bolsa nacional y el precio de reconciliación positiva.

- Concepto de reconciliación,  $REC = (Gr - 2 \times (HO + \Delta HO) - Gi) \times PR$ , para cerrar cuentas en bolsa.
- Aplica concepto de desviación a partir de la Holgura superior. Es decir:

$$Si \left[ \frac{Gr}{(Gp + \Delta Gp) + (HO + \Delta HO)} - 1 \right] \times 100 > \%DA, \text{ entonces si se cumple aplica desviación.}$$

En conclusión, el resultado es que recibe pago por la energía de la holgura total el  $Pagc$  y:

- La Generación ideal se remunera conforme la Resolución CREG 024 de 1995.
- Se aplica la reconciliación entre la parte de la energía  $Gr$  que no hace parte de la holgura y la  $Gi$ , conforme la regulación vigente, para cerrar las cuentas en bolsa.

### iii. Plantas y/o unidades de generación que prestaron efectivamente el servicio de regulación secundaria de frecuencia: caso en que la $Gr$ está operando en las bandas de la holgura.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 22 |

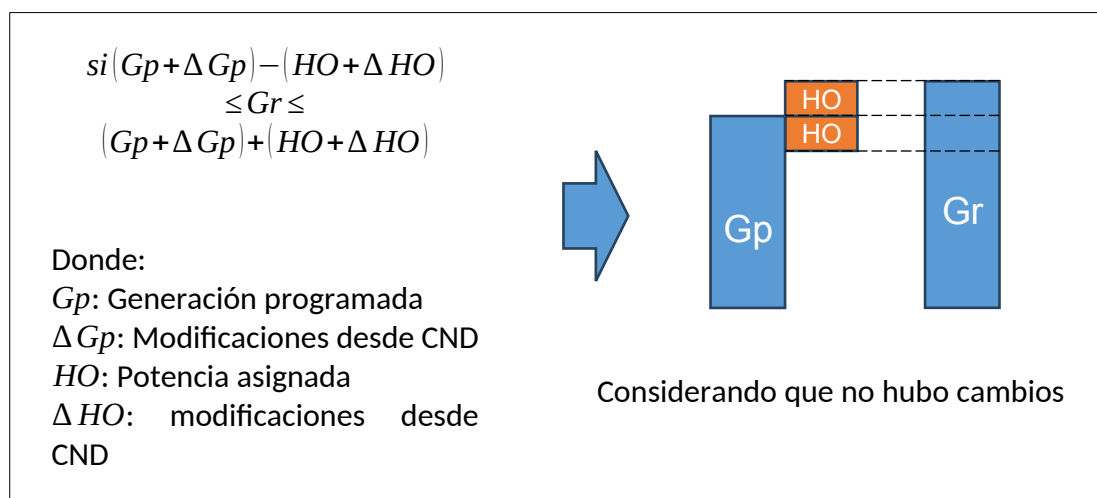


Ilustración 5. Caso 3 AGC

En este caso, le aplica lo siguiente:

- Se paga por la energía usada en la Holgura y por la holgura no usada; Pago por AGC =  $(Gr + HO + \Delta HO - Gp - \Delta Gp) \times Pagc + 2 \times (HO + \Delta HO) \times DPagc$

Conforme el Documento Soporte CREG 011 de 2016 de la Resolución CREG 027 de 2016, esto tiene el significado de que el pago por la energía de la holgura usada se reconoce al costo de oportunidad del recurso, es decir, Pagc es el precio de bolsa nacional para plantas hidráulicas y para plantas térmicas es el máximo entre el precio de bolsa nacional y el precio de reconciliación positiva.

En el mismo documento se explica que la holgura no usada se reconoce al valor del CERE, costo equivalente real en energía del cargo por confiabilidad (este valor es el que toma la variable  $DPagc$ ), que es la información más aproximada con la que cuenta el sistema colombiano para determinar los costos de inversión de una planta de generación. Así mismo se complementa que es el reconocimiento de que el agente tuvo la disponibilidad de una infraestructura que estaba reservada para dicho servicio.

Obsérvese que si Gr se encuentra en el valor superior  $(Gp + HO)$ , entonces el AGC toma el valor por la energía usada la holgura total, esto es, reemplazando en Gr el valor  $Gp + HO$  y considerando que no hubo cambios en el programa:  $(Gr + HO - Gp) \times Pagc = (Gp + HO + HO - Gp) \times Pagc = 2 \times HO \times Pagc$ . Y en su parte fija siempre se remunera la holgura por disponibilidad  $2 \times (HO + \Delta HO) \times DPagc$ .

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 23 |

Así mismo, obsérvese que si  $G_r$  se encuentra en el valor inferior ( $G_p - HO$ ), entonces el AGC no remunera valor por la energía usada pues no se entregó (pero si se disminuye conforme al control de AGC), esto es y considerando que no hubo cambios en el programa:  $(G_r + HO - G_p) \times Pagc = (G_p - HO + HO - G_p) \times Pagc = 0$ . Y en su parte fija siempre se remunera la holgura por disponibilidad.

Similarmente si la  $G_r$  es igual a la  $G_p$ , entonces solo se remunera por la energía usada el HO. La parte fija permanece invariante.

Con lo anterior se observa el concepto que se remunera por disponibilidad y por energía entregada.

- Por el concepto de reconciliación se tiene que:  $REC = (G_p + \Delta G_p - HO - \Delta HO - G_i) \times PR$ , para cerrar cuentas en bolsa.

Obsérvese que aquí se establece como referencia la  $G_p - HO$  (considerando que no hubo cambios), puesto que la energía usada en la holgura ya fue remunerada. Es así que la reconciliación toma como valor de referencia dicho valor inferior como  $G_r$ .

- No aplica concepto de desviación, pues se operó en la banda de holguras

En conclusión, el resultado es que:

- Recibe el pago por AGC en energía usada y disponibilidad.
- La Generación ideal se remunera conforme la Resolución CREG 024 de 1995.
- Se aplica la reconciliación entre la parte de la energía  $G_r$  que no hace parte de la holgura ( $G_p - HO$ ) y la  $G_i$ , conforme la regulación vigente, para cerrar las cuentas en bolsa.

Todos los generadores despachados centralmente son comercialmente responsables con una cantidad o holgura de contribución, que será proporcional a la potencia despachada en cada hora; es decir, aunque un generador no este prestando AGC, debe asumir un valor para el pago del mismo en la responsabilidad que tiene con el sistema. Para lo anterior, la proporción de la potencia en giro se denomina Holgura (H%) y es igual, en porcentaje, para todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente en la hora correspondiente.

El valor de la sumatoria del Servicio de AGC, calculado conforme a lo presentado, se distribuye en proporción a la Responsabilidad Comercial (RC) de cada planta y/o unidad de generación. A lo anterior le son acreditados los Costos de Reconciliación Negativa de acuerdo con lo establecido en la reglamentación vigente.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 24 |

Así las cosas, los costos del servicio de regulación secundaria de frecuencia (costos de la variable AGC) se realiza entre los generadores despachados centralmente.

El ASIC factura horariamente, para cada agente del mercado que preste el Servicio de AGC, el valor neto entre la remuneración del Servicio de AGC y la responsabilidad comercial.

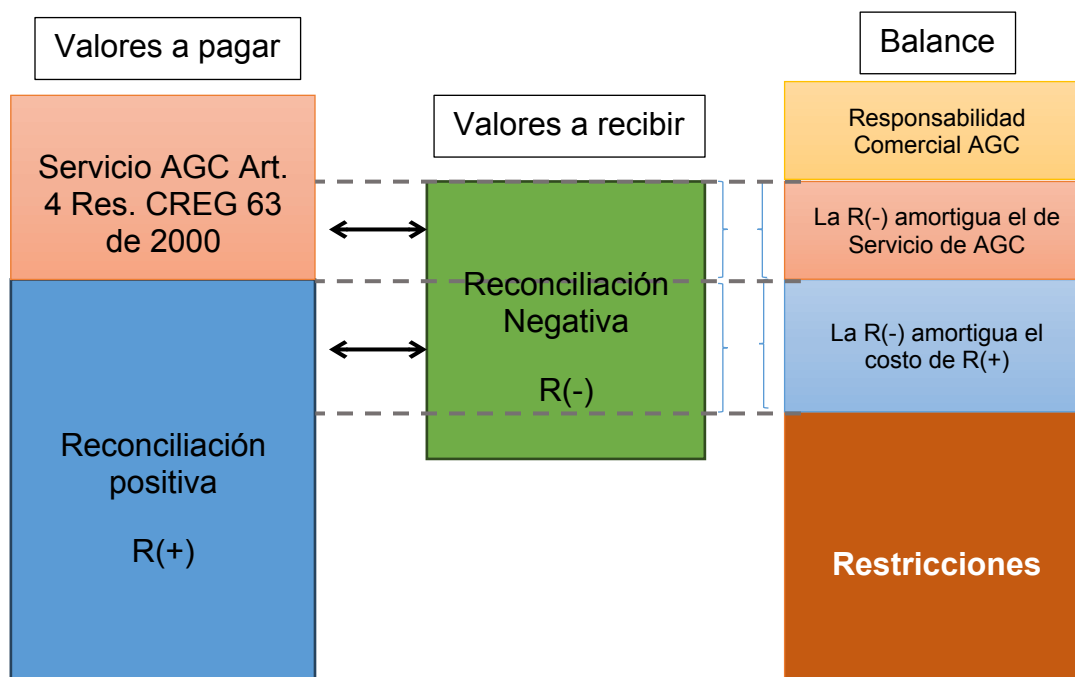


Ilustración 6. Funcionamiento liquidación AGC. Res CREG 063 y 064 de 2000

Ahora bien, aunque conforme a lo anterior los costos de reconciliación negativa son acreditados para aliviar el AGC y para aliviar la reconciliación positiva (Resolución CREG 063 de 2000), esto no modifica lo que realmente significa el costo del servicio de AGC.

El costo que tiene el servicio de AGC puede verse para algunos meses del año 2025 en Millones de COP en la siguiente figura:

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 25 |

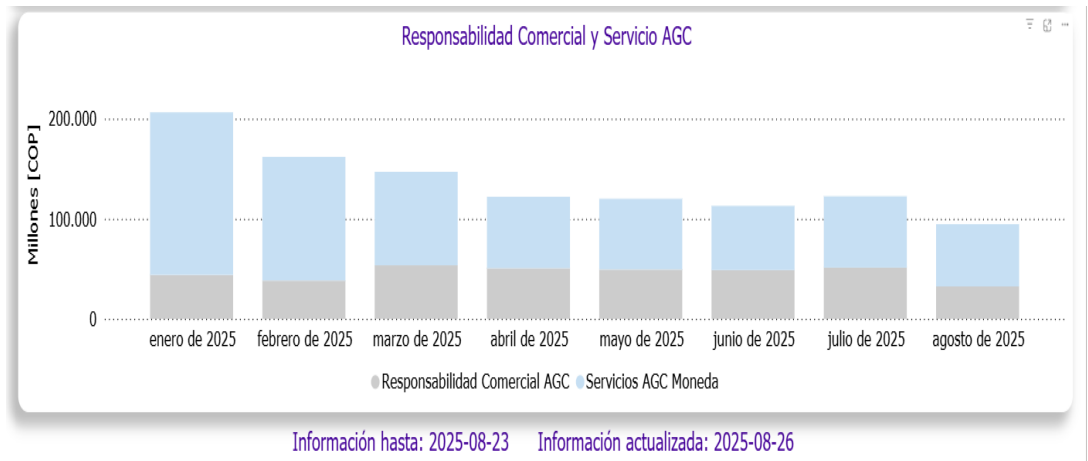


Ilustración 7 Costo Servicio AGC Colombia año 2025.  
Fuente: <https://sinergox.xm.com.co/restric/Paginas/ServicioAGC.aspx>

En la anterior gráfica, el costo de servicio de AGC es la parte en azul y la responsabilidad comercial es la parte en gris.

En cuanto a la generación de seguridad, actualmente se remunera así:

Tabla 4 Generación de seguridad, Resolución CREG 034 de 2001

| Recurso                                                   | Pago                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|-----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Térmico (última actualización Resolución 101 051 de 2024) | <div><math display="block">\text{Min}\left[(CSC + CTC + COM + OCV); \text{PreciodeOferta}\right] + \frac{\Delta Par}{GSA}</math><ul style="list-style-type: none"><li>CSC Costos de suministro de combustible</li><li>CTC costo de transporte de combustible</li><li>COM Costo de operación y mantenimiento</li><li>OCV Otros costos variables (FAZNI, Ley 99, Responsabilidad comercial AGC, CERE)</li><li>GSA à MW's totales de generación de seguridad fuera del despacho ideal durante el día, asociada con los arranques.</li><li>ΔPar à Costos de Arranque-Parada no cubiertos en el Despacho Ideal del generador térmico.</li></ul></div> |
| Hidráulico                                                | <div>Si nivel de embalse está por encima del Nivel de Probabilidad de Vertimiento entonces se remunera a los OCV.</div> <div>Si el nivel del embalse esta poder debajo del NPV entonces se remunera al Máximo Precio de Oferta – MPO</div>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |            |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 26 |

| Recurso        | Pago                          |
|----------------|-------------------------------|
| Solar y Eólico | Máximo Precio de Oferta - MPO |

El costo que tiene el servicio de Generación de Seguridad puede verse para algunos meses del año 2025 en Millones de COP en la siguiente figura:

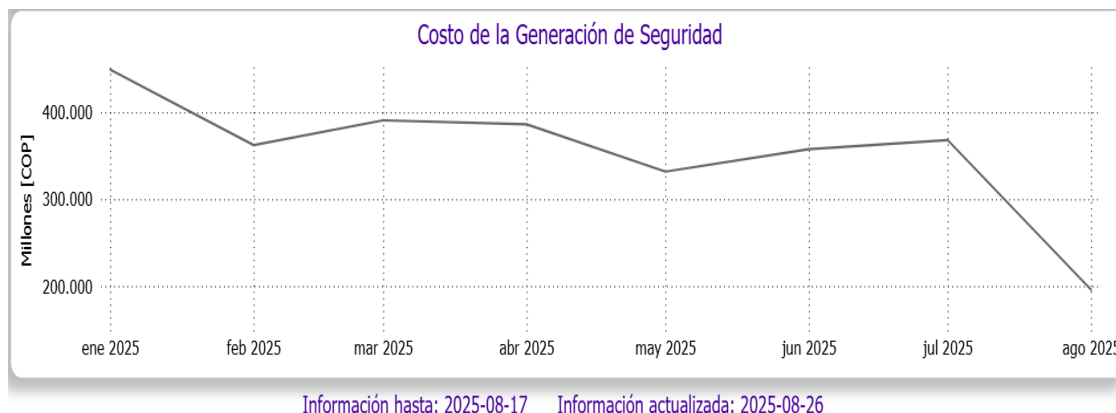


Ilustración 8 Costo Generación de Seguridad Colombia año 2025. Fuente: <https://sinergox.xm.com.co/restric/Paginas/GeneracionSeguridadFueraMerito.aspx>

## 2.8 Marco normativo y política pública

En términos de marco normativo y política pública se tiene actualmente lo siguientes sobre SAEB:

### Marco Legal

**Ley 1715 de 2014** (modificada por la Ley 2099 de 2021)

Tiene incorporado es un objeto y distintos alcances el promover el desarrollo y la utilización sistemas de almacenamiento de FNCE en la prestación de servicios públicos domiciliarios.

Así mismo, reconoce el almacenamiento de FNCE como una actividad de utilidad pública e interés social, y susceptible de incentivos tributarios.

### Política pública

#### **Decreto 1476 de 2022**

Define las condiciones para que, entre otras posibilidades, el hidrógeno sea destinado a la prestación del servicio público de energía eléctrica; almacenamiento, etc.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 27 |

## Decreto 2236 de 2023

Como parte de los objetivos de las Comunidades Energéticas esta descentralizar y desarrollar economía local a partir de la generación de energía y el almacenamiento.

## Resolución MME 40156 del 2022 (modificada por la Resolución MME 400042 de 2024)

Incorpora el almacenamiento de energía eléctrica o adquisición de sistemas de almacenamiento en la medidas y acciones del PAI-PROURE 2022-2030. Habilitando las siguientes posibilidades:

- Reducir la necesidad de generación térmica fuera de mérito.
- Regulación primaria y secundaria de frecuencia.
- Reserva rodante, soporte de voltaje y energía reactiva.
- Reducción de los picos de demanda.
- Arbitraje.
- Gestión de carga.
- Almacenar el exceso de generación.
- Energía de respaldo, Aplazamiento de transmisión y distribución y Generador reafirmante.

Adicionalmente, define un sistema de almacenamiento de energía eléctrica, como aquel que se compone de equipos de almacenamiento, equipos de interconexión, equipos de transformación, equipos de control y comunicaciones, además de los elementos asociados a la adquisición y servicios de instalación.

## Resolución MME 40042 de 2024

A través de su artículo 4 incorporó lineamientos de política pública para el almacenamiento de energía eléctrica o adquisición de sistemas de almacenamiento en las medidas y acciones del PAI-PROURE 2022-2030. Para el efecto, se identificaron funciones como: reducir la necesidad de generación térmica fuera de mérito; regulación primaria y secundaria de frecuencia; reserva rodante, soporte de voltaje y energía reactiva; reducción de los picos de demanda; arbitraje; gestión de carga; almacenar el exceso de generación; y, energía de respaldo, aplazamiento de transmisión y distribución y generador reafirmante

Adicionalmente, en su artículo 5, estableció que la CREG debía evaluar la posibilidad de reducir las compensaciones por incumplimiento de metas del esquema de calidad para los proyectos de almacenamiento de energía eléctrica con baterías, considerando los efectos de los ciclos de carga y descarga, parámetros técnicos de los elementos de almacenamiento, compensaciones por indisponibilidades operativas, y demás condiciones técnicas asociadas a la operación de este tipo de tecnologías.

## Resolución UPME No. 135 de 2025

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 28 |

Incluye SAEB (Únicamente si es complementario del proyecto de generación con FNCE) para que puedan acceder a incentivos a la inversión en proyectos de energía, como una acción o medida de gestión eficiente de la energía – GEE.

Las citadas disposiciones se tendrán en cuenta para el desarrollo de esta propuesta.

### **Decreto 1091 de 2025**

Este decreto, entre otros de su objeto contempla, promover la expansión en el corto plazo de recursos o servicios de almacenamiento de energía. Esto se tiene planeado desde Ministerio de Minas y Energía mediante reglamentación los mecanismos de contratación de largo plazo para proyectos de generación, almacenamiento, transmisión y distribución de energía eléctrica, aclarando que dichos mecanismos podrán ser complementarios a los existentes en el Mercado de Energía Mayorista.

### **Decreto 0393 de 2026**

Mediante este decreto se adicionaron los lineamientos de política pública para la integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI).

## **3. DIAGNÓSTICO**

### **3.1 Aplicaciones de los SAEB**

Los SAEB ofrecen funcionalidades técnicas que pueden contribuir al fortalecimiento operativo del SIN y mejora en la confiabilidad del sistema, al poder desplegarse rápidamente y adaptarse a necesidades locales específicas. Esto hace que se incremente la resiliencia del sistema frente a eventos extremos, como fallas en infraestructura de transmisión o variaciones abruptas de la demanda. Su modularidad también permite atender múltiples zonas con necesidades distintas mediante soluciones distribuidas.

En contextos donde existen limitaciones en la infraestructura de transmisión o riesgos de estabilidad en la operación, los SAEB pueden ser utilizados como activos de red que inyecten o absorban energía de manera inmediata, gracias a su flexibilidad operativa y modularidad que los hace útiles para mejorar condiciones locales de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 29 |

Entre las principales aplicaciones de los SAEB como activos de red se destacan<sup>7891011121314</sup>:

- **Postergar o evitar inversiones:** con base en el análisis de las alternativas de proyectos útiles para atender necesidades de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de los plazos y costos para su ejecución, los transportadores pueden identificar que la mejor opción sea instalar un SAEB que postergue la necesidad de una expansión o que incluso se convierta en la solución a un problema que no podría ser resuelto con proyecto de red convencional.
- **Calidad del suministro:** en maniobras requeridas durante los mantenimientos el SAEB puede evitar interrupciones momentáneas mientras se conmuta entre alimentadores.
- **Control de tensión y potencia reactiva:** Los SAEB pueden contribuir al control de tensión mediante la inyección o absorción de potencia reactiva. Esta funcionalidad es útil en sistemas con bajo nivel de cortocircuito o donde el perfil de tensión es inestable debido a configuraciones topológicas desfavorables.

<sup>7</sup> Deploying Storage for Power Systems in Developing Countries Policy and Regulatory Considerations. World Bank Group. 2020

<https://documents1.worldbank.org/curated/en/738961598380536870/pdf/Deploying-Storage-for-Power-Systems-in-Developing-Countries-Policy-and-Regulatory-Considerations.pdf>

<sup>8</sup> Mapa de Ruta para la Transición Energética 2030 Visión XM

<https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/informes/informes-corporativos/mapa-de-ruta-para-la-transicion-energetica-2030>

<sup>9</sup> Reliability Guideline Performance, Modeling, and Simulations of BPS Connected Battery Energy Storage Systems and Hybrid Power Plants. 2023

[https://www.nerc.com/comm/RSTC\\_Reliability\\_Guidelines/Reliability\\_Guideline\\_BEES\\_Hybrid\\_Performance\\_Modeling\\_Studies.pdf](https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Reliability_Guideline_BEES_Hybrid_Performance_Modeling_Studies.pdf)

<sup>10</sup> Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems. 2020

<https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/222731592289791721>

<sup>11</sup> California Public Utilities Commission - Energy Storage Procurement Study 2023

[https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/energy-storage/2023-05-31\\_lumen\\_energy-storage-procurement-study-report.pdf](https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/energy-storage/2023-05-31_lumen_energy-storage-procurement-study-report.pdf)

<sup>12</sup> Review of Technical Requirements for Inverter-Based Resources in Chile. 2024. NREL

<https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/91792.pdf>

<sup>13</sup> Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN, 2025.

<https://www.xm.com.co/operacion/informe-riesgos-operativos>

<sup>14</sup> Uso del control formador de red (GridForming) para recursos basados en inversores. CND julio de 2025. Radicado CREG E2025009756

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 30 |

- **Soporte ante contingencias:** los SAEB pueden proporcionar potencia de manera instantánea (inercia sintética<sup>15</sup> y respuesta en frecuencia) ante la salida inesperada de líneas o transformadores, ayudando a mantener la continuidad del servicio mientras se restablece la operación normal del sistema. Esta capacidad resulta especialmente útil en zonas donde la red es débil o radial y puede ayudar a evitar caídas de tensión, colapsos locales o la activación de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC)

También dan soporte al sistema con corriente corto circuito emulado<sup>16</sup> y arranque en negro o autónomo<sup>17</sup>, en caso de colapso.

- **Gestión de congestiones:** en condiciones donde una determinada trayectoria de red presenta congestión, los SAEB pueden almacenar energía durante las horas de baja carga y entregarla localmente durante los picos de demanda, reduciendo así el flujo de energía a través de elementos sobrecargados. Esto puede evitar restricciones de despacho y posponer el reforzamiento de infraestructura.
- **Sostener frecuencia antes islas en eventos:** Permite reestablecer el servicio en zonas que queden aisladas del resto del sistema cuando se presenta indisponibilidad de los activos que las interconectan, actuando de manera similar a un generador sincrónico.

Estas aplicaciones han sido identificadas y han planteado la conveniencia de que los SAEB puedan ser considerados como elementos activos del sistema, más allá de su uso exclusivo en esquemas transitorios o de mitigación de restricciones.

El mecanismo de remuneración de los SAEB como activos de red depende de si las anteriores aplicaciones son pagadas como servicios para el sistema o si estos activos se incluyen dentro del inventario de los activos utilizados para las actividades de transmisión o distribución de energía eléctrica.

---

<sup>15</sup> Es el aporte muy rápido de potencia activa que se genera a partir del control de un formador de red para replicar de forma aproximada el soporte inercial de la generación síncrona convencional. Lo anterior, pues el formador no cuenta con reserva mecánica de inercia, por lo que las emula por medio de la respuesta rápida del control para entregar energía

<sup>16</sup> Es la capacidad de un formador de red para replicar de forma aproximada el soporte de Corriente de Corto Circuito Subtransitoria típico de la generación síncrona convencional. Típicamente, se deben poder alcanzar rápidamente valores de aporte de corriente de hasta 3 veces la corriente nominal del inversor o superior durante depresiones de la tensión o procesos de energización de transformadores (corrientes *inrush*).

<sup>17</sup> Es la capacidad de un formador de red para iniciar un sistema que se encuentra sin energización y en proceso de reinicio de forma subsecuente a un evento de tipo apagón. Un equipo que pueda arrancar en negro requiere: a) energía almacenada; b) Alta capacidad de sobrecarga en corto plazo para alimentar corrientes *inrush* e iniciar elementos auxiliares de generadores síncronos convencionales; c) Arranque suave en tensión para evitar corrientes *inrush* excesivas; d) Una referencia de tierra para el arranque en negro

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 31 |

La posibilidad de utilizar los SAEB como activos de red no requiere necesariamente una participación en mercados de energía o servicios complementarios, sino que puede articularse mediante mecanismos regulatorios definidos, en función de criterios técnicos y operativos para su implementación.

De los documentos consultados, existen otras funcionalidades de los SAEB, pero al estar relacionadas con mercado serán abordadas de forma posterior en este documento. Estas son:

- **Mitigación de restricciones operativas:** en zonas con alta concentración de generación y baja capacidad de evacuación (como ocurre en algunos proyectos solares o eólicos), los SAEB pueden almacenar energía en momentos de exceso y liberarla posteriormente, evitando así pérdidas económicas para los agentes generadores y aumentando la utilización efectiva de la capacidad instalada.

Esta función resulta especialmente relevante en departamentos como La Guajira, Atlántico y Cesar, donde la infraestructura de evacuación avanza a un ritmo más lento que la conexión de proyectos renovables<sup>18</sup>.

- **Estabilización del perfil de carga y arbitraje:** mediante funciones como el *peak shaving* (arbitraje, recorte o laminado de picos) y *load shifting* (desplazamiento de carga), los SAEB permiten suavizar la demanda observada por la red, facilitando el despacho de generación y reduciendo la necesidad de activar recursos costosos.

El arbitraje energético es una de las aplicaciones más comunes y estudiadas de los SAEB en los mercados eléctricos internacionales<sup>19</sup>. Esta función consiste en almacenar energía durante períodos de bajo precio (usualmente cuando la demanda es baja o la generación renovable es alta) y liberarla durante los períodos de alto precio o mayor demanda, generando valor económico por la diferencia entre los precios de compra y venta de la energía.

Desde una perspectiva técnica, el arbitraje permite suavizar la curva de carga del sistema, reducir la necesidad de activar generación marginal costosa y aprovechar mejor la energía renovable que, de otro modo, podría ser vertida. Asimismo, contribuye al desplazamiento de generación fósil y a la reducción de emisiones, cuando reemplaza picos cubiertos por plantas térmicas.

---

<sup>18</sup> Plan de expansión de transmisión 2022 – 2036 – UPME

[https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Plan\\_de\\_Expansion\\_2022-2036\\_VF.pdf?utm](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_de_Expansion_2022-2036_VF.pdf?utm)

<sup>19</sup> IEA, Batteries and Secure Energy Transitions, 2024.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/cb39c1bf-d2b3-446d-8c35-aae6b1f3a4a0/BatteriesandSecureEnergyTransitions.pdf>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 32 |

- **Regulación primaria y secundaria de frecuencia y generación de seguridad:** Los SAEB pueden prestar servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia, incluso como generación de seguridad, la cual es el equivalente a regulación terciaria de frecuencia.

Respecto de la generación de seguridad, los SAEB permiten disminuir el uso de generación costosa en zonas afectadas por congestión o limitaciones topológicas, reduciendo los costos por restricciones que son asumidos por los usuarios. Al inyectar o absorber potencia localmente, los SAEB pueden contribuir a aliviar puntos críticos de la red, especialmente en áreas con alta concentración de demanda.

En cualquier caso, el reconocimiento de las funcionalidades debe acompañarse de un marco regulatorio que habilite su implementación práctica, estableciendo los requisitos técnicos mínimos, los procedimientos de conexión y operación y los esquemas de valoración económica cuando corresponda.

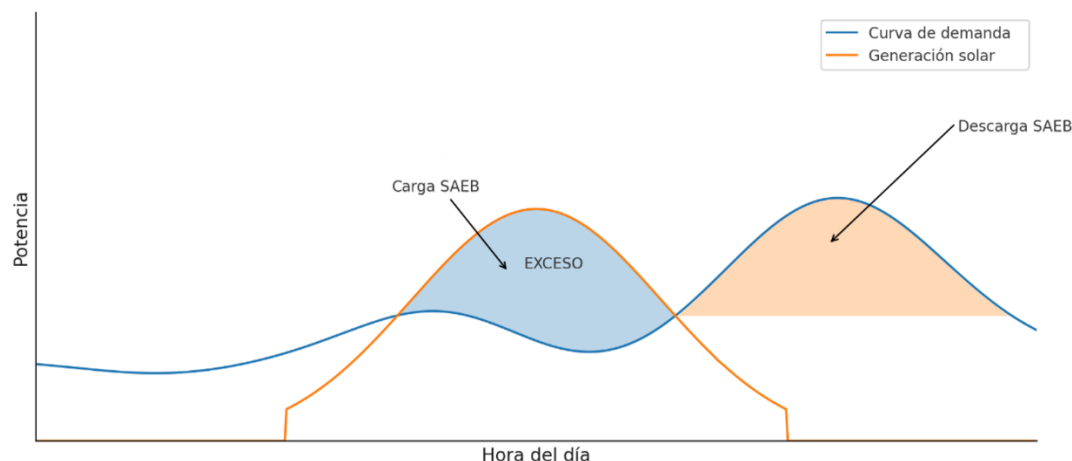
### 3.2 Integración de SAEB a proyectos de generación

La posibilidad de incorporar SAEB a proyectos de generación se ha venido considerando como una alternativa tecnológica con potencial para mejorar la operación del SIN, particularmente en contextos de alta penetración de fuentes renovables no convencionales (FERNC). Esta integración podría permitir una operación más flexible de los proyectos de generación, optimizando la entrega de energía y ampliando su funcionalidad dentro del sistema eléctrico.

Entre los beneficios potenciales de esta integración, se ha sugerido que los SAEB podrían contribuir a reducir los vertimientos de energía renovable que ocurren cuando existen limitaciones temporales de evacuación. Al permitir el almacenamiento de energía en momentos de sobreoferta o restricciones de red, estos sistemas ofrecerían una vía para aprovechar mejor la producción renovable, disminuyendo posibles pérdidas para los generadores y evitando la subutilización de la infraestructura instalada.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 33 |



*Ilustración 9 Posible reducción de vertimientos de energía. Elaboración CREG*

Adicionalmente, los SAEB ayudarían a reducir las desviaciones entre la generación programada y la generación real, actuando como una reserva local de energía que responda a variaciones súbitas del recurso primario (como el viento o la radiación solar). Esta capacidad de respuesta podría facilitar el cumplimiento de las señales de despacho, mejorar la estabilidad de la generación entregada al sistema, y reducir la necesidad de ajustes operativos por parte del CND.

Desde el punto de vista técnico, la operación coordinada entre un generador y un SAEB permitiría una mayor capacidad de respuesta ante instrucciones del sistema e incluso le ayudaría en la participación en el servicio de regulación secundaria de frecuencia o de seguridad. Este complemento tecnológico podría abrir oportunidades para que los proyectos de generación diversifiquen sus fuentes de ingresos y contribuyan a la estabilidad del sistema.

A nivel internacional, distintos mercados han implementado esquemas de integración de generación y almacenamiento, bajo configuraciones híbridas que han mostrado resultados positivos en términos de aprovechamiento del recurso, reducción de costos operativos y prestación de servicios de red. Países como Estados Unidos<sup>20</sup>, Australia<sup>21</sup> y Chile<sup>22</sup> han habilitado marcos regulatorios específicos para este tipo de soluciones, reconociendo su capacidad para adaptarse a diferentes contextos operativos.

<sup>20</sup> INITIATIVE: Hybrid resources. California ISO. 2019

<https://stakeholdercenter.caiso.com/StakeholderInitiatives/Hybrid-resources/>

<sup>21</sup> Integrating energy storage systems into the NEM. AEMC. 2021

<https://www.aemc.gov.au/rule-changes/integrating-energy-storage-systems-nem>

<sup>22</sup> Coordinador Eléctrico Nacional.

<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 34 |

En Colombia, aunque algunos desarrolladores han expresado interés en explorar este tipo de soluciones, no se cuenta actualmente con disposiciones que definan cómo debe ser la conexión de un SAEB integrado a un generador, ni cómo se realiza la medición, asignación de responsabilidades, o participación conjunta en los mercados existentes.

En consecuencia, resulta pertinente considerar el desarrollo de lineamientos regulatorios que habiliten este tipo de configuraciones tecnológicas, identificando los criterios mínimos técnicos y de operación.

### 3.3 Tecnologías de baterías electroquímicas

En este numeral se presentará el tipo de baterías existentes en el mercado, en el cual se evidenciarán algunas capacidades técnicas, como por ejemplo los tiempos de duración de entrega de energía posibles.

#### Baterías de Iones de Litio (Li-ion)

La tecnología de iones de litio se caracteriza por su alta densidad energética, eficiencia y la significativa reducción de sus costos. Su funcionamiento se basa en el movimiento de iones de litio entre un cátodo (electrodo positivo) y un ánodo (electrodo negativo) a través de un electrolito. La elección del material del cátodo define las características de la batería, destacando dos químicas principales: Níquel Manganeso Cobalto (NMC), que ofrece una alta densidad energética ideal para aplicaciones con espacio limitado, y Fosfato de Hierro y Litio (LFP), que es preferida para el almacenamiento estacionario por su seguridad superior, mayor estabilidad química, larga vida útil de más de 3.000 ciclos y un menor costo al no utilizar cobalto, aunque su densidad energética es menor.

Gracias a su capacidad de respuesta rápida y alta eficiencia, las baterías de iones de litio son óptimas para servicios de corta duración, típicamente en el rango de 4 a 10 horas. Sus aplicaciones principales incluyen el arbitraje de energía. También son fundamentales para la provisión de capacidad de reserva, garantizando la fiabilidad de la red al estar disponibles para inyectar energía durante picos de demanda o fallos en la generación<sup>23</sup>.

#### Baterías de Flujo de Vanadio (VRFB)

Son una solución para el almacenamiento de energía de media a larga duración. Su característica fundamental es el desacoplamiento entre la potencia y la energía: la energía se almacena en electrolitos líquidos de vanadio contenidos en tanques externos, mientras que la conversión de

---

<sup>23</sup>International Energy Agency Batteries and Secure Energy Transitions  
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/cb39c1bf-d2b3-446d-8c35-aae6b1f3a4a0/BatteriesandSecureEnergyTransitions.pdf>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 35 |

energía ocurre en una pila electroquímica separada. La potencia (MW) se escala aumentando el tamaño de la pila, y la capacidad energética (MWh) se escala aumentando el volumen de electrolito. Esta tecnología se distingue por su larga vida útil, capaz de soportar más de 15.000-20.000 ciclos sin degradación significativa, y un perfil de seguridad muy alto, ya que su electrolito a base de agua no es inflamable. Aunque su densidad energética es menor que la de los iones de litio, su durabilidad y la capacidad de reutilizar el electrolito la hacen una opción sostenible.

La escalabilidad y durabilidad de las VRFB las hacen ideales para aplicaciones de larga duración, en el rango de 6 a 12 horas o más. Son efectivas para la integración de energías renovables a gran escala, ya que pueden almacenar grandes volúmenes de energía durante períodos prolongados para compensar la variabilidad del sol y el viento, asegurando un suministro constante. Además, sirven para estabilizar la red, prestando servicios de regulación de la calidad de la energía y mitigando las fluctuaciones de voltaje para prevenir interrupciones y garantizar un suministro fiable<sup>24</sup>.

### Baterías de Iones de Sodio (Na-ion)

Las baterías de iones de sodio son una tecnología emergente que funciona de manera análoga a las de iones de litio, pero utilizando iones de sodio (Na<sup>+</sup>) como portadores de carga. Su ventaja principal es el uso de materiales de bajo coste y extremadamente abundantes, eliminando la dependencia del litio y el cobalto. Tienen una menor densidad energética y un ciclo de vida más corto en comparación con los iones de litio, debido al mayor estrés mecánico que el ion de sodio, de mayor tamaño, que ejerce sobre los electrodos.

Se consideran una alternativa de menor costo a los iones de litio para prestar servicios similares a la red, como el arbitraje de energía y la provisión de capacidad de reserva. Su capacidad para operar eficazmente a bajas temperaturas las hace atractivas para instalaciones en climas fríos, donde otras tecnologías pueden ver su rendimiento degradado. En despliegues a escala de red, las Na-ion se configuran mayoritariamente en 2 horas de duración. El diseño modular permite ampliarlas, pero suele perder competitividad en volumen/coste frente a tecnologías de larga duración<sup>25</sup>.

### Baterías de Hierro-Aire

Las baterías de hierro-aire son una tecnología diseñada para el almacenamiento de energía de muy larga duración. Su funcionamiento se basa en la oxidación y reducción reversible del hierro,

<sup>24</sup> Electrochemical rebalancing process for vanadium flow batteries: Sizing and economic assessment: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X22023933>

<sup>25</sup> Utility-Scale Battery Storage. NREL. [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale\\_battery\\_storage](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage)

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 36 |

un proceso conocido como "oxidación reversible". Durante la descarga, la batería utiliza oxígeno del aire para oxidar el hierro (formando herrumbre) y liberar energía. La carga invierte el proceso, convirtiendo la herrumbre de nuevo en hierro. Su característica es la capacidad de almacenamiento de ultra larga duración, pudiendo descargar energía de forma continua durante 100 horas o más. Están compuestas por materiales de costo bajo, abundantes y seguros (hierro, agua y aire), y su electrolito a base de agua elimina el riesgo de fuga térmica. Su principal limitación es una densidad energética muy baja, que requiere una gran superficie para su instalación.

Las baterías de hierro-aire no compiten con los iones de litio, sino que las complementan en un nicho específico. Están diseñadas para garantizar la resiliencia de la red durante eventos de estrés de varios días, como olas de calor, tormentas invernales o períodos prolongados de baja generación eólica o solar. Su capacidad de descarga de más de 100 horas les permite proporcionar energía firme y fiable a lo largo de las estaciones, actuando como un seguro para la red y garantizando la fiabilidad del suministro durante todo el año<sup>26</sup>.

### Comparación en tiempos de descarga y nivel de desarrollo

A continuación, se presenta una tabla comparativa, de donde se destaca las horas de descarga y el nivel de desarrollo, destacando que el nivel de desarrollo ya se encuentra completo para entrega de hasta 12 horas:

*Tabla 5 Análisis Comparativo de Tecnologías de Baterías a Escala de Red*

| Tecnología              | Química Principal         | Duración Típica de descarga (Horas) | Perfil de Seguridad (Riesgo de Fuga Térmica) | Nivel de Madurez Tecnológica (TRL) |
|-------------------------|---------------------------|-------------------------------------|----------------------------------------------|------------------------------------|
| Iones de Litio (NMC)    | Níquel Manganese Cobalto  | 1 - 4                               | Moderado                                     | 9                                  |
| Iones de Litio (LFP)    | Fosfato de Hierro y Litio | 1 - 6                               | Bajo                                         | 9                                  |
| Flujo de Vanadio (VRFB) | Redox de Vanadio          | 4 - 12+                             | Muy Bajo                                     | 8-9                                |
| Iones de Sodio (Na-ion) | Iones de Sodio            | 2 - 6                               | Bajo                                         | 7-8                                |
| Hierro-Aire             | Hierro, Aire, Agua        | 100+                                | Muy Bajo                                     | 6-7                                |

<sup>26</sup> Battery technology - Form Energy  
<https://formenergy.com/technology/battery-technology/>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 37 |

Nota: TRL (Technology Readiness Level) es una escala de 1 a 9, donde 9 representa una tecnología totalmente comercial y probada. Fuente: Market and Technology Assessment of Grid-Scale Energy Storage required to Deliver Net Zero and the Implications for Battery Rese<sup>27</sup>

### 3.4 Experiencia internacional

La integración de SAEB en sistemas eléctricos ha avanzado en distintos países, donde han sido incorporados para prestar servicios de flexibilidad, soporte operativo y optimización económica.

Estas experiencias internacionales ofrecen lecciones que deben ser analizadas dentro del contexto colombiano, el cual cuenta con obligaciones desde la entrada en operación, como por ejemplo la regulación primaria de frecuencia, estabilización de potencia, respuesta rápida en frecuencia, arranque autónomo y el control de tensión y energía reactiva (incluyendo comportamiento ante fallas); por lo cual, el tener un mercado en estos servicios que son propiamente requerimientos de conexión debe ser evaluado, considerando si realmente existe la necesidad de crear un mercado, o sobre cuales requerimientos específicos debe existir algún mercado cuando los requerimientos actuales no alcancen para resolver algún problema de la red y que exista escasez de un bien. Lo anterior es importante, pues es conocido que cualquier servicio remunerado termina, en última instancia, siendo asumido por la demanda.

Así mismo, debe tenerse en cuenta que Colombia tiene un mercado en competencia y que cualquier tecnología entrante debe ingresar bajo un mecanismo en competencia sin ventajas, siempre teniendo en cuenta que pueden existir reglas particulares que consideran la tecnología de producción, por ejemplo, las plantas solares y eólicas que se conectan con inversores tienen su propia reglamentación. Similarmente se observan los SAEB, como se presentará en este documento.

En el numeral 3.6 se presenta el resumen de un estudio donde se analizan los servicios complementarios necesarios para Colombia conforme a su matriz energética y Código de Redes, identificando cuales deben ser o no remunerados.

Ahora bien, antes de presentar las experiencias internacionales, se pueden hacer las siguientes observaciones preliminares:

- En algunos países reconocen el valor técnico de los SAEB en la estabilidad y flexibilidad del sistema. Estas tecnologías pueden desempeñar funciones críticas para la operación segura del sistema, incluyendo: regulación de frecuencia primaria y secundaria, la prestación de reserva rotante, el soporte de tensión, la compensación de rampas y el arranque en negro. Su

---

<sup>27</sup>Market and Technology Assessment of Grid-Scale Energy Storage required to Deliver Net Zero and the Implications for Battery Research in the UK

[https://www.faraday.ac.uk/wp-content/uploads/2023/09/20230908\\_Rho\\_Motion\\_Faraday\\_Institution\\_UK\\_BESS\\_Report\\_Final.pdf](https://www.faraday.ac.uk/wp-content/uploads/2023/09/20230908_Rho_Motion_Faraday_Institution_UK_BESS_Report_Final.pdf)

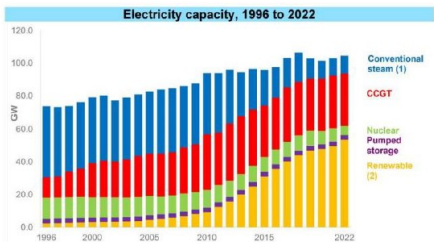
POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 38 |

capacidad de respuesta en milisegundos, su control preciso mediante electrónica de potencia y su operación bidireccional (carga y descarga) las hacen especialmente adecuadas para sistemas con alta penetración de energías renovables variables o para zonas con condiciones topológicas complejas, como redes débiles o congestionadas.

Por ejemplo, en Gran Bretaña operan con más solar, combustibles fósiles y la hidráulica en un valor muy pequeño y que es usado bajo la modalidad de almacenamiento conocido como *Pumped Storage*, en ese sistema dado la escasez del recurso de bajo costo o escasez de recurso estable, se comprende que deben incentivar otros mecanismos de mercado para poder reducir costos operativos, situación que es muy diferente en Colombia que cuenta con su matriz tecnología mayormente hidráulica:

**Gran Bretaña**  
*Migrating to net zero*



- 1. Arbitraje de energía
- 2. Servicios de balance y estabilidad de red  
Los BESS participan en mercados de servicios auxiliares, como:  
Frequency Response  
Reserve Services  
Dynamic Containment y Dynamic Regulation
- 3. Capacidad y pagos por disponibilidad
- 4. Contratos bilaterales (PPA)
- 5. Participación en subastas y licitaciones

Ilustración 10 Resumen Gran Bretaña. Fuente: Radicado CREG E2025012262.

- Adaptación de los requisitos técnicos y operativos a la naturaleza tecnológica de los SAEB:

Las baterías, a diferencia de las plantas convencionales, operan mediante inversores y tienen características propias como capacidad limitada de energía (en MWh), tiempos de descarga definidos y alta eficiencia en el despacho instantáneo de potencia. Por esta razón, los países que han regulado su participación han definido requisitos diferenciados para estos recursos.

La CREG tuvo una reunión a modo de taller con un desarrollador (la información autorizada a compartir es la del Radicado CREG E2025012262 y que se presenta en la figura a continuación), en donde se presentaron algunos países ejemplo que tienen reglamentación vigente de SAEB y cuáles requisitos son obligatorios (en recuadro en verde son los que tienen SAEB, la estrella en color azul celeste es que es vigente y el círculo en naranja indica que es obligatorio):

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |            |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 39 |

| Resumen de los requisitos técnicos de GFM | Comparación de las capacidades esperadas de GFM |      |     |         |             |      |       |      |
|-------------------------------------------|-------------------------------------------------|------|-----|---------|-------------|------|-------|------|
|                                           | Función                                         | AEMO | CEN | Fingrid | German TSOs | HECO | NGESO | NERC |
|                                           | Sincronismo                                     | ✓    | ✓   |         |             | ✓    |       | ✓    |
|                                           | Regulación Frecuencia                           | ✓    | ✓   | ✓       | ✓           | ✓    | ✓     | ✓    |
|                                           | Regulación Voltaje                              | ✓    | ✓   | ✓       | ✓           | ✓    | ✓     | ✓    |
|                                           | Amortiguamiento                                 | ✓    | ✓   | ✓       | ✓           |      | ✓     | ✓    |
|                                           | Armónicos                                       | ✓    | ✓   | ✓       | ✓           |      |       | ✓    |
|                                           | Arranque negro                                  | ✓    | ✓   |         | ✓           | ✓    |       | ✓    |
|                                           | Operación en isla                               | ✓    | ✓   | ✓       |             | ✓    |       | ✓    |
|                                           |                                                 |      |     |         |             |      |       |      |
| ★ Vigente                                 |                                                 |      |     |         |             |      |       |      |
| ☆ Propuesta                               |                                                 |      |     |         |             |      |       |      |
| ■ BESS                                    |                                                 |      |     |         |             |      |       |      |
| ■ Inversores                              |                                                 |      |     |         |             |      |       |      |
| ● Voluntario                              |                                                 |      |     |         |             |      |       |      |
| ● Requisito                               |                                                 |      |     |         |             |      |       |      |
| ● Incentivo                               |                                                 |      |     |         |             |      |       |      |

Ilustración 11 Resumen requisitos de SAEB con Grid Forming. Fuente: Radicado CREG E2025012250 y E2025012262, compartido con reserva parcial sobre su uso y contenido.

3.4.1 Análisis de disponibilidad

Con respecto a la disponibilidad de los SAEB se encuentra información sobre el porcentaje promedio de indisponibilidad, que incluye salidas forzadas, programadas y otras causas. A continuación, se presentan algunos de los casos identificados en la revisión internacional:

**California (CAISO):** El mercado de CAISO proporciona un análisis de los datos del Sistema de Gestión de Paradas (OMS) para 2022-2023 revela una tasa media de paradas forzadas del 11.5% (14% en 2022 y 10% en 2023), atribuida principalmente a fallos de equipos. Adicionalmente, un informe de CAISO de 2024 muestra que los operadores utilizan el OMS para hacer indisponible estratégicamente un 5% del rango de carga de la batería para optimizar el despacho y gestionar el estado de carga. La tecnología dominante es el ion de litio, con una duración estándar de 4 horas, un requisito impulsado por el marco de Adecuación de Recursos (RA) del estado.

**Texas (ERCOT):** Un análisis de 2023 indica una disponibilidad media de la flota del 97%, lo que implica una indisponibilidad total (forzada + planificada) de aproximadamente el 3%.

**Gran Bretaña:** Los análisis de datos operativos para Gran Bretaña muestran una indisponibilidad total media de aproximadamente el 3% (97% de disponibilidad) durante el último año. Los datos revelan una clara estrategia de mantenimiento estacional, con una mayor disponibilidad (98%) durante los meses de invierno de altos ingresos y una menor disponibilidad (94.5%) durante el verano. La tecnología es generalmente de iones de litio.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |            |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 40 |

En la siguiente tabla se resume esta información y se identifican las fuentes en donde fue obtenida.

*Tabla 6 Comparación de indisponibilidad de los SAEB, sin discriminación de causa*

| Región/Mercado            | Tasa de Parada Forzada / Indisponibilidad (%) | Período de Datos | Fuente(s) Principal(es) de Datos | Notas Clave y Advertencias                                                                          |
|---------------------------|-----------------------------------------------|------------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>California (CAISO)</b> | 10% - 14% (Forzada) <sup>28</sup>             | 2022-2023        | Informes de CAISO, Lumen         | Representa paradas forzadas puras, principalmente por fallos de equipos.                            |
| <b>Texas (ERCOT)</b>      | ~3% (Indisponibilidad Total) <sup>29</sup>    | 2021-2024        | Análisis de Modo Energy          | Métrica de indisponibilidad total (forzada + planificada). No es directamente comparable con CAISO. |
| <b>Gran Bretaña (GB)</b>  | ~3% (Indisponibilidad Total) <sup>30</sup>    | 2023-2024        | Análisis de Modo Energy          | Métrica de indisponibilidad total. Se observa una clara estrategia de mantenimiento estacional.     |

Con base en lo anterior, se concluye que la tasa de indisponibilidad puede variar entre países y que se requeriría un análisis detallado para precisar las causas.

De otra parte, un análisis de la *Base de Datos de Incidentes de Fallos de SAEB del Electric Power Research Institute (EPRI)*<sup>31</sup> indica un cambio de paradigma en la comprensión de la disponibilidad de los SAEB. La causa raíz más común de los fallos no es la fabricación de las celdas de la batería, sino problemas en la Integración, Montaje y Construcción del sistema. Los componentes que fallan con mayor frecuencia son los del Balance del Sistema (BOS) —como los sistemas de gestión térmica (HVAC, refrigeración líquida) y el cableado— y los Controles (principalmente el Sistema de Gestión de Baterías, BMS). Fallos en estos sistemas auxiliares pueden conducir a un abuso térmico de las celdas y, en el peor de los casos, a una fuga térmica e incendio. Esto sugiere que el riesgo principal no es tecnológico (química de la celda), sino de ejecución (calidad de la ingeniería e integración del sistema).

<sup>28</sup> California Public Utilities Commission Scaling Up and Crossing Bounds: Energy Storage in California. 2024 [https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/energy-storage/2024-05-01\\_lumen\\_scaling-up-and-crossing-bounds-reportfinal.pdf](https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/energy-storage/2024-05-01_lumen_scaling-up-and-crossing-bounds-reportfinal.pdf)

<sup>29</sup> ERCOT: The cost of unavailability for battery energy storage systems. ModoEnergy <https://modoenergy.com/research/ercot-battery-energy-storage-systems-availability-revenues->

<sup>30</sup> Online availability of batteries in Great Britain: Is timing right in 2024?. ModoEnergy <https://modoenergy.com/research/gb-benchmark-pro-online-availability-battery-energy-storage-great-britain-2024-uptime-downtime>

<sup>31</sup> BESS Failure Incident Database [https://storagewiki.epri.com/index.php/BESS\\_Failure\\_Incident\\_Database](https://storagewiki.epri.com/index.php/BESS_Failure_Incident_Database)

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 41 |

Al realizar una búsqueda de referencias internacionales sobre la indisponibilidad por mantenimientos de los SAEB se encontraron los casos de Italia y Estados Unidos.

De acuerdo con el “*Regolamento recante i requisiti e le modalità per la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza*”<sup>32</sup> mediante el cual se definen los requisitos para la prestación de servicios de reserva de frecuencia ultrarrápida establecidos por el Operador del Sistema de Transmisión de Italia, TERNA, la indisponibilidad máxima permitida por mantenimiento para los SAEB que participen es de 100 horas/año.

En el caso de Estados Unidos, la mayor empresa de energía en Hawaii, Hawaiian Electric Company, en los términos y condiciones para la negociación de contratos para la venta de generación renovable despachable<sup>33</sup>, publicado en el año 2022, también exigió una indisponibilidad máxima de 100 horas/año por mantenimientos.

También en Estados Unidos, se encuentra la misma exigencia de 100 horas/año de indisponibilidad para baterías, según la propuesta<sup>34</sup> de resolución de negociación y ejecución de compra de energía y almacenamiento de energía con una empresa, por parte de AVA Community Energy, empresa pública encargada de fomentar la energía renovable en California.

Con respecto datos estadísticos de horas de indisponibilidad forzada no se encontró información que permitiera estandarizar algún valor a partir de referencias internacionales. En general, la información obtenida se relacionó con situaciones de incendio en los SAEB, los cuales no podrían ser considerados para determinar un valor de indisponibilidad permitido por esta causa.

---

<sup>32</sup> Regolamento Recante I Requisiti E Le Modalità Per La Fornitura Del Servizio Di Regolazione Ultra-Rapida Di Frequenza, TERNA

[https://download.terna.it/terna/FastReserve\\_Regolamento\\_8d76dc1c0b25ca1.pdf#:~:text=h,Ore%20di%20Manutenzione%20Indifferibili%20%C3%A8](https://download.terna.it/terna/FastReserve_Regolamento_8d76dc1c0b25ca1.pdf#:~:text=h,Ore%20di%20Manutenzione%20Indifferibili%20%C3%A8)

<sup>33</sup> Power Purchase Agreement For Renewable Dispatchable Generation (PV + BESS) All Islands; Hawaiian Electric

[https://www.hawaiielectric.com/documents/clean\\_energy\\_hawaii/selling\\_power\\_to\\_the\\_utility/competitive\\_bidding/20221121\\_RFP\\_appx\\_j\\_model\\_RDG\\_PPA\\_PV\\_BEES.pdf#:~:text=PH%20%3D%208%2C760%20hours%20in,62%20hours%20%3D%20134%20hours](https://www.hawaiielectric.com/documents/clean_energy_hawaii/selling_power_to_the_utility/competitive_bidding/20221121_RFP_appx_j_model_RDG_PPA_PV_BEES.pdf#:~:text=PH%20%3D%208%2C760%20hours%20in,62%20hours%20%3D%20134%20hours)

<sup>34</sup> Community Energy, 2023

<https://avaenergy.org/wp-content/uploads/2023/10/C7.-Longroad-Sun-Pond-contract-approval.pdf>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 42 |

### 3.4.2 Marco para la conexión de un SAEB

Esta sección establece los principios y las normas consideradas a nivel internacional que rigen el comportamiento de los SAEB al conectarse a una red eléctrica.

#### 3.4.2.1 Documento: Reliability Guideline Performance, Modeling, and Simulations of BPS Connected Battery Energy Storage Systems and Hybrid Power Plants<sup>35</sup>

Este documento es una guía de confiabilidad de NERC (jun-2023) que brinda recomendaciones técnicas de detalle para el desempeño, modelación y estudios de sistemas SAEB conectados directamente al sistema y SAEB incluidos en plantas (p. ej., solar/eólica + SAEB = híbridos).

Es una norma que sirve como orientación sobre buenas prácticas en línea y haciendo uso de los Estándares NERC FAC-001/002 y el estándar IEEE2800 de 2022.

#### Alcance, definiciones y configuraciones:

- **SAEB:** recurso basado en inversor (IBR) que convierte energía almacenada en forma química en energía de corriente directa y viceversa.
- **Planta híbrida:** combinación de SAEB con planta de generación (hidráulica, térmica, Solar, eólica, etc. con un SAEB) operador como un solo conjunto.

#### Requisitos de desempeño/conexión para SAEB

- **Curva de capacidad P–Q:** Se deben entregar curvas P–Q en modo descarga y en modo carga, con cuatro cuadrantes de funcionamiento. Las curvas pueden ser simétricas o asimétricas tanto para la carga como descarga. En cualquier caso no deben ser limitadas para entregar su capacidad máxima para soportar la operación.
- **Control potencia de activa:** El SAEB debe tener una característica potencia activa–frecuencia con banda muerta simétrica. El control se puede extender a la región de operación de carga. La velocidad de entrega de energía debe ser configurado y coordinado de acuerdo a las necesidades del sistema. La respuesta rápida en frecuencia esta incluido en el anterior control.

---

<sup>35</sup> Reliability Guideline Performance, Modeling, and Simulations of BPS Connected Battery Energy Storage Systems and Hybrid Power Plants, NERC 2023

[https://www.nerc.com/comm/RSTC\\_Reliability\\_Guidelines/Reliability\\_Guideline\\_BESS\\_Hybrid\\_Performance\\_Modeling\\_Studies.pdf](https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Reliability_Guideline_BESS_Hybrid_Performance_Modeling_Studies.pdf)

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 43 |

- **Respuesta rápida de frecuencia (FFR):** El SAEB debe aportar soporte rápido y sostenido de potencia ante cambios rápidos de frecuencia, esto sujeto a sus restricciones del estado de carga (SOC). Debe poder configurarse, tener un monitoreo en tiempo real y tener una capacidad de potencia de respuesta y tiempo definidos y que deben ser coordinados con la regulación primaria de frecuencia.
- **Balance.** Debe estar en capacidad de proporcionar servicios de balance
- **Control de tensión - potencia reactiva:** El SAEB debe sostener el control de tensión y potencia reactiva tanto en descarga como en carga y de forma dinámica y durante operación normal y ante contingencia.

Adicionalmente, el control debe garantizar que este en la capacidad de proporcionar control dinámico de potencia reactiva mientras no se esté cargando o descargando.

- **Control de tensión - corriente reactiva:** En línea con el control de tensión-potencia reactiva, debe proporcionarse control de corriente reactiva para dar soporte de voltaje dinámico durante perturbaciones, tanto durante la carga como durante la descarga.
- **Control de inyección de corriente durante fallas.** El SAEB debe estar configurado para proporcionar una contribución de corriente de falla durante eventos y tanto en estado de carga como descarga y tanto para corriente activa como reactiva.
- **Soportabilidad ante saltos (cambios) en el ángulo de fase.** Capacidad del sistema de control del inversor para mantener un funcionamiento estable y proporcionar la energía adecuada durante cambios repentinos y rápidos en la fase de voltaje de la red. Esto aplica durante la carga y descarga del SAEB.
- **No cesación momentánea de potencia.** No debe permitirse la cesación momentánea de potencia durante la carga y descarga de la batería y durante eventos.
- **Inyección de corriente en fallas y FRT (Fault Ride-Through Capability):** El SAEB debe aportar corriente durante huecos/sobretensiones y cumplirá con una envolvente FRT de no disparo. El fabricante declarará límites de corriente total y su reparto activo/reactivo, y la estrategia de bloqueo/desbloqueo de control durante/tras el evento.
- **Rampa, límites y anti-windup:** Se aplican limitadores de rampa (subida/bajada), límites de potencia y anti-windup en controladores para evitar sobrepasos y oscilaciones.
- **Gestión de SOC y reservas:** El estado de carga (SOC) puede afectar el desempeño del SAEB para proporcionar energía. El propietario debe definir desde la construcción los límites de SOC permisos, dado que esto depende luego el uso o propósito para lo cual la va a usar.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 44 |

- **Grid-forming:** El BESS podrá operar con control formador de red (GFM), declarando modos de operación, condiciones de activación y límites de potencia/corriente.

Básicamente debe tener la capacidad de: atender desbalances en generación y carga (inercia), habilidad de contribuir a la regulación de tensión y frecuencia, y tener una tensión en corriente continua robusta que se transfiera a la tensión del lado de corriente alterna para dar soporte al sistema durante las diferentes condiciones que se presenten.

El GFM proporciona capacidad de operar en sistemas con bajo nivel de corto circuito, lo cual brinda estabilidad y confiabilidad.

- **Arranque autónomo o arranque en negro (BlackStart).** La SAEB deben tener la capacidad de ayudar a restablecer el sistema en caso de colapso. Esto es, la capacidad de formar y sostener una red asilada. Esto puede requerir sistemas de control y configuración específicos.
- **Fault Ride-Through (FRT).** Los BESS deben tener curvas de capacidad de FRT ante eventos, esto tanto para frecuencia como para tensión. Además, deben poder operar con esta función tanto para carga como para descarga, pudiendo ser diferentes en su caracterización.
- **Soporte ante oscilaciones de potencia.** Las SAEB deben tener la capacidad de proporcionar soporte de amortiguación de forma similar a los generadores síncronos y a las instalaciones de corriente continua de alto voltaje (HVDC)/sistemas de transmisión de CA flexible (FACTS). Los recursos basados en inversores conectados a BPS también podrían proporcionar soporte de amortiguación. Una diferencia importante con respecto a otros recursos basados en inversores conectados a BPS es que los SAEB pueden operar en modo de carga además de en modo de descarga, lo que proporciona una mayor capacidad de soporte de amortiguación.
- **Cortocircuito:** Incluir contribuciones de corriente del inversor (magnitud/dirección) consistentes con límites del hardware y control.
- **Monitoreo y protecciones:** deben tenerse medidores en capacidad que almacene o lleve el registro de fallas, disturbios dinámicos, eventos que afecten la secuencia, registro de armónicos y un monitoreo integral del funcionamiento del SAEB.

En cuanto a las protecciones deben coordinarse con el operador de la red.

- **Modelos dinámicos y EMT:** Se podrían emplear modelos estándar de IBR y modelos de usuario proporcionados por el fabricante, pero estos no captan todos los efectos deseados durante fallas.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 45 |

Por lo anterior, es deseable complementar con modelos EMT asegurando con los fabricantes que se cumple el modelo representa la topología, el control y la configuración. Estos modelos son los más apropiados para probar y analizar condiciones bajo falla, inestabilidad de los controles, desbalances, operación con bajo nivel de corto circuito, y cualquier situación anómala o de inestabilidad que pueda ser identificada. Este tipo de modelos permiten capturar todo el comportamiento del inversor y el control de planta instalado.

## Estudios mínimos

- **Interconexión:** Cumplimiento FRT (tensión y frecuencia), respuesta P–f/FFR y Q–V en modos de carga y descarga, estabilidad angular/pequeña señal, coordinación de protecciones, evaluación de rampas y límites, y pruebas funcionales de SCADA/telemetría.
- **Adiciones/repotenciaciones híbridas:** Análisis de límites con el inversor común (DC) o barra común (AC); coordinación de controladores y reparto de esfuerzos durante eventos.
- **Planeación:** Sensibilidades con escenarios de alta penetración de IBR, variabilidad de recursos, restricciones de SOC y provisión de servicios complementarios.
- **Blackstart/isla:** Si aplica, demostrar capacidad GFM para energizar barras/arrancar cargas críticas, con inventario de energía suficiente y secuencia de restauración.
- **Calidad de energía:** Verificación de límites de armónicos, flicker y ‘notching’ según normativa aplicable.

## Entregables y trazabilidad regulatoria:

- Curvas P–Q (carga y descarga), límites de corriente y  $dP/dt$
- Parámetros P–f (droop, banda muerta, tiempos) y Q–V; lógica de prioridades
- Envolventes FRT y característica de inyección reactiva vs  $\Delta V$ .
- Estrategia de SOC y reservas por servicio
- Modelos RMS/EMT y reportes de validación
- Esquemas de protección y registros de disturbios.
- Plan de pruebas y reportes de resultados

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 46 |

### 3.4.2.2 Documento: Review of Technical Requirements for Inverter-Based Resources in Chile<sup>36</sup>, NREL

Este documento fue desarrollado por *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) y *Global Power System Transformation Consortium* con soporte del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) de Chile.

Realizan una comparación técnica de los requisitos en Chile contra EirGrid (Irlanda), National Energy System Operator (NESO de Reino Unido) y el estándar IEEE2800 de 2022.

A partir de los hallazgos de la revisión comparativa mencionada, el documento propone y describe los requerimientos para los IBR convencionales que podrían ser incorporados y actualizados al código de red chileno. Aquí el IBR es cualquier fuente de generación que use electrónica de potencia y que use uno o más inversores, tal como una batería.

Analizan los siguientes temas:

- a. Requerimientos de frecuencia como inercia, respuesta rápida en frecuencia, regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia, rampas de potencia activa, soportabilidad de frecuencia (Frequency ride-through, que es la capacidad de mantenerse conectado durante fallas o disturbios dentro de un rango), ajuste a una tasa de cambio en frecuencia (ROCOF),
- b. Requerimientos en tensión como: capacidad de potencia reactiva, control de tensión en operación normal y durante fallas, capacidad de mantener conexión durante fallas que afecten la tensión (Voltage Ride-Through), no cesación momentánea de potencia, inyección de corriente durante fallas (diferenciando secuencia positiva y negativa), requerimientos de salto de fase (Phase Jump Ride-Through Requirements)
- c. Requerimientos de rendimiento como: calidad de la potencia, relación de corto circuito, protecciones y modelado.

Como conclusión se tiene que debe incorporarse:

- En frecuencia:
  - Respuesta rápida en frecuencia, con la adopción de la sección 6.1 del estándar IEEE2800-2022
  - Regulación primaria de Frecuencia, con la adopción de la sección 6.2 del estándar IEEE2800-2022

---

<sup>36</sup> <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/91792.pdf>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 47 |

- Control de los parámetros de rampas, con la adopción de la sección 4.6.2 del estándar IEEE2800-2022
- Soportabilidad de Frecuencia (Frequency ride-through), con la adopción de la sección 7.3 del estándar IEEE2800-2022
- Ajuste para la tasa de cambio en frecuencia (ROCOF), con la adopción de la sección 7.3.2.3.5 del estándar IEEE2800-2022
- En tensión:
  - Capacidad de potencia reactiva, con la adopción de la sección 5.1 del estándar IEEE2800-2022
  - Control de tensión, con la adopción de la sección 5.2 del estándar IEEE-2800 de 2022
  - Voltage ride-through, con la adopción de la sección 7.2.2 y 7.2.3 del estándar IEEE-2800 de 2022
  - No cesación momentánea, con la adopción de la sección 7.2.2.3.3, 7.2.2.6, 7.2.3 y 7.3.2.4 del estándar IEEE2800-2022
  - Inyección de corriente durante eventos de tensión (Current injection during voltage ridethrough), con la adopción de la sección 7.3.2.4 del estándar IEEE2800-2022
  - Salto de fase (Phase jump ride-through), con la adopción de la sección 7.3.2.4 del estándar IEEE2800-2022,
- En rendimiento:
  - Relación de cortocircuito, con la adopción de la sección C.2 del estándar IEEE2800-2022
  - Calidad de la potencia, con la adopción de la sección 8 del estándar IEEE2800-2022,
  - Protecciones, con la adopción de la sección 9 del estándar IEEE-2800-2022
  - Modelos y validación, con la adopción de la sección 10 y 11 y el anexo G del estándar IEEE2800-2022

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 48 |

### 3.4.2.3 Estándar IEEE 2800-2022 para la Interconexión de Recursos Basados en Inversores (IBR) (disponible en la IEEE)

El estándar IEEE 2800-2022, titulado "Estándar para la Interconexión e Interoperabilidad de Recursos Basados en Inversores (IBR) que se Conectan con Sistemas Eléctricos de Potencia de Transmisión Asociados", establece un conjunto de requisitos técnicos para la conexión de cualquier planta, unidad, SAEB o recurso híbrido (con SAEB) que use inversores para interconectarse a la red de transmisión y subtransmisión. Aquí la subtransmisión puede bajar hasta niveles no definidos y establecen que se traslapan con los requerimientos del IEEE 1547 de 2018 que aplican a distribución, dejando a libertad del regulador adoptar los requerimientos de una u otra norma (numeral 1.4 del Estándar IEEE2800 de 2022).

Como se ha observado en las anteriores dos secciones<sup>37</sup>, el estándar IEEE2800-2022 es altamente referenciado y se ha sugerido adoptarlo en varios de sus secciones. Por lo que ya de forma indirecta se ha citado anteriormente los temas que contiene, los cuales aplican a recursos basados en inversores como los SAEB.

Resumir las temáticas y requerimientos específicos del estándar en cada tema es difícil para este documento, pues incluye bastantes detalles. En todo caso se citan los temas a grandes rasgos de su contenido para conocimiento general y los cuales son los que se abordaran en esta propuesta:

- Especificaciones técnicas generales de conexión y rendimiento (por ejemplo: medida y capacidad de comunicación, precisión de las medidas, respuestas a priorizar, entre otros)
- Requerimientos del control de tensión – potencia reactiva
- Requerimientos de respuesta del control de potencia activa - frecuencia
- Respuesta ante situaciones anormales
- Calidad de la potencia
- Sistema de protecciones
- *Grid Forming*
- Recomendaciones de modelación

---

<sup>37</sup> Otro documento es el de ERCOT, *Advanced Grid Support Inverter-based Energy Storage System Assessment and Adoption Discussion*. En ERCOT se propone estándares para Grid Forming, los cuales serían mandatorios para los nuevos que se conecten.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 49 |

Respecto de la norma IEEE 1547 de 2018, esta proporciona reglas técnicas y requerimientos para recursos de energía distribuidos en general: generadores y sistemas de almacenamiento. De forma similar se citan a grandes rasgos los temas de su contenido:

- Especificaciones técnicas generales de conexión y rendimiento
- Capacidad de potencia reactiva y control de potencia tensión: incluye control de potencia reactiva – tensión y control de potencia activa – tensión.
- Respuesta ante condiciones anormales
- Calidad de la potencia
- Condiciones en isla
- Modelos
- Pruebas

#### 3.4.2.4 Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN<sup>38</sup>

Para formalizar la participación de las baterías, XM propone en el documento “Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN” agregar al código de conexión una lista de servicios que los SAEB deberán prestar obligatoriamente. Entre estos servicios se incluyen la mitigación de restricciones eléctricas, el control de tensión y potencia reactiva, el aporte rápido de corriente reactiva, la estabilización del sistema mediante amortiguamiento de oscilaciones de potencia (POD), la respuesta rápida en frecuencia, la reserva caliente de emergencia, la regulación primaria de frecuencia, la capacidad de arranque en negro, y los aportes de inercia y cortocircuito emulado.

El documento resalta la importancia de las soluciones híbridas que combinan plantas de generación renovable con sistemas de almacenamiento.

En cuanto a los requisitos técnicos solicitados a las tecnologías basadas en inversores, se recomienda evaluar la posibilidad de adoptar para Colombia los estándares IEEE 2800 (STN y STR) e IEEE 1547 de 2018 (SDL) y a las baterías tener *Grid Forming*.

#### 3.4.2.5 Requisitos técnicos en otros sistemas

Esta sección de forma general cita las temáticas que incluye en requisitos ERCOT, CAISO, Alemania, Australia, Chile y Brasil.

---

<sup>38</sup> <https://www.xm.com.co/operacion/informe-riesgos-operativos>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 50 |

#### a. ERCOT (Texas)<sup>39</sup>

De acuerdo con las Guías Operativas Nodales de ERCOT, se exigen los siguientes requisitos, dependiendo de si el punto de conexión es en el sistema de transmisión y subtransmisión ( $\geq 60$  kV) o distribución ( $< 60$  kV):

- ❖ **Capacidad para Soportar Fallas (Ride-Through):** Se exigen curvas obligatorias para soportar fallas de tensión y frecuencia (VFRT/FRT) en transmisión y subtransmisión, y para fallas de frecuencia en distribución. Los SAEB deben operar de forma continua entre 58.8 Hz y 61.2 Hz, y soportar desviaciones de hasta 57.0 Hz y 61.8 Hz por periodos definidos sin desconectarse. También deben soportar caídas de tensión hasta 0.25 p.u. por tiempos específicos.
- ❖ **Control de Potencia Activa y Reactiva:** Deben proporcionar servicio de soporte de tensión y respuesta primaria a la frecuencia con un gobernador activo y se exige una capacidad de potencia reactiva de 0.95 (adelanto/atraso) en el punto de interconexión. Los SAEB de menos de 20 MVA están explícitamente exentos de proporcionar Servicio de Soporte de Tensión (VSS). Sin embargo, deben mantener su gobernador en servicio para la respuesta a la frecuencia.
- ❖ **Capacidad de Arranque Autógeno (Black Start):** No es un requisito estándar para la interconexión, sino un servicio que puede ser contratado en el mercado.
- ❖ **Capacidad de Formación de Red (GFM):** Actualmente es voluntario, pero ERCOT ha propuesto que sea obligatorio para todos los nuevos Recursos de Almacenamiento de Energía (ESR) en el futuro cercano para mejorar la estabilidad del sistema.
- ❖ **Modelado.** Se requiere modelos detallados y validados, incluyendo PSS/E y modelos de Transitorios Electromagnéticos (EMT) para áreas de red débiles.

#### b. CAISO (California)<sup>40</sup>

- ❖ **Capacidad para Soportar Fallas (Ride-Through):** Para transmisión ( $\geq 60$  kV) es obligatorio el soporte de fallas VFRT/FRT requisitos están alineados con las normas del Western Electricity Coordinating Council (WECC) y CAISO. Los requisitos en distribución se basan en las curvas y rangos operativos definidos en la norma IEEE 1547-2018, y deben tener capacidades de soportar fallas de baja/alta tensión (L/HVRT) y baja/alta frecuencia (L/HFRT).

<sup>39</sup> [https://www.ercot.com/files/docs/2024/07/09/2024\\_07\\_ERCOT\\_IBRWG\\_ERCOT%20Advanced%20Grid%20Support%20Inverter-based%20ESRs%20Assessment%20and%20Adoption%20Discussion\\_v1\\_.pdf](https://www.ercot.com/files/docs/2024/07/09/2024_07_ERCOT_IBRWG_ERCOT%20Advanced%20Grid%20Support%20Inverter-based%20ESRs%20Assessment%20and%20Adoption%20Discussion_v1_.pdf)

<sup>40</sup> <https://www.pge.com/assets/pge/docs/about/doing-business-with-pge/g3.pdf>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |            |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 51 |

- ❖ **Control de Potencia Activa y Reactiva:** En transmisión se exige un factor de potencia dinámico en el rango de 0.95 en adelante a 0.95 en atraso en el punto de interconexión, y deben operar en modo de control de tensión por defecto. En distribución deben proporcionar de forma autónoma funciones de soporte de tensión, como el control Volt/VAR
- ❖ **Capacidad de Arranque Autógeno (Black Start):** No es un requisito estándar para la interconexión.
- ❖ **Capacidad de Formación de Red (GFM):** No es un requisito obligatorio actualmente, pero su desarrollo e integración están en curso.

#### c. Alemania<sup>41</sup>

El marco regulatorio en Alemania consiste en un conjunto de reglas de aplicación técnica (TAR) desarrolladas por el VDE FNN. Estas reglas se distinguen por el nivel de tensión de la conexión:

- ❖ **Capacidad para Soportar Fallas:** Para alta tensión (60-150 kV) y extra alta tensión (220-380 kV) deben soportar fallas simétricas y asimétricas según curvas de tensión-tiempo definidas en las normas. En media tensión (1-60 kV) se exige un soporte dinámico a la red, incluyendo la inyección de corriente reactiva durante las fallas, y en distribución (<1 kV) deben contribuir al mantenimiento de la tensión estática y responder a eventos de sobre y subfrecuencia.
- ❖ **Control de Potencia Activa y Reactiva:** En alta y media tensión se requiere una respuesta de potencia activa dependiente de la frecuencia para estabilizar la red. Para la estabilidad de la tensión, es obligatorio el suministro de potencia reactiva según modos de control especificados, como la curva Q(U) (potencia reactiva en función de la tensión) o un factor de potencia ( $\cos \phi$ ) definido.
- ❖ **Capacidad de Arranque Autógeno (Black Start):** No es un requisito estándar, pero puede ser exigido si el SAEB es contratado para prestar este servicio
- ❖ **Capacidad de Formación de Red (GFM):** El organismo VDE FNN está desarrollando activamente directrices y un marco de certificación para las propiedades de formación de red, anticipando su obligatoriedad futura.

#### d. Australia (AEMO)<sup>42</sup>

<sup>41</sup> <https://www.vde.com/resource/blob/1674518/0f43075f390bc86a0d51a74b805c683e/tar-hs-download-en-data.pdf>

<sup>42</sup> <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2018-07/Energy%20Networks%20Australia.pdf>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 52 |

El marco de AEMO se basa en la norma National Electricity Rules (NER). Para distribución, en plantas de <5 MW la norma se encuentra en desarrollo, en la cual AEMO está estableciendo requisitos mínimos para estos recursos, que incluyen soportar variaciones de frecuencia y tensión, control de rampa y respuesta a la frecuencia

- ❖ **Capacidad para Soportar Fallas:** En transmisión (>66 kV) y distribución para plantas de >5 MW los requisitos se negocian para cada proyecto dentro de un rango definido entre un Estándar de Acceso Mínimo (MAS) y un Estándar de Acceso Automático (AAS). Los SAEB deben ser capaces de operar de forma ininterrumpida dentro de rangos de frecuencia y tensión definidos en tablas específicas (por ejemplo, soportar tensiones entre 70% y 130% del valor nominal por duraciones determinadas).
- ❖ **Control de Potencia Activa y Reactiva:** Se exige la capacidad de inyectar y absorber potencia reactiva para el control de la tensión. Durante fallas, se exige una inyección de corriente reactiva rápida y sostenida para apoyar la tensión de la red. También se requiere respuesta a la frecuencia.
- ❖ **Capacidad de Arranque Autógeno (Black Start):** No es un requisito estándar para la interconexión.
- ❖ **Capacidad de Formación de Red (GFM):** AEMO ha desarrollado una especificación técnica voluntaria y promueve activamente la conexión de SAEB con capacidad GFM para mejorar la fortaleza del sistema.

#### e. Chile<sup>43</sup>

Para transmisión y subtransmisión (>23 kV) la norma principal es la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS). Para distribución (≤23 kV, para plantas ≤9 MW) es la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD.

- ❖ **Soportar Fallas (VRT):** Obligatorio. Los BESS deben permanecer conectados durante huecos de tensión dentro de una "zona de no desconexión" y priorizar la inyección de corriente reactiva, según los Artículos 3-8 y 3-9 de la NT SyCS. Por el contrario, en distribución la norma obliga a la desconexión automática de la red ante desviaciones de tensión y frecuencia.
- ❖ **Control de Potencia Activa y Reactiva:** Obligatorio. Deben cumplir con diagramas de capacidad P-Q y proporcionar respuesta primaria a la frecuencia con estatismo y banda muerta definidos, según los Artículos 3-7, 3-9, 3-11 y 3-17 de la NT SyCS. En distribución generalmente no se permite la regulación activa de tensión, a menos que sea un servicio específicamente acordado con la empresa distribuidora

<sup>43</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2018/11/NTSyCS-Dic2019.pdf>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 53 |

- ❖ **Arranque Autónomo (Black Start):** Es un servicio definido, pero no un requisito estándar para todos los generadores.
- ❖ **Formación de Red (GFM):** No es un requisito actual.

### 3.4.3 Eficiencia de ciclo completo (Round Trip)

La eficiencia de ciclo completo o de carga y descarga (round trip efficiency) refleja la proporción de energía útil que una batería devuelve respecto a la que absorbió.

Tras realizar una búsqueda de referencia internacionales sobre el tema, se encuentran datos recientes de exigencias mínimas de eficiencia de ciclo completo (carga y descarga) de las baterías que son las siguientes:

- **Italia**

En el anexo “*Relazione tecnica*”<sup>44</sup> de la normativa del año 2024 que rige el funcionamiento del mecanismo diseñado para adquirir nueva capacidad de almacenamiento eléctrico centralizado “*Disciplina del meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico*” exige como mínimo de referencia una eficiencia de ciclo completo superior al 85%. Valores inferiores reciben penalizaciones

- **Grecia**

La Autoridad Reguladora de Residuos, Energía y Agua (RAAEY) en el año 2023 realizó un procedimiento para la licitación de inversiones en centrales de almacenamiento de energía con baterías, en donde se publicó el documento “*Installation, Performance and Safety Specifications of Battery Energy Storage Systems*”<sup>45</sup>. En este documento se menciona que la eficiencia de ciclo completo debe ser igual o superior al 80%.

- **India**

La Corporación de Energía Solar de la India, SECI, empresa estatal que promueve la integración de energía renovables, publicó el documento “*Request for Selection (RfS) Document for setting up of 1000 MW/2000MWh Standalone Battery Energy Storage Systems in India under Tariff-Based Global Competitive Bidding*”<sup>46</sup> mediante el cual se licitó en el año 2024 la instalación de baterías. En este proceso se exigió que la eficiencia

<sup>44</sup> [https://download.terna.it/terna/Relazione%20tecnica\\_Batterie%20%281%29\\_8dd5da56259953d.pdf](https://download.terna.it/terna/Relazione%20tecnica_Batterie%20%281%29_8dd5da56259953d.pdf)

<sup>45</sup> [https://www.raaey.gr/energeia/wp-content/uploads/2023/06/H1\\_BEES-Installation-Safety-and-Performance-Specifications.pdf](https://www.raaey.gr/energeia/wp-content/uploads/2023/06/H1_BEES-Installation-Safety-and-Performance-Specifications.pdf)

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 54 |

mínima de ciclo completo fuera igual o mayor al 85%, de lo contrario se aplican penalizaciones.

Con base en lo anterior, se concluye que en la actualidad las experiencias internacionales muestran que la eficiencia mínima de carga y descarga exigida para baterías puede ser establecida en el límite del 85%.

### 3.4.4 Mecanismos de remuneración

En esta sección se busca presentar los mecanismos de remuneración para los SAEB en diversos mercados eléctricos internacionales. Se presentan los mercados de Norteamérica, Europa y Australia.

#### 3.4.4.1 Servicios auxiliares<sup>47</sup>

Los servicios auxiliares son productos que se usan para mantener, en tiempo real, la estabilidad, confiabilidad y seguridad de la red. Estos precisan de un mercado cuando se tiene escasez del recurso (o de un bien) o cuando lo que se solicita nominalmente como requisito de conexión no es suficiente para dar solución a los problemas operativos. Así mismo, pueden ser creados, cuando desde las reglas de expansión de la red no se puede solucionar un problema en el sistema.

En algunos países incluyen, entre otros, regulación de frecuencia (primaria/segundaria), reservas de contingencia, control de tensión/reactivos y arranque en negro. Estos ayudan a asegurar que la frecuencia y tensión permanezcan dentro de rangos operativos, y que exista capacidad de respuesta ante contingencias sin comprometer el suministro.

En algunos países con almacenamiento, como gran bretaña presentado en la Ilustración 10 y que evidencia que tienen plantas de alto costo para operar y recursos de alta variabilidad (solares), estos servicios son una fuente de ingresos para los SAEB, típicamente al menos más del 50% del total, lo que demuestra que el costo de operar pagando un mercado es más beneficioso que no tenerlo.

Algunos tipos de servicios son:

- **Regulación de Frecuencia:** Corrección continua de pequeñas desviaciones de frecuencia. Incluye la Reserva de Contención de Frecuencia (FCR) en Europa y los servicios de Regulación en EE. UU.

<sup>46</sup> [https://www.eqmagpro.com/wp-content/uploads/2024/06/SEC1000160-7915545-RfS-ESS-2-final\\_upload\\_compressed-1-5.pdf](https://www.eqmagpro.com/wp-content/uploads/2024/06/SEC1000160-7915545-RfS-ESS-2-final_upload_compressed-1-5.pdf)

<sup>47</sup> When the dust settles: What is the future business case for BESS? – WSP  
<https://www.wsp.com/-/media/insights/sweden/documents/2024/pdf-bess-batterilagring.pdf>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 55 |

- **Reservas de Contingencia:** Activación rápida en respuesta a eventos súbitos de gran magnitud (ej. pérdida de un generador). Incluye el *Dynamic Containment* (DC) en el Reino Unido y el *Responsive Reserve Service* (RRS) en ERCOT.
- **Otros:** Control de voltaje, potencia reactiva, capacidad de arranque en negro (*black start*).

#### 3.4.4.1.1 Arbitraje de Energía <sup>48</sup>

El arbitraje de energía consiste en cargar el SAEB cuando el precio es bajo y descargar cuando es alto. El beneficio corresponde al spread de precios neto de pérdidas: es decir, la diferencia entre el precio de descarga y el de carga, ajustada por la eficiencia de ciclo completo (Round Trip Efficiency) y cualquier costo variable. En la práctica, maximizar este margen exige gestión del estado de carga (SoC), pronóstico de precios y despacho que respete límites de potencia/energía y ciclos.

La rentabilidad depende de: (i) Duración (h): determina si el SAEB puede cubrir todo el “bloque caro” del día; poca duración trunca el spread, demasiada puede sobredimensionar CAPEX por MW útil. (ii) RTE: las pérdidas reducen el beneficio efectivo; a menor RTE, mayor energía comprada para entregar 1 MWh, y menor spread neto. (iii) Mercado: el arbitraje puede ejecutarse en Day-Ahead o en el intradiario, esto lo debe evaluar el inversionista según el mercado. Complementariamente, tarifas de red, congestión, límites de ciclos/degradación y co-optimización con otros productos del mercado pueden mejorar o erosionar el margen<sup>49</sup>. En todo caso, esto debe ser evaluado por el inversionista.

#### 3.4.4.1.2 Mercados de Capacidad

Son mecanismos para garantizar suficiencia de recursos a largo plazo y la fiabilidad del sistema. Remuneran potencia firme, no energía: los participantes reciben un pago en \$/MW-año a cambio de la obligación contractual de estar disponibles en periodos de escasez/estrés del sistema. Usualmente se adjudican vía subastas a plazo (p. ej., T-4 y T-1 en el Reino Unido). Estos contratos agregan un flujo de ingresos estable y predecible, reducen el riesgo de caja y favorecen el financiamiento del proyecto. El esquema incluye penalizaciones por no desempeño durante eventos de escasez y es compatible con ingresos adicionales por energía y servicios auxiliares<sup>50</sup>.

<sup>48</sup> Grid-Scale Battery Storage

<https://docs.nrel.gov/docs/fy19osti/74426.pdf>

<sup>49</sup> Battery Storage Unlocked - Lessons Learned from Emerging Economies

<https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/91781.pdf>

<sup>50</sup> <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m18.ashx>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 56 |

Para los SAEB, la potencia nominal se ajusta mediante un factor de reducción (de-rating) que refleja su limitación energética frente a generación convencional. Este factor—definido por la duración de descarga (1-4 h o más), disponibilidad, historial de desempeño y reglas de acreditación—determina la capacidad efectiva remunerable. En la práctica, mayor duración útil implica mayor de-rating acreditado; además, el operador puede exigir ventanas de disponibilidad y eventos de prueba, por lo que la gestión del SoC es crítica para evitar penalizaciones y cumplir la obligación de capacidad.

### 3.4.4.1.3 Aplazamiento de Inversiones en Transmisión y Distribución

El aplazamiento de inversiones en transmisión y distribución consiste en ubicar SAEB en nodos estratégicos para aliviar la congestión en puntos específicos de la red, permitiendo a las empresas de servicios públicos retrasar o evitar actualizaciones de infraestructura.

El valor se calcula como costo evitado de la obra tradicional (CAPEX + costos asociados) frente al costo total del SAEB (CAPEX, OPEX, degradación), usualmente en VPN y condicionado a ventanas horarias/estacionales de congestión y a métricas de desempeño (disponibilidad, tiempo de activación, energía efectivamente entregada en periodos críticos).

El mecanismo de Remuneración generalmente se implementa a través de contratos bilaterales con la empresa de servicios públicos local, en lugar de un mercado abierto.

La duración del almacenamiento es un diferenciador estratégico que determina el acceso a estos flujos de ingresos, en función de la capacidad de energía y el tiempo durante el que esta se entrega. Sistemas de corta duración (1-2 horas) pueden ser óptimos para servicios de frecuencia. Sistemas de duración media (4-6 horas) pueden adecuarse al arbitraje diario. Sistemas de larga duración (8+ horas) pueden atender los mercados de capacidad y aplicaciones de aplazamiento de transmisión y distribución <sup>25</sup>.

### 3.4.4.2 Estados Unidos, Reino Unido, Alemania y Australia

#### 3.4.4.2.1 Estados Unidos ERCOT (Texas)<sup>51</sup>

En ERCOT los SAEB participan en servicios auxiliares (Contingency Reserve Service, Responsive Reserve Service, Regulación) y la compraventa directa de electricidad.

Así las cosas, en el mercado de ERCOT, la estructura operativa se fundamenta en dos componentes principales: el mercado de energía y los servicios auxiliares. A diferencia de otros operadores como PJM, ERCOT funciona como un mercado de "solo energía" (energy-only market), lo que significa que no posee un mercado de capacidad formal diseñado para asegurar la

<sup>51</sup> ERCOT Ancillary services

<https://www.ercot.com/services/ancillary-services-information>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 57 |

disponibilidad de recursos de generación a largo plazo. Esta característica define su enfoque para garantizar la adecuación de los recursos a través de señales de precios a corto plazo en lugar de contratos de capacidad a futuro.

El mercado de energía se desglosa en dos segmentos: el mercado del día anterior (Day-Ahead Market o DAM) y el mercado en tiempo real (Real-Time Market o RTM). El DAM opera como un mercado a futuro donde se establecen los precios y se coordinan los compromisos de generación para cada hora del día operativo siguiente, basándose en las ofertas de compra y venta de los participantes. Por otro lado, el RTM ajusta continuamente las diferencias entre lo programado y las condiciones reales de la red. En este mercado spot, la energía se transa para entrega inmediata, calculando precios nodales (Locational Marginal Prices o LMPs) cada cinco minutos para balancear con precisión la oferta y la demanda.

Para asegurar la disponibilidad de recursos sin un mercado de capacidad, ERCOT implementa un mecanismo conocido como la Curva de Demanda de Reserva Operativa (Operating Reserve Demand Curve u ORDC). Este sistema añade un valor adicional al precio de la energía en tiempo real cuando las reservas operativas del sistema disminuyen. Al elevar los precios durante los periodos de escasez, la ORDC crea un fuerte incentivo económico para que los generadores estén disponibles cuando la red más los necesita.

Los servicios auxiliares los adquiere principalmente a través de su mercado Day-Ahead en un proceso cooptimizado con la energía. Entre los servicios clave se encuentran el Servicio de Regulación, que gestiona desequilibrios menores para mantener la frecuencia en 60 Hz; las Reservas de Respuesta (Responsive Reserve Service), que actúan como la primera línea de defensa ante la pérdida súbita de un generador; y las Reservas no rodantes (Non-Spinning Reserve Service), que son recursos fuera de línea capaces de sincronizarse y suministrar energía en un plazo de 30 minutos para ofrecer respaldo adicional.

### 3.4.4.2.1 PJM Interconnection<sup>52</sup>

En el mercado de PJM Interconnection se tiene una estructura que contempla tres componentes: el mercado de energía, el mercado de capacidad y los servicios auxiliares, siendo los dos últimos donde están participando los SAEB.

El mercado de energía<sup>53</sup> está dividido en uno de Day-Ahead y otro de tiempo real. Ambos mercados combinan las ofertas de los proveedores de energía con las ofertas de los consumidores de energía para garantizar que los proveedores estén listos para entregar en el momento y lugar adecuados.

<sup>52</sup> <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m11.pdf>

<sup>53</sup> <https://learn.pjm.com/electricity-basics/market-for-electricity.aspx>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 58 |

El Day-Ahead es un mercado a futuro, lo que significa que se fijan precios para la energía que se entregará en el futuro; en este caso, al día siguiente. Los precios horarios se calculan con base en las ofertas de los generadores, las ofertas de los consumidores de energía, como las compañías eléctricas, y las transacciones financieras relacionadas con el mercado.

PJM iguala las ofertas del vendedor de menor a mayor precio hasta cubrir la demanda de electricidad ofertada, más algunas reservas. Esto se denomina "clearing" del mercado. Todas las ofertas y pujas liquidadas establecen una posición financiera en el Day-Ahead. Cualquier desviación de las cantidades liquidadas en el Day-Ahead se liquida en el Mercado de Tiempo Real.

El Mercado en Tiempo Real atiende las necesidades de electricidad en tiempo real (que siempre difiere, al menos ligeramente, de la previsión diaria). El Mercado en Tiempo Real es un mercado spot, lo que significa que la electricidad se adquiere para entrega inmediata. La oferta y la demanda deben en. Los precios se calculan cada cinco minutos para más de 10.000 puntos de precio diferentes, según las condiciones reales de funcionamiento de la red.

Respecto del mercado de capacidad<sup>54</sup>, allí tienen en cuenta que cada miembro de PJM que suministra electricidad a los consumidores debe adquirir o garantizar que cuenta con suficientes recursos que entreguen energía para satisfacer la demanda actual y futura (hasta 3 años). Los miembros aseguran estos recursos a través del mercado de capacidad de PJM mediante una subasta, donde los precios pueden variar según la ubicación para reflejar las limitaciones del sistema.

Los servicios auxiliares<sup>55</sup> se dividen en regulación y reservas.

El servicio de Regulación se utiliza para controlar pequeños desbalances entre la carga y generación: ayuda a mantener la frecuencia en 60 Hz, balancea en función de la fluctuación de la demanda y generación, balancea ante diferencias en el pronóstico de demanda o la programación de la generación. Existen dos tipos de señal, una lenta (que debe durar el aporte en el tiempo) y otra rápida (respuesta instantánea) para activar el servicio.

Para la participación en los servicios regulación, los propietarios de recursos presentan ofertas específicas para la Capacidad de Regulación y Rendimiento para Regulación, y PJM utiliza estas ofertas, junto con las ofertas de energía y los cronogramas de recursos del sistema, como datos de entrada para el Optimizador de Servicios Auxiliares (ASO), un motor de compensación de mercado con una hora de anticipación. El ASO optimiza el perfil de despacho y pronostica los precios nodales (LMP) para determinar los compromisos horarios de regulación para cumplir con los requisitos.

---

<sup>54</sup> <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/capacity-markets.aspx>

<sup>55</sup> <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/ancillary-services-market.aspx>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 59 |

En cuanto al servicio de Reserva ayuda a recuperar el balance del sistema compensando las deficiencias de generación si hay pérdida de un generador grande. Esta reserva debe poder entregarse en tiempos de hasta 10 minutos (reserva primaria) y de 10 minutos hasta 30 minutos (reserva complementaria).

Para participar en los mercados de Reserva de PJM, estos ofrecen a sus participantes un sistema de mercado para la compraventa de Reservas Sincronizadas, Reservas Primarias y Servicios de Reserva de 30 minutos. Los Mercados de Reserva de PJM se gestionan tanto en el Day- Ahead como en el Mercado en Tiempo Real. En el Day- Ahead, PJM programa las Reservas de forma simultánea y cooptimizada con la energía para cada hora del siguiente día operativo. En Tiempo Real, PJM adquiere Reservas de forma simultánea y cooptimizada con la energía para cada hora y cada intervalo.

Los precios para el servicio de regulación son calculados de forma simultánea con energía y el servicio de reservas cada 5 minutos.

Ahora bien, el mercado PJM tiene alta influencia de plantas de alto costo<sup>56</sup>; tienen la siguiente matriz de generación para el día 11 de septiembre de 2025 a las 8 am, donde predominan plantas térmicas a gas y carbón e inflexibles como la nuclear, por lo cual también podría explicar la necesidad de tener recursos flexibles como los SAEB con algún pago:

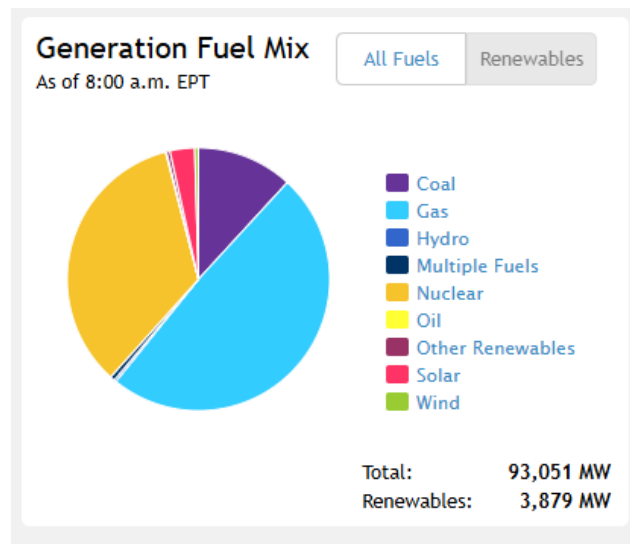


Ilustración 12 Mix de generación PJM

<sup>56</sup> <https://www.pjm.com/>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 60 |

### 3.4.4.2.1.2 CAISO (California)<sup>57</sup>

En el mercado de CAISO (California Independent System Operator) los SAEB operan al tiempo como generador y carga, enviando curvas de ofertas tanto para carga como descarga. Existe un mercado de Day-Ahead (que despacha para un periodo de 24 horas al menor costo que atienda la demanda) y un mercado de tiempo real (es un mercado de 15 minutos que genera soluciones opotimas hasta para las siguientes dos horas, y también existe uno de 5 minutos que genera soluciones para los siguientes 65 minutos).

El mercado cuenta con una capacidad instalada de SAEB superior a 15,7 GW.<sup>58</sup> Tienen un esquema de mercado que incluye arbitraje de energía y servicios auxiliares de regulación ascendente y descendente, que son ajustes automáticos para aumentar o disminuir la generación y mantener la frecuencia de la red en un nivel constante; y de reserva rodante y no rodante, que es capacidad de generación lista para activarse en 10 minutos en caso de una falla inesperada en la red, con la diferencia de que la reserva rodante ya está sincronizada al sistema, mientras que la no rodante debe conectarse primero<sup>59</sup>. También tiene productos de rampa:

---

<sup>57</sup> <https://www.caiso.com/documents/2023-special-report-on-battery-storage-jul-16-2024.pdf>

<sup>58</sup> California Energy Storage System Survey – California energy commission  
<https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/california-energy-storage-system-survey>

<sup>59</sup> <https://www.caiso.com/market-operations/products-services/ancillary-services>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 61 |

Figure 2.10 Average hourly battery schedules by product (2023)

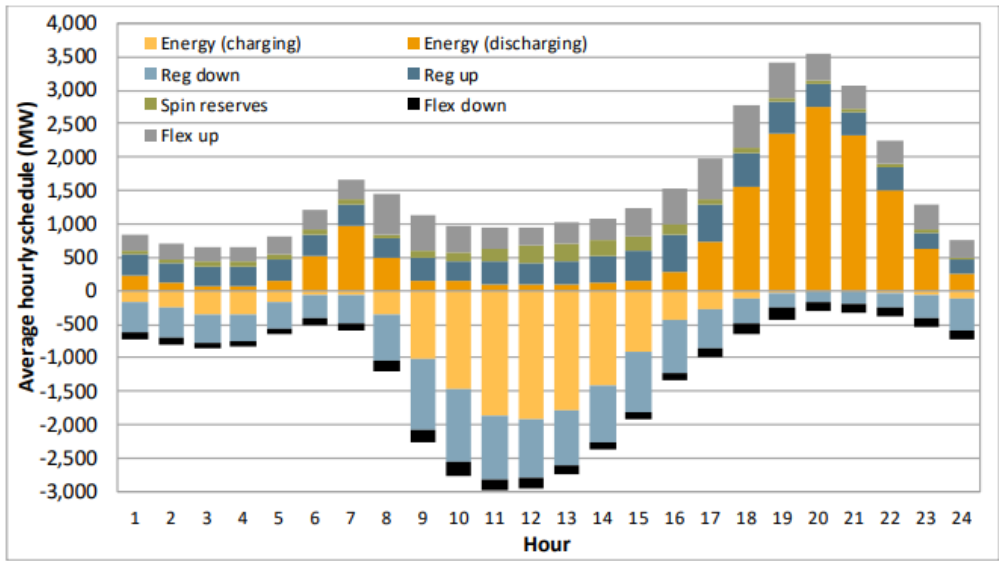
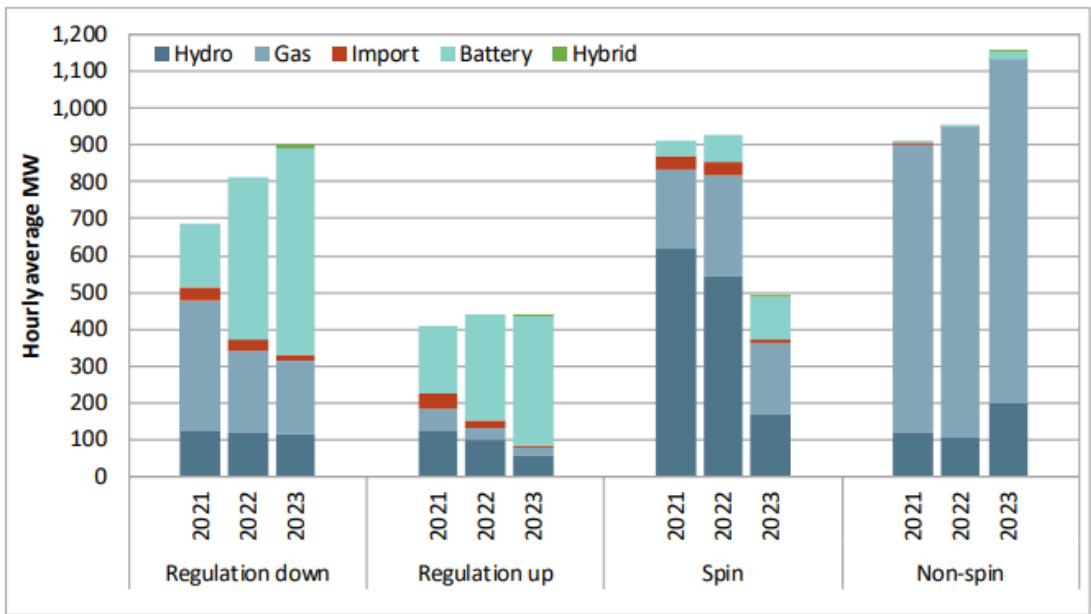


Ilustración 13 Productos despachados en 2023 SAEB . CAISO. Fuente: 2023 Special Report on Battery Storage July 16, 2024

Figure 2.12 Ancillary service procurement by resource type



POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |            |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 62 |

*Ilustración 14 Productos de servicios complementarios por recurso: generador, demanda híbridos, SAEB. CAISO. Fuente: 2023 Special Report on Battery Storage July 16, 2024*

Los SAEB presentan ofertas de precios considerando los costos de oportunidad de descargar o cargar en un momento específico del día. Por ejemplo, descargar energía durante las horas de baja demanda puede impedir que las baterías se descarguen durante las horas de alta demanda. La diferencia en los precios de mercado entre las horas de baja y alta demanda puede representar un costo de oportunidad de descargar en las horas de menor precio.

De la experiencia del mercado se observa que tanto en el mercado en tiempo real como en el del Day-Ahead, las SAEB expresan su mayor disposición a cargar por la tarde, durante las horas punta de producción solar, cuando los precios nodales son, en promedio, más bajos. Así como también presentan sus ofertas de descarga más bajas para las horas punta de demanda, cuando su coste de oportunidad de descarga es menor.

### **3.4.4.2.1.3 Reino Unido (National Grid ESO)**

En Gran Bretaña, el mercado eléctrico se estructura en torno a tres mercados: el mercado de energía mayorista, el mercado de capacidad y servicios de balance y auxiliares. A diferencia de los mercados centralizados de PJM o ERCOT, el mercado de energía se basa en un modelo de comercio bilateral, donde generadores y proveedores negocian contratos directamente entre sí o a través de bolsas de energía para la compraventa de electricidad, cubriendo plazos que van desde momentos antes de la entrega hasta varios años en el futuro.

Para gestionar las desviaciones en tiempo real entre la energía contratada y la demanda real, utiliza el Mecanismo de Balance (Balancing Mechanism - BM). Este funciona como el mercado en tiempo real del sistema, donde a partir de una hora antes de la entrega, los participantes pueden presentar ofertas para aumentar o disminuir su generación o consumo. El operador del sistema acepta estas ofertas de la manera más económica para mantener el sistema equilibrado y asegurar que la oferta satisfaga la demanda en todo momento<sup>60</sup>.

El mecanismo de mercado de capacidad se implementó con el fin de garantizar la seguridad del suministro a largo plazo. Este mecanismo no paga por la energía producida, sino que remunera la disponibilidad para generar cuando sea necesario, especialmente durante los picos de demanda. A través de subastas anuales, los proveedores de capacidad, que incluyen generadores, sistemas de almacenamiento y la respuesta de la demanda, aseguran contratos a futuro. A cambio de este pago por disponibilidad, enfrentan penalizaciones si no cumplen con su compromiso durante un evento de estrés en el sistema<sup>61</sup>.

<sup>60</sup> Balancing mechanism NESO

<https://www.neso.energy/what-we-do/systems-operations/what-balancing-mechanism>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 63 |

Los servicios auxiliares, conocidos en el Reino Unido como Balancing Services, son un conjunto de herramientas que adquieren para mantener la seguridad, calidad y estabilidad de la red. Estos incluyen la respuesta en frecuencia, que gestiona desviaciones instantáneas para mantener la frecuencia estable en 50 Hz; los servicios de reserva, que proporcionan capacidad adicional para ser activada en plazos de minutos a horas; y el control de voltaje, que es un servicio obligatorio para mantener los niveles de tensión adecuados en la red.

La matriz de generación del Reino Unido ha sufrido una transformación, en el que han reducido el uso de plantas de carbón y una expansión de las energías renovables, destacando en energía eólica marina. Las plantas de gas natural siguen siendo importantes para la flexibilidad del sistema, complementado la energía nuclear. El aumento de fuentes renovables intermitentes ha impulsado la necesidad de recursos flexibles como el almacenamiento en baterías, las interconexiones con Europa y la gestión de la demanda, los cuales son participantes activos en todos los segmentos del mercado.

#### 3.4.4.2.1.4 Alemania

En el mercado eléctrico alemán la operación de su sistema de transmisión se divide entre cuatro operadores principales (TSOs): 50Hertz, Amprion, TenneT y TransnetBW. La estructura general del mercado se basa en un modelo de comercio mayorista competitivo, un sistema de reserva estratégica en lugar de un mercado de capacidad tradicional, y un mercado de balance desarrollado para la provisión de servicios auxiliares.

El funcionamiento del mercado de energía se basa en el comercio bilateral y en plataformas de negociación centralizadas, en el cual la bolsa de energía principal es la EPEX SPOT. En el mercado del día anterior (Day-Ahead), la electricidad se negocia en bloques horarios para el día siguiente a través de una subasta paneuropea. Adicionalmente, el mercado intradiario (Intraday) permite a los participantes ajustar sus volúmenes de compra y venta de energía de forma continua hasta minutos antes del momento de la entrega, lo que facilita la gestión de las variaciones imprevistas, como es el caso de la generación renovable<sup>62</sup>.

A diferencia de otros sistemas como PJM o el Reino Unido, Alemania no utiliza un mercado de capacidad para asegurar la disponibilidad de generación a largo plazo. En su lugar, opta por una Reserva de Capacidad (Kapazitätsreserve), un mecanismo donde un conjunto de centrales eléctricas son retiradas del mercado regular. Estas unidades no compiten en la fijación de precios

---

<sup>61</sup> Capacity Market UK

<https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-capacity-market>

<sup>62</sup> Basics of the Power Market – Alemania

<https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket#power-exchanges-organise-trading-and-operate-markets>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 64 |

diaria y solo se activan como último recurso por orden de los TSOs durante situaciones de emergencia en la seguridad del suministro.

Los servicios auxiliares, son denominados energía de balance (Regelenergie). Estos son adquiridos por los TSOs mediante subastas competitivas para garantizar la estabilidad de la red. Se clasifican en tres productos principales según su rapidez: la Reserva de Contención de Frecuencia (FCR), que responde automáticamente en segundos para estabilizar la frecuencia, la Reserva de Restauración de Frecuencia Automática (aFRR), que se activa en cinco minutos para devolver la frecuencia a su valor objetivo, y la Reserva de Restauración de Frecuencia Manual (mFRR), activada por los operadores en un plazo de 15 minutos para corregir desequilibrios más prolongados<sup>63</sup>.

La matriz de generación se ha transformado con el cierre de todas sus centrales nucleares, y ha establecido un plan para la eliminación gradual del carbón. Este proceso ha sido acompañado por una expansión masiva de la energía eólica y solar. La alta penetración de estas fuentes ha generado una necesidad de flexibilidad en el sistema, la cual se busca satisfacer a través de interconexiones, almacenamiento de energía, gestión de la demanda y centrales de gas como respaldo.

### 3.4.4.2.2 Australia (AEMO)<sup>6465</sup>

En Australia, bajo la operación del Australian Energy Market Operator (AEMO), los SAEB participan en el mercado de Balance, en el cual deben considerar en oferta su capacidad disponible para entrega de energía continua, el intervalo de tiempo, y considerando el estado de carga del SAEB. No existe regla definida para que establezca cuando debe cargarse, pero AEMO les puede solicitar el pronóstico de su carga.

Los SAEB que participan realizando balance para restablecer la frecuencia están conectados al sistema SCADA y el sistema de AGC. También pueden participar como reserva rodante, un servicio que denominan Load Rejection Reserve Service y como un control de frecuencia ante contingencias.

<sup>63</sup> Balancing Capacity

<https://www.netztransparenz.de/en/Balancing-Capacity>

<sup>64</sup> Participation Guideline for Energy Storage Systems in the WEM 2019

[https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/participant\\_information/guides-and-useful-information/guidelines/participation-guideline-for-energy-storage-systems-in-the-wem.pdf?rev=ebb4cd3c0adb4c86978e711f161c301a&sc\\_lang=en](https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/participant_information/guides-and-useful-information/guidelines/participation-guideline-for-energy-storage-systems-in-the-wem.pdf?rev=ebb4cd3c0adb4c86978e711f161c301a&sc_lang=en)

<sup>65</sup> Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market 2025

[https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security\\_and\\_reliability/ancillary\\_services/guide-to-ancillary-services-in-the-national-electricity-market.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/ancillary_services/guide-to-ancillary-services-in-the-national-electricity-market.pdf)

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 65 |

En general el mercado de frecuencia como servicio auxiliar se divide en hacia arriba y abajo (de regulación, arriba aumentar, abajo disminuir) y ante contingencia con diferentes tiempos de respuesta sea hacia arriba o abajo: 1 segundo, 6 segundos, 650 segundos y 5 minutos.

Existe un sistema que recibe las ofertas por servicio independiente que establece el resultado de precio en \$/MWh, analizando de menor a mayor oferta) siendo la última para atender demanda es el *clearing Price* y estableciendo una capacidad objetivo a cubrir en MW. Finalmente, estos dos valores se usa para remunerar cada servicio.

### 3.5 Costos y Tecnologías

Para comparar diferentes tecnologías, no es suficiente con mirar el costo inicial de instalación. Es importante analizar el costo total a lo largo de toda la vida útil del proyecto. Este enfoque, a menudo llamado "costo nivelado de almacenamiento", calcula el precio que tendría cada unidad de energía entregada para poder cubrir absolutamente todos los gastos del sistema. Esto incluye la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, la financiación, los impuestos y los reemplazos de componentes clave que se desgastan con el tiempo. Solo así se puede comparar de forma equitativa una batería con una vida útil de 15 años frente a una otros sistemas de almacenamiento.

Un factor determinante en el costo de vida útil de las baterías es su durabilidad, medida en ciclos de carga y descarga. Sin embargo, existe una diferencia crucial entre la vida útil en pruebas y la que se obtiene en el mundo real. Las fichas técnicas suelen basarse en pruebas con múltiples ciclos diarios, alcanzando miles de ciclos en poco tiempo.

Ahora bien, el valor de un sistema de almacenamiento depende de su uso real, un concepto medido por el "factor de capacidad". Estos sistemas no están cargando o descargando continuamente, sino que operan cuando es económicamente ventajoso o técnicamente necesario para la red. Este factor de capacidad depende de variables como el tipo de energías renovables presentes (una red con mucha energía solar requiere almacenamiento durante el día, mientras que una con eólica lo necesita por la noche), los patrones de consumo eléctrico y la duración del propio sistema. Por ejemplo, un sistema diseñado para descargar su energía durante 10 horas completará un ciclo a lo largo de casi todo un día, teniendo un factor de capacidad muy alto, mientras que un sistema de 2 horas operará durante un período mucho más corto, resultando en un factor de capacidad más bajo.

En cuanto a los aspectos económicos y de implementación, los estudios de IRENA y del Banco Mundial muestran caídas significativas en los costos de inversión de los SAEB. A nivel global, los costos totales instalados de proyectos de baterías descendieron a USD 273/kWh en 2023 y ~USD 192/kWh en 2024, con proyecciones de reducción sostenida a medida que avanza la industria.

En línea con esta tendencia, el Banco Mundial/ESMAP reporta para SAEB de 4 horas costos de referencia de ~USD 421/kWh (2017) y USD 400–500/kWh (2019), destacando que los costos seguirán disminuyendo con economías de escala, competencia y aprendizaje. Además, los

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 66 |

plazos de instalación son considerablemente más cortos que los de otras infraestructuras energéticas: proyectos de gran escala han sido desarrollados en menos de 18 meses desde la fase de diseño hasta la entrada en operación<sup>66</sup>.

Tabla 7 Costos por tecnología de batería

| Tecnología (química) | Costo 2016 (USD/kWh)  | Costo 2030 (USD/kWh) |
|----------------------|-----------------------|----------------------|
| Li-ion               | —                     | 145–480              |
| VRFB / ZBFB          | 315–1.680             | 108–576              |
| NaS                  | 263–735 (típico <400) | 120–330              |
| NaNiCl               | 315–490               | 130–200              |

Notas: rangos indicativos reportados por IRENA. Los valores dependen de tamaño, configuración (E/P), balance de sistema, mercado y perfil operativo<sup>67</sup>.

### 3.5.1 Estructura de Costos (CAPEX y O&M)

Los costos de un proyecto SAEB se pueden dividir en dos categorías principales: costos de capital (CAPEX) y costos de operación y mantenimiento (O&M).

- **CAPEX (Costos de Capital):** Representa la inversión inicial necesaria para construir y poner en marcha el proyecto. Es, con diferencia, la mayor barrera económica. El CAPEX se desglosa en varios componentes:
  - **Paquete de Baterías:** El costo de las propias celdas de la batería, que es el componente más significativo, especialmente para sistemas de mayor duración.
  - **Sistema de Conversión de Potencia (PCS):** También conocido como inversor, convierte la corriente continua (DC) de la batería en corriente alterna (AC) compatible con la red, y viceversa. Su costo está ligado a la potencia del sistema (en \$/kW).
  - **Balance del Sistema (BoS):** Incluye todos los demás componentes de hardware necesarios, como el sistema de gestión de la batería (BMS), sistemas de climatización (HVAC), sistemas de seguridad y protección contra incendios,

<sup>66</sup> <https://www.esmap.org/energy-storage-program>

<sup>67</sup> Renewable power generation costs in 2023 - IRENA  
<http://large.stanford.edu/courses/2024/ph240/lutz1/docs/irena-2024.pdf>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 67 |

transformadores y aparamenta.

- **Costos de Ingeniería, Adquisición y Construcción (EPC):** Cubren el diseño, la instalación, la integración de sistemas y la gestión del proyecto.
- **O&M (Costos de Operación y Mantenimiento):** Son los gastos recurrentes necesarios para mantener el activo en funcionamiento a lo largo de su vida útil. Incluyen el mantenimiento preventivo, los seguros, los costos de personal y los costos de aumentación. La aumentación es el proceso de añadir nuevas celdas de batería a lo largo del tiempo para compensar la degradación de la capacidad original y asegurar que el sistema pueda seguir entregando su potencia y energía nominales durante toda la vida del proyecto. El Laboratorio Nacional de Energías Renovables de EE. UU. (NREL) estima que los costos fijos de O&M (FOM), que incluyen la aumentación, representan aproximadamente el 2.5% del CAPEX inicial por año.

Por otra parte, las proyecciones indican una continua reducción de estos costos. NREL, en su Annual Technology Baseline (ATB) de 2024, proyecta que para 2035, el CAPEX de un sistema de 4 horas podría reducirse entre un 18% (escenario conservador) y un 52% (escenario avanzado) en comparación con los niveles de 2022<sup>25</sup>.

### 3.5.2 Costo Nivelado de Almacenamiento (LCOS)

Para comparar de forma estandarizada la competitividad económica de diferentes tecnologías y configuraciones de almacenamiento, la industria utiliza el Costo Nivelado de Almacenamiento (LCOS). Esta métrica representa el costo total del ciclo de vida de un sistema (CAPEX, O&M, costos de carga de electricidad, costos de fin de vida) dividido por la cantidad total de energía que se espera que descargue a lo largo de su vida útil. Se expresa comúnmente en \$/MWh.

El análisis LCOS de Lazard para 2024 ofrece una visión clara del estado actual de la economía de los SAEB y del impacto de las políticas de incentivos:

- Sin subsidios: Para un SAEB de iones de litio de 4 horas de duración a escala de servicio público, el LCOS se sitúa en un rango de \$170 a \$352 por MWh descargado.
- Con subsidios: El impacto de incentivos como los créditos fiscales a la inversión (ITC) de la Ley de Reducción de la Inflación (IRA) en Estados Unidos es transformador. Con estos subsidios, el LCOS del mismo sistema se reduce drásticamente a un rango de \$124 a \$265 por MWh. Esta reducción demuestra que, aunque los costos están bajando, el apoyo político sigue siendo un motor crucial para la competitividad del almacenamiento.

La duración del sistema también tiene un impacto significativo en el LCOS. Generalmente, el LCOS expresado en \$/MWh tiende a ser menor para sistemas de mayor duración (como 4 o 6 horas) en comparación con los de corta duración (1 o 2 horas). Esto se debe a que los costos fijos

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 68 |

relacionados con la potencia (como el PCS) se amortizan sobre una mayor cantidad de energía almacenada y descargada.

A continuación, se presenta una figura con los LCOS por capacidad:

### Energy Storage Use Cases—Illustrative Operational Parameters

Lazard's LCOS evaluates selected energy storage applications and use cases by identifying illustrative operational parameters<sup>(1)</sup>

- Energy storage systems may also be configured to support combined/"stacked" use cases

|                       |                                      | A                    | B                            |                 |                                 | C                        | D                                       | E                                 | F                        | D x E                     | A x G       |
|-----------------------|--------------------------------------|----------------------|------------------------------|-----------------|---------------------------------|--------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|---------------------------|-------------|
|                       |                                      | Project Life (Years) | Storage (MWh) <sup>(2)</sup> | Solar/Wind (MW) | Battery Degradation (per annum) | Storage Duration (Hours) | Nameplate Capacity (MWh) <sup>(3)</sup> | 90% DOD Cycles/Day <sup>(4)</sup> | Days/Year <sup>(5)</sup> | Annual MWh <sup>(6)</sup> | Project MWh |
| In-Front-of-the-Meter | Utility-Scale (Standalone)           | 20                   | 100                          | —               | 2.6%                            | 1                        | 100                                     | 1                                 | 350                      | 31,500                    | 630,000     |
|                       |                                      | 20                   | 100                          | —               | 2.6%                            | 2                        | 200                                     | 1                                 | 350                      | 63,000                    | 1,260,000   |
|                       |                                      | 20                   | 100                          | —               | 2.6%                            | 4                        | 400                                     | 1                                 | 350                      | 126,000                   | 2,520,000   |
| Behind-the-Meter      | Commercial & Industrial (Standalone) | 20                   | 1                            | —               | 2.6%                            | 2                        | 2                                       | 1                                 | 350                      | 630                       | 12,600      |
|                       | Residential (Standalone)             | 20                   | 0.006                        | —               | 1.9%                            | 4                        | 0.025                                   | 1                                 | 350                      | 8                         | 158         |

= "Usable Energy"<sup>(7)</sup>

Source: Lazard and Roland Berger estimates and publicly available information.  
 Note: Operational parameters presented herein are applied to Value Snapshot and LCOS calculations. Annual and Project MWh in the Value Snapshot analysis may vary from the representative project.  
 (1) The use cases herein represent illustrative current and contemplated energy storage applications.  
 (2) Indicates power rating of system (i.e., system size).  
 (3) Indicates total battery energy content on a single, 100% charge, or "usable energy". Usable energy divided by power rating (in MW) reflects hourly duration of system. This analysis reflects common practice in the market whereby batteries are upsized in year one to 110% of nameplate capacity (e.g., a 100 MWh battery actually begins project life with 110 MWh).  
 (4) "DOD" denotes depth of battery discharge (i.e., the percent of the battery's energy content that is discharged). A 90% DOD indicates that a fully charged battery discharges 90% of its energy. To preserve battery longevity, this analysis assumes that the battery never charges over 95%, or discharges below 5%, of its usable energy.  
 (5) Indicates number of days of system operation per calendar year.  
 (6) Augmented to nameplate MWh capacity as needed to ensure usable energy is maintained at the nameplate capacity, based on Year 1 storage module cost.  
 (7) Usable energy indicates energy stored and available to be dispatched from the battery.

### Ilustración 15 Desglose de Costos LCOS <sup>68</sup>

## 3.6 Otros problemas identificados y sugerencias sobre el SIN, baterías o SSCC por parte de XM, CNO, estudios, agentes o entidades del sector

- a) Desde XM SA ESP, se envía la propuesta para los SAEB mediante el documento Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN, el cual se hizo referencia en el numeral 3.4.2.4 en este documento identificando lo que un SAEB debe prestar de forma obligatoria en Colombia.

<sup>68</sup> Lazard Levelized Cost Of Energy+ June 2024

<https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-vf.pdf>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 69 |

Así mismo, XM en sus estudios de Flexibilidad del SIN<sup>69</sup> señala la necesidad de contar con tecnologías capaces de responder con rapidez ante variaciones súbitas de generación o demanda, soportar sistemas débiles y prestar servicios complementarios.

En dichos estudios, los SAEB son identificados como una alternativa tecnológica para ayudar en la suficiencia energética.

Ambos informes identifican el atraso en las obras de expansión como un problema que puede volverse crítico e incluso identifican los riesgos asociados:

- Riesgo de desatención de demanda por agotamiento de red.
- Aumento en el requerimiento de generación de seguridad.
- Susceptibilidad a fenómenos de inestabilidad por baja fortaleza del sistema.
- Limitaciones a la generación por criterios de seguridad y confiabilidad.
- Limitación a la capacidad de importación y exportación de las áreas del sistema.
- Retrasos en la conexión de nueva generación.
- Retrasos en la conexión de nueva carga

Así mismo el XM SA ESP realiza un diagnóstico del SIN que muestra los riesgos operativos, restricciones eléctricas y operativas:

(...) 2. Diagnóstico de la red de transmisión actual del SIN

*De acuerdo con los análisis y la condición observada del sistema en la operación en tiempo real que realiza el CND, varias subáreas del SIN enfrentan condiciones operativas críticas que requieren atención inmediata. **Las tensiones fuera de rango, la alta cargabilidad de transformadores y líneas, la manifestación del fenómeno de recuperación lenta de tensión inducida por falla, FIDVR, la dificultad para la ejecución de mantenimientos en la infraestructura y la dificultad frente a la ejecución de mantenimientos de la infraestructura, son indicadores de vulnerabilidades estructurales que deben ser atendidas con medidas de corto, mediano y largo plazo.***

**En la Figura 2-1 se presentan las principales restricciones de cada sub área operativa, las cuales son derivadas por la no entrada oportuna de la infraestructura ya adoptada o a la falta de definición de obras.**

69

<https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-estudios-de-flexibilidad-del-sin/resultados-de-estudios-de-flexibilidad-del-sin>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 70 |

### Principales Riesgos operativos

**Atlántico**

Agotamiento capacidad de transformación 220/115 kV  
No entrada oportuna proyectos de expansión.  
Riesgo de demanda no atendida en estado estacionario y ante contingencia.  
Dependencia de generación térmica

**Córdoba - Sucre**

Agotamiento de red  
No entrada oportuna proyectos de expansión.  
Riesgo de demanda no atendida en estado estacionario y ante contingencia.

**Red DISPAC – Chocó.**

Bajas tensiones ante contingencias sencillas.  
Riesgo de demanda no atendida en condición de red degradada  
Definición de obras sin selección de inversionistas

**Cauca - Nariño.**

Bajas tensiones ante contingencias sencillas.  
Riesgo de demanda no atendida en condición de red degradada  
Limita la capacidad de exportación a Ecuador.

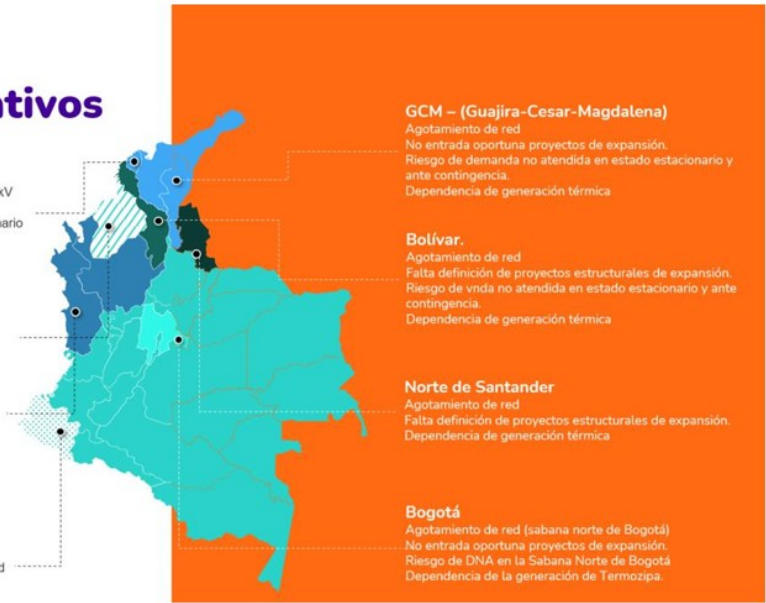


Figura 2-1 Principales riesgos operativos en las subáreas operativas del país.

**A partir del seguimiento periódico realizado por el CND al comportamiento de las variables eléctricas en la operación en tiempo real del SIN, se han identificado diversas situaciones operativas en las que las tensiones en barras específicas han estado fuera de los rangos permitidos. Estas condiciones responden a múltiples factores, incluyendo agotamientos de la capacidad de transporte, las desviaciones en los pronósticos de la demanda realizados por los agentes, eventos en el Sistema de Distribución Local (SDL), pérdidas de carga, y la topología de la red. En el mapa mostrado en la Figura 2-2 se identifican, mediante el color más oscuro los departamentos donde se presentó mayor recurrencia de situaciones asociadas a tensiones por fuera de los rangos operativos en el año 2024.**

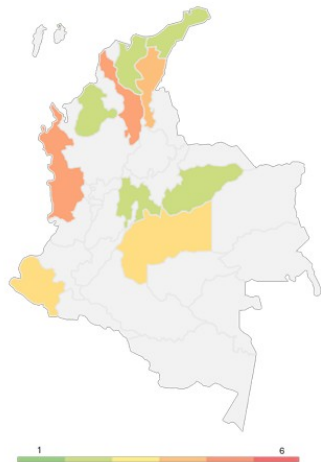


Figura 2-2 Departamentos en Colombia que presentaron situaciones de tensiones en el año 2024.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |            |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 71 |

Así mismo, se han identificado situaciones críticas en las que, debido a eventos en el SDL o STR, se produce una disminución significativa en la demanda del sistema, asociada al fenómeno conocido como FIDVR (Fault-Induced Delayed Voltage Recovery). Este fenómeno, caracterizado por una recuperación retardada de la tensión tras una falla, afecta la estabilidad de las tensiones en la red y puede comprometer la operación segura del sistema.

En la Figura 2-3 se puede apreciar en un mapa de calor las barras más afectadas por este fenómeno, resaltando las subestaciones Maicao, El Banco, Valledupar y La Loma como aquellas en las que se han observado mayores variaciones en la demanda y tensiones. En dichas barras, se han registrado, incluso, condiciones fuera de los límites operativos. Estas variaciones no solo reflejan la vulnerabilidad de la red ante contingencias, sino también la necesidad de implementar medidas correctivas como proyectos de refuerzo o expansión para asegurar la confiabilidad y estabilidad del suministro eléctrico en la subárea.

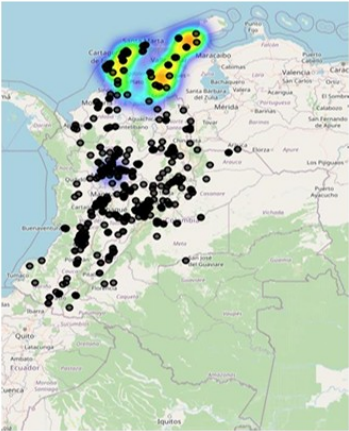


Figura 2-3 Gráfica de subestaciones más afectadas por el fenómeno FIDVR.

De otro lado, el monitoreo continuo realizado por el CND sobre el comportamiento de las variables eléctricas en tiempo real, ha permitido identificar escenarios operativos en los que algunos elementos del SIN presentan altos niveles de cargabilidad. Esta condición, influenciada principalmente por el comportamiento de la demanda, revela limitaciones estructurales en ciertas subáreas, todas ellas en el área Caribe, resaltando la necesidad de expansión de la red para preservar la estabilidad y confiabilidad del sistema. En el mapa presentado en la Figura 2-4 se identifican en el color más oscuro aquellos departamentos en los que se presentó en el año 2024 la mayor recurrencia de situaciones de cargabilidad tanto para transformadores como para líneas por encima del 95% de su capacidad declarada.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |            |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 72 |

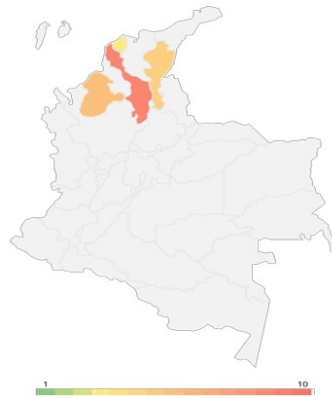


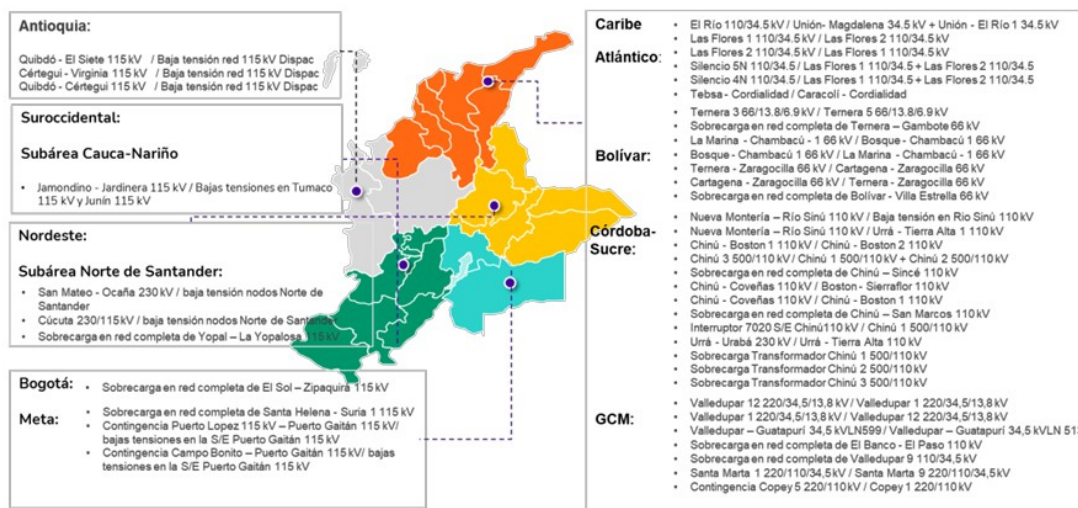
Figura 2-4 Departamentos en Colombia con equipos con alta cargabilidad en el año 2024.

**Las situaciones anteriores son clasificadas como estado de emergencia o estado de alerta de acuerdo con la Resolución CREG 025 de 1995.** En la mencionada resolución se define el estado de emergencia como aquel en el cual se violan los límites de seguridad del sistema de potencia y, por tanto, no se puede atender totalmente la demanda. Así mismo, el estado de alerta se define como aquel en el cual los equipos o el sistema se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (es decir, no se puede atender totalmente la demanda con posterioridad a la falla). Estas definiciones permiten identificar situaciones en la red que denotan agotamientos sistemáticos de la infraestructura y que generan riesgos para la atención segura y confiable de la demanda, tanto en condiciones de normalidad como frente a fallas o mantenimientos de la red.

De los análisis eléctricos de seguridad que realiza periódicamente el CND y con el seguimiento al comportamiento de las variables eléctricas del sistema en la operación de tiempo real **se han identificado condiciones permanentes en las cuales se alcanzan estos estados, principalmente en la infraestructura de los Sistemas de Transmisión Regional y con un volumen importante en el área Caribe, tal como se observa en la Figura 2-5. La condición de agotamiento de las redes, sumado al crecimiento de la demanda y la necesidad de salidas de equipos por las necesarias labores de mantenimiento,** dan lugar a presiones adicionales sobre el sistema, como el incremento de las situaciones operativas de alerta y emergencia, como se mostrará más adelante.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |            |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 73 |



*Figura 2-5 Restricciones en alerta o emergencia en el SIN colombiano.*

*Un análisis detallado de las situación actual y esperada de la red de transmisión del SIN puede ser consultada en las evaluaciones que realiza el CND y publica en los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo, Largo Plazo e Informe Técnico de Restricciones. En el Anexo, se describen las principales condiciones operativas que afectan actualmente a cada área del sistema, así como las principales restricciones que derivan en condiciones de agotamiento y riesgos para la atención segura y confiable de la demanda. **Entre las acciones prioritarias se destacan la ejecución acelerada de obras de expansión contempladas en los planes vigentes, el fortalecimiento de los esquemas de protección y la implementación de soluciones tecnológicas que permitan una mayor flexibilidad operativa, preservando la confiabilidad, estabilidad y seguridad del suministro eléctrico en el país. (...)***

(...) 3.1 Evolución de restricciones eléctrica y operativas

**Teniendo en cuenta los supuestos de crecimiento de la demanda y entrada en servicio de proyectos de expansión, en los análisis realizados por el CND se identifica un total de 167 restricciones eléctricas y operativas a 2025; para el año 2030,** se identifica que, pese a la incorporación de los proyectos de expansión ya definidos y en ejecución, las restricciones eléctricas y operativas se incrementarían hasta un valor estimado de 221, con una tendencia constante de crecimiento. Lo anterior puede observarse en la Figura 3-1. La presencia de estas restricciones genera diversos desafíos y riesgos operativos, tales como requerimientos de generación de seguridad - en términos del número de unidades y necesidad de establecer máximos y mínimos de generación-, limitaciones en la capacidad de transferencia segura a través de los circuitos, restricciones a la importación de potencia entre áreas y demanda no atendida en caso de no posibilidad de gestión técnica de las mismas.

*Las restricciones eléctricas y operativas en conjunto incrementan los retos y también los riesgos operativos para mantener la atención segura y confiable de la demanda, la estabilidad del sistema y la continuidad del servicio. La no entrada en operación de los proyectos de expansión de la red del STN y del STR en proceso de construcción y los retrasos en la definición y ejecución de nueva infraestructura, eventualmente podrían agravar esta condición y generar condiciones de agotamiento de la red aún mayores. Frente a este último punto, es importante identificar y priorizar la infraestructura de red necesaria y agilizar los planes para desplegar de la misma, de cara a un crecimiento constante de la demanda y una incorporación acelerada de generación solar y eólica, que, por sus características de variabilidad e incertidumbre en la producción,*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |            |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 74 |

podrían ocasionar situaciones que comprometan la seguridad y confiabilidad de la operación como consecuencia de desviaciones en su producción.

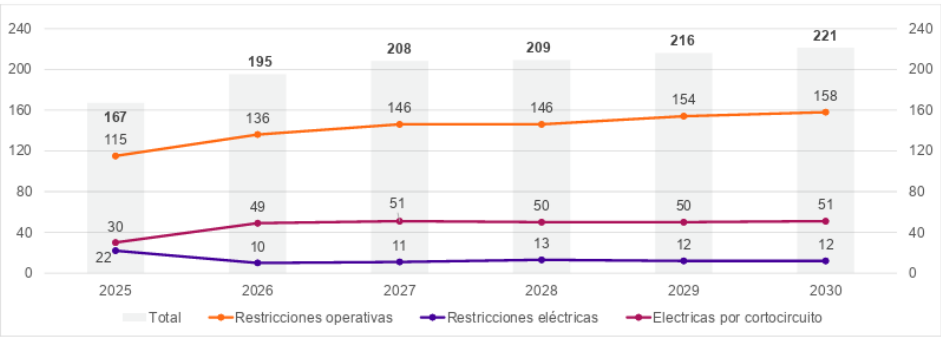


Figura 3-1 Evolución de las restricciones en el SIN entre el 2025 y el 2030.

| Área          | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---------------|------|------|------|------|------|------|
| Caribe        | 76   | 65   | 73   | 66   | 68   | 70   |
| Antioquia     | 17   | 25   | 27   | 27   | 26   | 24   |
| Suroccidental | 20   | 44   | 43   | 43   | 43   | 43   |
| Oriental      | 42   | 40   | 38   | 38   | 44   | 46   |
| Nordeste      | 12   | 21   | 27   | 35   | 35   | 38   |
| Total, SIN    | 167  | 195  | 208  | 209  | 216  | 221  |

Tabla 3-1 Evolución en el número de restricciones del SIN por área operativa.

...)

Se espera que los SAEB instalados como activos de red ayuden a disminuir los problemas identificados por XM en este informe.

b) El CNO mediante comunicación con radicado CREG E2025003987 identifica que:

(...) Ajustes normativos asociados a la operación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías-SAEB

**El CND y la UPME en sus análisis de planeamiento operativo y de la expansión han identificado la urgente necesidad de instalar dispositivos de almacenamiento electroquímico tipo SAEB en algunas subestaciones a nivel de STR, a saber: Ubaté, Termozipa, Mompox, Doncello, Buchely y La Loma; no obstante, la Resolución CREG 098 de 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”, estuvo vigente hasta el 31 de diciembre del año 2022 según lo establecido en su artículo 37.**

**Por lo anterior, solicitamos respetuosamente a la CREG habilitar la posibilidad de proveer nuevamente las funciones previstas en la Resolución CREG 098 de 2019, y otros servicios como son: aporte inercial y de cortocircuito, regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia, control de tensión, amortiguamiento de oscilaciones, “peak shaving”, entre otros.**

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |            |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 75 |

**Complementariamente, sugerimos en el proceso de actualización de las Unidades Constructivas, considerarlos dispositivos SAEB.**

**Finalmente, vale la pena mencionar que el CNO por mandato regulatorio expidió diversos acuerdos, que definen los aspectos técnicos para la conexión y pruebas de los dispositivos SAEB, y entendemos que en este momento operaría el decaimiento de los mismos, debido a la finalización de la vigencia de la resolución antes mencionada. (...)**

Con respecto a lo expuesto por el CNO, la Comisión encuentra que la propuesta regulatoria de los SAEB permite la incorporación de esta tecnología, a través de diferentes mecanismos, y esto permitirá atender varias de las situaciones mencionadas.

No obstante, tras la revisión de los análisis expuestos en los documentos publicados por la UPME se encuentra que se ha hecho mención a la posibilidad de instalar baterías en el sistema, pero dichos proyectos no han sido aún recomendados, por lo que se requiere que los proyectos necesarios sean concretados y recomendados en el plan de expansión y, así, puedan ser ejecutados en el corto plazo.

c) Mediante radicado E2025007828, la CREG recibió por parte del Ministerio de Minas y Energía una propuesta puesta a consideración por parte de la empresa Celsia para la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) con SAEB. Identifican:

- Los BESS tienen control de frecuencia que permite ajustar sus parámetros.
- Actualmente, aun sin regulación (mediante concepto), se puede contar con un sistema de almacenamiento por cada unidad de generación que delegue el servicio de regulación primaria de frecuencia RPF al BESS, debido a que la verificación de la correcta prestación del servicio que realiza el CND y que se hace por unidad de generación.
- Proponen contar con un recurso complementario (un SAEB) que permita demostrar el cumplimiento de regulación primaria de frecuencia, siendo posible que este recurso complementario se ubique en un punto de conexión diferente al del recurso de generación.

De la propuesta se comprende que desean realizar aporte de primaria con un SAEB en un punto diferente, pero no proponen como se despacha en otro punto el SAEB; quedan múltiples interrogantes que se dejan para la discusión sobre las reglas de consulta de los interesados:

- ❖ ¿el SAEB tendrá generación programada forzada para cumplir con RPF de una planta en otro punto de conexión? Y si es así, ¿esa generación programada no debería también tener la obligación de reserva de regulación primaria con el sistema?, sino la tiene entonces estaríamos dando un tratamiento diferencial a un recurso de un agente.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 76 |

- ❖ ¿si el SAEB sale despachado y quiere cubrir RPF a una planta, ahora tendría que tener una reserva del doble: 3% de la generación programada de la planta que desea cubrir y un 3% adicional de su propia programación, en total un 6% de la generación programada total: SAEB + planta?, pues esto cubre su propio despacho y el de la planta que desea respaldar.
- ❖ Si no es generación forzada ¿si el SAEB no sale despachado, queda descubierto el generador?; O si es efectivamente es generación forzada ¿se está obligando a que salga despachado un SAEB reduciendo la competencia respecto de otros recursos? ¿estarían dispuestos a ofertar cero para siempre salir despachados y usar el recurso como respaldo de primaria? ¿Cuánto pagarían por la carga del SAEB o cómo funciona?
- ❖ Respecto de la propuesta se observa que una planta con un SAEB que se instala en otro punto es igual que un recurso adicional de generación de un agente, entendemos que se estaría ganando energía en el sistema, pero a su vez, el despacho tendría el mismo déficit, dado que se comprende que la propuesta no busca que el SAEB tenga doble responsabilidad: con su propio nivel de programación de generación el cual el agente utilizaría en su favor en las reglas comerciales y el de la planta que desea respaldar en primaria. Adicionalmente de salir despachado el SAEB, la energía sería usada a favor del agente en la bolsa, reduciendo su exposición.

En cualquier caso y en cuanto a las reglas de conexión, operación y despacho, en este documento se proponen las reglas, las cuales no se observa que deben aplicar diferente a un SAEB que otra planta de generación.

- d) Por parte de la CREG, se destaca el estudio titulado *“Revisión, análisis y evaluación de los criterios técnicos y requisitos operativos para la prestación de servicios complementarios en el Sistema Interconectado Nacional”*<sup>70</sup>, el cual hizo una revisión, análisis y evaluación de los servicios complementarios establecidos en el Código de Redes y propuestos en el Mercado de Energía Mayorista (Res. CREG 143 de 2021) para la operación segura, confiable económica y con calidad SIN, con el fin definir los criterios técnicos y requisitos operativos para la prestación de estos servicios en las redes de transmisión, identificar aspectos de mejora y modificaciones a la regulación de los mismos, y para caracterizar nuevos tipos de servicios necesarios para contar con la flexibilidad y resiliencia requerida en la operación.

Se aclara que las simulaciones del estudio tuvieron en cuenta los años 2025 y 2027 y los periodos horarios 4, 12 y 19; por lo tanto, las conclusiones deben tenerse en cuenta bajo

---

<sup>70</sup> <https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/1bc1a50212bcbb6a0525891d00591639.html>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 77 |

los escenarios y supuestos realizados en el estudio y teniendo en cuenta la Res. CREG 143 de 2021.

Aclarado lo anterior, de este estudio se resalta (algunos aspectos serán considerados por la CREG como de mejora en la regulación):

- Los servicios complementarios son necesarios para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico (suficiencia, seguridad, flexibilidad y resiliencia); estos pueden ser obligatorios, remunerados, exigidos en los códigos de red o acordados en convenios bilaterales y esto depende de las características propias del sistema y del diseño del mercado.
- Los requerimientos de servicios complementarios han aumentado con la penetración de la generación de Fuentes de Energía Renovable no Convencional (FERNC). Con el incremento de esta generación en los sistemas eléctricos, se observa un cambio en la forma en la que se debe garantizar la confiabilidad (suficiencia, seguridad, flexibilidad y resiliencia) de estos, derivada de la incertidumbre que se genera por la variabilidad del recurso primario (velocidad, dirección del viento, la radiación solar, etc.), dejando así un alto margen de incertidumbre para la operación
- Con la integración de FERNc la regulación ha diferenciado los servicios que deben prestar las plantas convencionales y las plantas fotovoltaicas y las eólicas. Esto conlleva a la conclusión que la regulación ha reconocido la no conveniencia de aplicar completamente la neutralidad tecnológica.
- Se evidencia un número importante de incumplimientos en la prestación del servicio Regulación Primaria de Frecuencia lo cual indica que las señales que se dan con la Resolución CREG 023 de 2001 son insuficientes

Dado los incumplimientos en la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia y los resultados de las pruebas, se considera conveniente exigir la habilitación para prestar este servicio que es obligatorio

- El método de evaluación del servicio de la Regulación Primaria de Frecuencia es deficiente por las siguientes razones:
  - No es continuo sino discreto ya que se realiza solamente cuando ocurren eventos de subfrecuencia o sobrefrecuencia.
  - La frecuencia de muestreo es muy pequeña dado que es igual a la del SCADA (una muestra cada 4 segundos). Por tanto, es conveniente realizar las mediciones con sistemas de medición fasorial (PMU's) o equipos equivalentes mediante plataformas tecnológicas que complementen al sistema SCADA del CND donde la frecuencia de muestreo sea mucho mejor.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 78 |

- La asignación de la reserva de regulación secundaria de frecuencia es en estricto orden de mérito, lo que puede llevar a que ocurra que todas las reservas de regulación sean asignadas a una sola planta. Se define el mismo valor de holgura hacia arriba y hacia abajo. Actualmente se encuentran habilitadas 64 unidades de generación para hacer AGC y todos son recursos hidráulicos. Calcular las holguras para cada hora en forma anual conduce a una asignación que puede ser ineficiente
- Los tiempos característicos para la regulación primaria y secundaria son muy generales sin definir claramente los tiempos de retardo, rampas y establecimiento. Estos están definidos en acuerdos del CNO sin normalizar la terminología.
- Para dar cumplimiento a la Resolución CREG 080 de 1999, en cuanto a la responsabilidad que tiene el CND del Control Automático de Voltaje (CAV), es necesario que el CND tenga el acceso directo a las señales de variación de los set point de los reguladores de voltaje de todos los generadores despachados centralmente y de los equipos de compensación de control continuo instalados en el STN y STR y de los taps que se pueden cambiar en forma automática bajo carga del STN y de conexión del STN con el STR
- Es importante que el CND implemente para el CAV por lo menos tres lazos de control para regular tensión
- Los indicadores de voltaje y frecuencia exigidos por la regulación al CND se han cumplido; según la meta establecida, para el año 2021 el indicador de nivel de tensión del sistema se cumplió en un 100% y el indicador frecuencia del sistema tuvo reporte de 1 evento cumpliendo con una meta anual de 3 eventos.
- De las simulaciones se observa que se tiene una mejor respuesta de la frecuencia en el sistema cuando se tiene de forma explícita un margen de reserva del 3%
- De las simulaciones se observa que con la inyección rápida de frecuencia se puede controlar el valor del Nadir, sin embargo, cuando cesa su actuación se produce un nuevo bajón de la frecuencia.
- De las simulaciones se observa importante tener una participación efectiva de todos los generadores en la prestación del servicio de RPF, según se observa en los resultados de las simulaciones con y sin controles validados, de aquí se resalta a necesidad de implementar un procedimiento de habilitación que asegure el cumplimiento de todos los parámetros técnicos para prestar el servicio de RPF
- De las simulaciones de AGC se observa que el tiempo en que la frecuencia retorna a su valor nominal es menor a 7 minutos, lo cual concuerda con los registros históricos de la frecuencia del SIN donde los tiempos de retorno de la frecuencia a 60 Hz en una hora son aproximadamente 6- 7 minutos.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 79 |

Así mismo, se observa que el tiempo en que la frecuencia retorna a su valor nominal es menor a 7 minutos, lo cual concuerda con los registros históricos de la frecuencia del SIN donde los tiempos de retorno de la frecuencia a 60 Hz en una hora son aproximadamente 6- 7 minutos

- De las simulaciones de observa que el sistema tiene una buena reserva de reactivos tanto estática como dinámica para responder ante eventos y tener una buena regulación de voltaje en estado estacionario (esto debe ser profundizado con CND, dado el informe de riesgos operativos)
- El valor mínimo para ser habilitado para prestar el servicio de AGC se debe reducir a 5 MW que es el tamaño mínimo propuesto para las plantas despachadas centralmente en la Resolución CREG 143 de 2021.
- Con base en el análisis de la regulación vigente, de los documentos previos sobre SSCC, el referenciamiento internacional, el diagnóstico, los resultados de las simulaciones y los comentarios de los Agentes y del CND al estudio, se presenta una propuesta de clasificación, entre las cuales se puede observar cuales deben continuar siendo obligatorios:

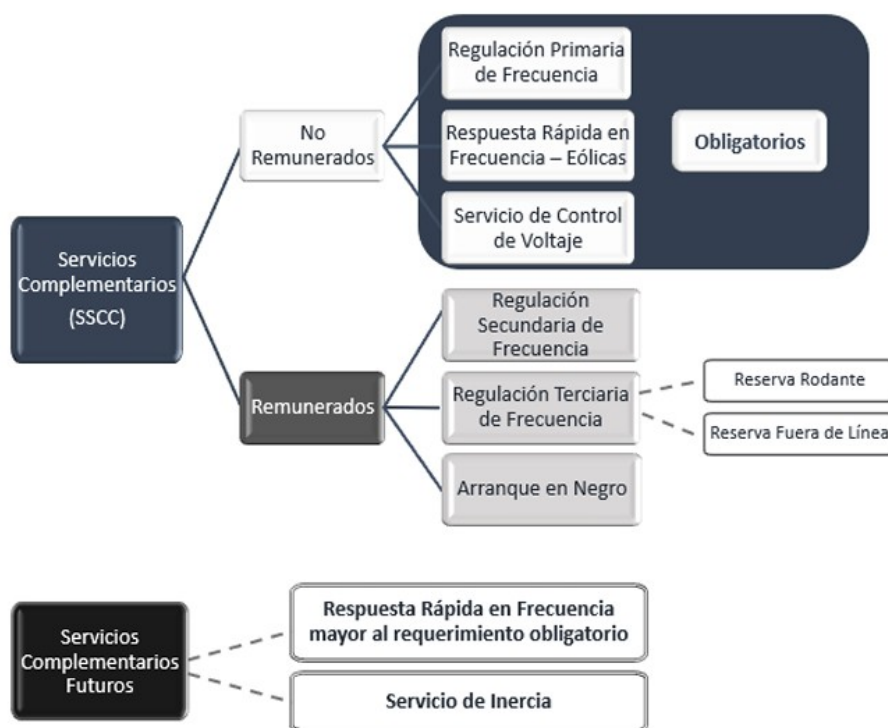


Figura 4 Propuesta clasificación de los SSCC en el SIN

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 80 |

## Ilustración 16 Propuesta de clasificación de SSCC para Colombia

Esta propuesta identifica los recursos posibles que pueden prestar dichos servicios, dentro de los cuales se identifica que los SAEB pueden prestar todos (numerales 3 y 4.2 del informe).

Para ampliar los criterios, requisitos y parámetros técnicos de operación, requisitos de habilitación y evaluación, pruebas requeridas y condiciones para la supervisión, así mismo se presenta la propuesta de indicadores de seguimiento para cada uno de los SSCC, se puede consultar el informe 4:

[https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/1bc1a50212bcb6a0525891d00591639/%24FILE/PHC-208-22\\_Informe\\_4\\_Propuesta%20Final.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/1bc1a50212bcb6a0525891d00591639/%24FILE/PHC-208-22_Informe_4_Propuesta%20Final.pdf)

- e) Desde la UPME, la necesidad de integrar tecnologías de almacenamiento ha sido reconocida en el “*Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica*” (2025)<sup>71</sup>, donde se identifica el uso de SAEB como solución intermedia para enfrentar desafíos derivados del crecimiento de la demanda y las limitaciones de expansión de la red. La UPME destaca que estos sistemas permiten responder rápidamente ante condiciones operativas críticas, mitigar restricciones locales y evitar costos operativos asociados a generación de seguridad.

#### 4. PROBLEMAS, CAUSAS Y CONSECUENCIAS

A partir de los antecedentes y diagnóstico, se identifica el siguiente problema, causas y consecuencias:

##### Problema

Existe pérdida de flexibilidad operativa del sistema y retraso en la entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión y distribución.

Respecto de la integración de nuevas tecnologías, en especial las plantas solares están introduciendo una pérdida de la flexibilidad operativa, pues no cumplen con un programa de despacho y se desvían del programa de generación (actualmente están exonerados de un pago por concepto de desviaciones), lo cual está causando actualmente el uso de la reserva de AGC e incluso, en ocasiones, activan el despacho por seguridad para poder suplir su intermitencia. Este problema está actualmente bajo discusión con CND para

<sup>71</sup>

[https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmission/Plan\\_maestro\\_modernizacion\\_Tomo\\_1.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmission/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf)

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 81 |

observar que acciones se toman en el corto plazo (adicionales a las de la Res. CREG 701 086 de 2025).

Por otra parte, las solares también están actualmente y de forma temporal exoneradas de prestar regulación primaria, lo cual está generando pérdida de dicha reserva y al aumentar más el despacho de este tipo de fuentes, se tiene una menor protección ante contingencias para frenar la desviación de frecuencia del SIN de su valor nominal.

Respecto de los retrasos, las dificultades persistentes para ejecutar proyectos de expansión de la red han derivado en congestiones y costos por restricciones. Este problema también hace perder la flexibilidad operativa, pues hace despachar recursos de más costo y se evidencian subestaciones con sus límites de corto circuito agotados.

## Causas

- La necesidad de reducir emisiones ha creado un auge en la integración de recursos renovables intermitentes.

Actualmente existen incentivos para las FNCER y política pública que impulsa este tipo de inversiones, lo cual hace este creciendo la penetración.

Actualmente se tiene una capacidad solar en pruebas en el SDL del orden de 715,2 MW, adicionalmente se sumarán a dicho estado otras 144 plantas con una capacidad agregada de 1623,4 MW (documento soporte CREG Resolución CREG 701 098 de 2025<sup>72</sup>). Así mismo se tienen 1308 MW solares en operación comercial<sup>73</sup>.

- Se tiene dificultad en la obtención de licencias y permisos ambientales, consultas previas y demora en la definición y ejecución de los proyectos de expansión requeridos en red.

## Consecuencias

- Incremento en los costos de operación del sistema que se ve reflejado en las tarifas al usuario final.

Se observa que ante desviaciones del programa de generación de plantas variables se aumenta el uso de reserva de AGC que aumenta el costo de operación. Así mismo, de continuar los retrasos, se seguirá despachando generación de seguridad lo cual aumenta el componente de restricciones.

---

<sup>72</sup>

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto\\_Resoluci%C3%B3n\\_CREG\\_701\\_098\\_2025/](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_098_2025/)

<sup>73</sup>

<https://paratec.xm.com.co/reportes/capacidad-efectiva-neta-tipo-generacion>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 82 |

- Probabilidad de demanda desatendida.

Se observa que, ante el incremento de generación variable y retrasos en expansión, se pueden tener pérdidas de atención de la demanda ante eventos.

- Vulneración de los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad en la operación del sistema.

Se observa que se está presentando agotamiento de red, circuitos sobrecargados, problemas de tensión, fenómeno de recuperación lenta de tensión inducida por falla, dificultad en ejecución de mantenimientos, restricciones eléctricas y operativas, y agotamiento de la capacidad de corto circuito.

- Congestión de las redes de transporte.

## 5. OBJETIVOS

El presente documento tiene el objetivo principal de establecer las reglas necesarias para habilitar la integración de SAEB al SIN, que respondan a las necesidades identificadas en el sistema.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Promover la incorporación ordenada y eficiente de tecnologías de almacenamiento en el sistema eléctrico colombiano, asegurando que su integración contribuya a los objetivos de confiabilidad, eficiencia económica y transición energética, en coherencia con los planes de expansión y con los marcos técnicos vigentes.
- Establecer las reglas de incorporación de SAEB como activos de red que permitan atender diferentes necesidades del SIN cuando esta sea la alternativa óptima para ello.
- Evaluar los requerimientos técnicos y de operación necesarios para la integración de los SAEB en el SIN, garantizando una operación segura, confiable y económica.
- Establecer los servicios a remunerar a un SAEB independiente y las reglas para esto, así como los agentes que pueden participar para la prestación de dichos servicios.

## 6. RESOLUCIÓN CREG 701 103 DE 2025

Con base en los antecedentes de Colombia, de experiencia internacional, técnicos, operativos, de política y regulatorios presentados, se plantearon en el documento soporte de la Resolución CREG 701 103 de 2025 cuatro posibles alternativas para habilitar la integración de SAEB al SIN. Cada una representa un nivel progresivo de actuación regulatoria, desde mantener el estado actual hasta establecer reglas que permitieran una habilitación funcional y amplia de estas tecnologías.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 83 |

En la Res. CREG 701 103 de 2025 se selecciona la alternativa 4 que se resume a continuación:

### 6.1.1 Reglas del SAEB como activo de red.

Los SAEB como activos de red se refieren a las baterías que se instalan en el SIN para atender necesidades de las redes de transporte de energía eléctrica (transmisión y distribución).

Para esto, con base en la revisión de funcionalidades que pueden brindar los SAEB, según información de fabricantes y de la experiencia internacional consultada, en la propuesta se incluyeron los siguientes propósitos que deben cumplir los SAEB para ser clasificados y ejecutados como activos de red:

- Postergar o evitar inversiones en infraestructura. En este caso el SAEB sería una solución temporal hasta la implementación de otra alternativa de expansión convencional que requiere ser postergada por temas técnicos o de costos. No obstante, también puede identificarse como alternativa óptima cuando otras alternativas no tengan una relación beneficio-costeo viable.
- Mejorar la calidad del servicio. Para soportar el sistema en situaciones de maniobras o indisponibilidad instantánea de elementos del sistema, con el fin garantizar la calidad del producto y la continuidad del servicio de los usuarios que pueden ver afectados sus procesos.
- Controlar voltaje. Controlando directamente el nivel de tensión de un punto del sistema e inyectando y absorbiendo energía reactiva para sostener el voltaje de la red.
- Soportar contingencias. Ante situaciones de indisponibilidad de activos el SAEB puede inyectar potencia reactiva, en milisegundos, para estabilizar el voltaje; puede descargar potencia activa rápidamente para compensar la pérdida de generación y energizar partes de la red después de un apagón.
- Gestionar congestiones en los elementos del SIN. Puede descargar energía aguas abajo de la congestión, reduciendo la necesidad de transportar energía desde puntos alejados del sistema, puede absorber excedentes de generación local para evitar la saturación de las líneas hacia otras zonas, puede trasladar las horas de congestión a horas valle, puede desviar flujos y minimizar sobrecargas.
- Sostener frecuencia en islas o zonas aisladas ante eventos. Cuando una zona se aisle del sistema el SAEB detecta la desviación de frecuencia y ajusta instantáneamente la potencia activa. También puede entregar soporte de frecuencia primaria, aportar inercia, restablecer tensión y frecuencia en la isla para sincronizar otras unidades e imitar el comportamiento de un generador síncrono.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 84 |

Los anteriores son algunos ejemplos de los usos que puede tener el SAEB como activo de red. Sin embargo, existen más casos que pueden ser resueltos por estos elementos para aportar a la confiabilidad y continuidad en el transporte de la energía.

Para determinar la necesidad de instalar un SAEB como activo de red se propuso mantener el mismo tratamiento que se aplica a las expansiones del STN, STR y SDL. Es decir, en el STN serian identificados por la UPME y en distribución por el OR. También se propuso la posibilidad de que la UPME identificara un SAEB en el STR, tal como sucede actualmente con los proyectos convencionales de estos sistemas.

Para la ejecución de estos SAEB también se propuso aplicar el mismo tratamiento que para la expansión del resto de activos de los diferentes sistemas, es decir convocatorias para el STN y para el STR que sea identificado por la UPME (y que no ejecute el OR) y ejecución directa por parte del OR para los SAEB que se instalen en el SDL.

Con respecto a la fecha de puesta en operación (FPO) de estos proyectos, se propuso que la fecha seria la definida por la UPME cuando sean ejecutados a través de convocatoria y por el OR cuando sean ejecutados por este. La modificación de la FPO debería cumplir las reglas de la convocatoria o de las reglas de asignación de capacidad según corresponda.

Se propuso también que los SAEB como activos de red serian remunerados por la demanda, a través de los cargos por uso de cada sistema, aplicando las reglas de los procesos de selección o de la metodología de remuneración de la actividad, según sea el caso. La razón de esta disposición es que estos activos cumplirán los propósitos antes mencionados, los cuales se consideran para el soporte a las redes y subestaciones que transportan la energía en el SIN.

Estos proyectos deberán contar con interventoría con el fin de hacer seguimiento a su ejecución. En la propuesta se incluyó las reglas que deben ser consideradas para su selección, así como las obligaciones que tendrá dicho interventor.

Debido a que estos activos van a ser remunerados por la demanda, se consideró necesario incluir reglas de calidad del servicio orientadas a garantizar una disponibilidad mínima de estos activos y a cubrir eventos de energía no suministrada que puedan ser causadas por estos.

No obstante, para establecer las reglas de calidad, la CREG debe dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 5 de la Resolución 40042 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía, que establece lo siguiente:

***Artículo 5. Evaluación del esquema de indicadores de calidad y deducciones por indisponibilidad para proyectos de almacenamiento de energía con baterías. La CREG evaluará la posibilidad de reducir las compensaciones por incumplimiento de metas del esquema de calidad para los proyectos de almacenamiento de energía eléctrica con baterías, considerando los efectos de los ciclos de carga y descarga, parámetros técnicos***

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 85 |

*de los elementos de almacenamiento, compensaciones por indisponibilidades operativas, y demás condiciones técnicas asociadas a la operación de este tipo de tecnologías.*

Por lo anterior, la Comisión revisó las disposiciones de calidad del servicio como se expone a continuación.

En primer lugar, considerando que los usuarios finales pagarán la inversión y el AOM de los SAEB como activos de red que se conecten al SIN, la Comisión encontró indispensable que estos activos cumplieran con las exigencias de disponibilidad, tal como lo hacen los demás activos del SIN que se remuneran a los transportadores del sistema.

Por lo tanto, en la propuesta se estableció que los SAEB como activos de red deberían aplicar las reglas de calidad del servicio definidas en las metodologías de remuneración de las actividades de transmisión y distribución, según corresponda. No obstante, en el caso del SDL, dado que en la metodología de remuneración de distribución vigente las reglas de calidad del servicio en el SDL no están orientadas a verificar la disponibilidad de los activos, se propone aplicarles las reglas de calidad del servicio del STR, debido a que los SAEB no pueden ser asociados directamente a los usuarios finales para ser considerados en el cálculo de los indicadores de calidad media e individual definidos para el SDL.

Ahora, se consideró importante tener en cuenta que las compensaciones por calidad del servicio para el STN y STR, establecidas en las metodologías de remuneración vigentes, se calculan a partir de las máximas horas anuales de indisponibilidad, (MHAI) permitidas. Así, una revisión de estas exigencias puede dar lugar a la reducción de las compensaciones, si dichas exigencias fuesen flexibilizadas.

Sin embargo, como se analizó en el numeral 3.4.1 de este documento, en la experiencia internacional reciente se demuestra que a los SAEB se les exige cumplir un máximo de 100 horas al año para llevar a cabo los mantenimientos que requieren durante su vida útil. Es importante recordar que estos equipos deben ser diseñados a la medida, y que en esta medida también considera el número de cargas y descargas que deberán tener en este plazo. Asimismo, el diseño a la medida también se enmarca en el cumplimiento de la eficiencia de ciclo completo que se exija al equipo.

Por lo anterior, para los SAEB como activos de red se propuso que, sin importar el nivel de tensión al que se conecten, se fije un valor máximo de horas anuales de indisponibilidad de 100 horas/año para eventos programados. Esto, con base en la experiencia internacional antes relacionada, en donde esta es la exigencia mínima documentada en la actualidad.

Para las indisponibilidades por eventos no programados, se encuentra que una falla en un módulo o rack suele implicar que debe reemplazarse por completo y si el daño afecta varios módulos la pérdida de capacidad puede ser significativa y durar semanas o meses, hasta que lleguen repuestos y se hagan las pruebas de seguridad. En el caso de que sea un evento térmico o de seguridad se puede dejar fuera de servicio toda una sección de la batería y requerir rediseño del

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 86 |

sistema de protección. Por lo tanto, estas situaciones no pueden ser consideradas para definir las horas permitidas de indisponibilidad por eventos no programados.

No obstante, cuando las indisponibilidades son en los equipos necesarios para la conexión de los SAEB, se puede acudir a la información histórica de eventos en el grupo de activos de “Conexión del OR al STN”, considerando que las baterías se conectan a los sistemas a través de transformadores y sus respectivas bahías. Con base en la información de eventos reportada para los activos que componen este grupo, se tiene la siguiente estadística:

*Tabla 8 Estadísticas de duración anual de eventos en el grupo de activos “Conexión del OR al STN [h]”*

| <b>Medidas estadísticas</b> | <b>2014</b> | <b>2015</b> | <b>2016</b> | <b>2017</b> | <b>2018</b> | <b>2019</b> | <b>2020</b> | <b>2021</b> | <b>2022</b> | <b>2023</b> | <b>2024</b> |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Media                       | 22          | 25          | 29          | 61          | 36          | 45          | 48          | 35          | 35          | 72          | 55          |
| Percentil 75                | 27          | 28          | 24          | 31          | 35          | 32          | 31          | 30          | 30          | 29          | 32          |

Fuente: Documento CREG 901 194 de 2025, Resolución CREG 101 091 de 2025

En la anterior tabla se muestra el promedio y el percentil 75 de la duración en horas de los eventos no excluidos del grupo de activos “Conexión del OR al STN”, suministrada a la CREG por XM, con base en la información de eventos reportada entre 2014 y 2024, por los OR del país.

En promedio, para el periodo mostrado, se encuentra que la media de dicho grupo de activos es de 42 horas al año y el percentil 75 es de 30 horas al año.

Ahora, la clasificación de estos eventos del STR en las causas que los originaron, se muestra en la siguiente ilustración:

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 87 |

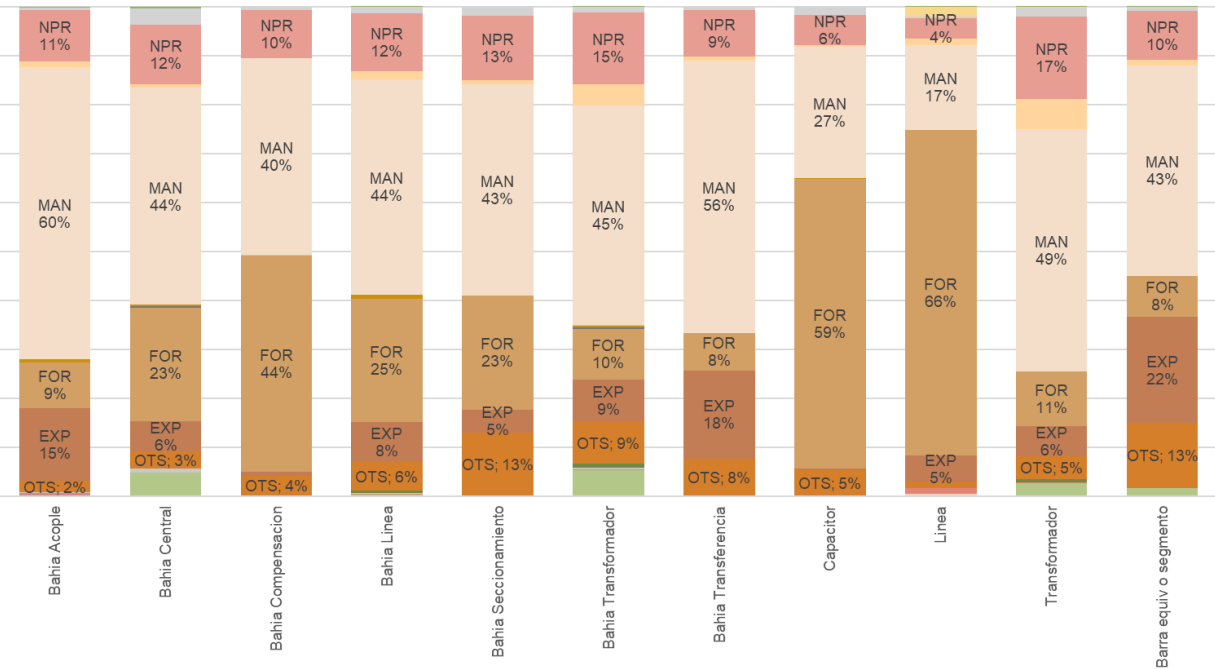


Ilustración 17 Distribución porcentual de eventos de indisponibilidad por causa y por activo.

Fuente: Documento CREG 901 194 de 2025, Resolución CREG 101 091 de 2025

Al observar la información sobre el transformador y las bahías del transformador, que son los componentes del grupo de activos “Conexión del OR al STN”, se encuentra que los eventos forzados (FOR) representan aproximadamente el 10% de la duración total de las indisponibilidades de estos activos.

Por lo tanto, para determinar las horas máximas permitidas de indisponibilidad de los SAEB se propuso considerar el 10% del percentil 75 de los datos promedio observados entre 2014 y 2025 para el grupo de activos “Conexión del OR al STN”, lo cual resulta en un valor máximo permitido de 3 horas/año de indisponibilidad de los SAEB por eventos no programados. Este valor flexibiliza la exigencia que se tenía en la Resolución CREG 098 de 2019 y tiene el soporte obtenido con la mejor información disponible para su estimación.

Con relación al tratamiento de la energía, debido a que estos activos serán remunerados a través de los cargos de transmisión o de distribución de energía, se propuso que para los SAEB que se conectaran al STN o al STR, independientemente del mecanismo usado para su ejecución, el valor neto mensual resultante de la liquidación horaria a precio de bolsa de la energía tomada y de la energía entregada al sistema se adicione al valor que debe ser recaudado mensualmente por concepto de cargos por uso del nivel de tensión en donde se remunera el SAEB. La aplicación del

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |            |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 88 |

neto al respectivo cargo se propuso considerando que los SAEB que se instalaran en el STN y STR contarán con la aprobación de la UPME, ya sea porque ha recomendado la ejecución del proyecto en un plan de expansión o porque emite concepto aprobatorio sobre el proyecto de nivel de tensión IV, como se exige en la propuesta regulatoria.

En el caso del SAEB como activo de red que se conecte al SDL, la energía que el OR tome de la red para cargar su batería, se propuso que le debería ser facturada por el comercializador que represente su frontera. El neto mensual de la liquidación horaria a precio de bolsa entre la energía tomada y la entregada al sistema deberá ser facturado al OR por el comercializador respectivo. Esta diferencia con los SAEB del STN y STR se debe a que los SAEB del SDL no surten una etapa de revisión por parte del planeador centralizado y, por lo tanto, cuando el OR elige la implementación de un SAEB en el SDL, en reemplazo de otros proyectos de red, deberá asumir estos costos.

Con respecto a la eficiencia de ciclo completo (round trip), se propuso que cuando el SAEB sea ejecutado a través de un proceso de selección sea la UPME la que defina el porcentaje mínimo exigido. Esto, considerando la posibilidad de que con los avances tecnológicos con el tiempo pueda exigirse una mayor eficiencia.

En el caso de los SAEB del STR que identifique y ejecute el OR se consideró necesario fijar la eficiencia mínima a exigir, para lo cual se utilizó la información de las referencias internacionales relacionadas en el numeral 3.4.3 del presente documento, resultando una propuesta de eficiencia mínima del 85%. Se propuso fijar un valor para este caso debido a que solo cuando se incumpla la eficiencia mínima exigida la energía faltante será facturada al agente.

Para los SAEB como activos de red que se instalen en el SDL no se propuso exigir un valor mínimo de eficiencia de ciclo completo, considerando que esta característica va a hacer parte de la evaluación que debe realizar el OR al momento de analizar como alternativa de proyecto de red la conexión de una batería en este nivel de tensión, dado que la energía que tome del sistema le será facturada.

Con respecto a los procesos de selección (convocatorias públicas) que realicen para los SAEB como activos de red que la UPME recomiende conectar al STN o al STR, en general se mantuvieron las mismas reglas que se tenían en la Resolución CREG 098 de 2019, pero la participación se limita a agentes transportadores debido a que serán activos de red y a que otros agentes e interesados podrán implementar SAEB en el SIN bajo las demás modalidades propuestas en el proyecto de resolución.

## 6.1.2 Reglas del SAEB independiente con servicios comercializables.

En la propuesta se observan a los SAEB como un recurso de generación con similar capacidad que una planta síncrona, por lo cual, y a partir de la experiencia internacional, no se observa dificultad de que participen el mercado de energía mayorista.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 89 |

En lo anterior existe una distinción: pueden existir SAEB independientes o SAEB que funcionan de forma conjunta con una planta de generación (híbrida).

Así mismo, se encontró conveniente por competencia en un mercado basado en ofertas que, si un SAEB independiente participa en el mercado, entraría bajo sus reglas para vender su energía, actividad igual a la de generación. Así, habiendo participado y comprometido la energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), no se pueden considerar como un activo de red, ya que estos tienen sus propias reglas de remuneración y destinación específica.

A continuación, se explica el SAEB independiente y en numeral posterior el SAEB inmerso en una planta de generación (recurso de generación híbrido).

### **Servicios comercializables por un SAEB independiente**

Derivado de la experiencia constructiva de los desarrolladores consultados (se encuentra que es usual la construcción de módulos a partir de 5 MW) y partir de la Resolución CREG 143 de 2021, se propuso que los SAEB independientes que participen en el MEM sean de capacidad nominal de 5 MW en adelante, con la característica de que serían tratados como recursos despachados centralmente y con las mismas obligaciones (desviaciones, reconciliaciones, regulación primaria y secundaria, redespachos, liquidación central, entre otras), siendo representadas por un agente generador.

En este último caso el dueño del activo, similar que un autogenerador, podría ser cualquier persona natural o jurídica (incluso el mismo agente generador), pero siempre siendo representada por un agente generador para efectos de aplicar la liquidación de forma directa del MEM. Aquí el propietario del SAEB y el agente generador acuerdan libremente las condiciones de la representación.

Las reglas específicas propuestas son:

#### **a. Suministro de energía para la carga**

En cuanto a las reglas para la carga del SAEB, se propuso que se deberá tener una frontera de comercialización entre agentes y usuarios conforme a la Resolución CREG 157 de 2011 y el Código de Medida Resolución CREG 038 de 2014, siendo representada por un agente comercializador. Dicha frontera comercial y su consumo será tratado con las condiciones de usuario no regulado conforme la Resolución CREG 131 de 1998, por lo cual existirá una negociación bilateral generador-comercializador para la carga. Con lo anterior se busca que no se restrinja la negociación del representante del SAEB con el comercializador para la compra de energía y tenga mayor gestión.

Ahora bien, aquí las partes adquieren la obligación de definir las horas de carga, para lo cual existe una propuesta inicial de proyección de demanda: Resolución CREG 701 086

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 90 |

de 2025. Esto es importante para poder que el CND realice el planeamiento operativo del código de operación y tenga información para el despacho.

En línea con dicha propuesta, el comercializador representante de la frontera comercial para carga del SAEB, deberá declarar ante el CND, en los términos que este defina, los periodos horarios de carga en que se decide cargar el SAEB remitiendo tal información antes de las 8:00 horas del día anterior a la operación, cuyos valores deberán ser actualizados tres veces para brindar información pertinente para la planeación de corto plazo de la operación del sistema: i) hasta las 11 pm del día antes de la operación, que aplicará en el día de la operación para la franja horaria comprendida entre las 12 am y el restante número de periodos de operación del día; ii) hasta las 7 am del día de la operación, que aplicará en el día de la operación para la franja horaria comprendida entre las 8 am y el restante número de periodos de operación del día; y iii) hasta las 3 pm del día de la operación, que aplicará en el día de la operación para la franja horaria comprendida entre las 4 pm y el restante número de periodos de operación del día

#### b. Despacho económico e ideal

El SAEB independiente para participación en el despacho podrá entregar su energía conforme lo encuentre conveniente, sin considerar que en la declaración de disponibilidad sea el máximo posible a entregar, sino que puedan descargar en diferentes horas en el día o por bloques o como lo decidan.

Con lo anterior se busca que entren a participar de forma diferente a las plantas que actualmente operan, las cuales deben declarar su máxima capacidad disponible. Aquí se recuerda que el Código de Operación incluye la regla de declaración de máxima disponibilidad para las plantas en general, para poder garantizar el mínimo costo operativo, dado que participan con oferta de precio, y las más económicas deben ser asignadas en su máxima capacidad posible.

En el caso de los SAEB independientes y únicamente para estos, la idea es romper con el esquema actual para que el agente tenga la suficiente flexibilidad en el propósito constructivo del SAEB, el cual, entre otros, se basa en el número de cargas y descargas, el SOC y la duración en horas que pueden garantizar y que dependen del propósito para la cual es construida. Se comprende que un agente cuando participe, ya desde la construcción del SAEB, estaría sujeto a cómo decidirá participar debido a la condición técnica del SAEB y su vida útil. Esto se desprende también de lo observado de la experiencia de otros países y de lo consultado con desarrolladores.

En este caso, el agente declararía entonces disponibilidad en el mismo formato que una planta de generación, pero con la flexibilidad antes descrita.

Debe tenerse en cuenta que si considera: i) la flexibilidad que tienen en la operación, ii) que son un elemento que una vez cargado puede entregar la energía con alta

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 91 |

confiabilidad, y iii) que no dependen de un recurso intermitente, sino únicamente de la infraestructura de la red para su carga; entonces su desviación del programa de generación sería de cero. En ese caso, si se desvían no se observa que tenga que hacerse una diferencia en la valoración que hoy aplican a las plantas convencionales (hidráulicas y térmicas), es decir, no se concibe que se desvíen y que en dicho caso su pago no debe exceder el actualmente regulado. En el mismo sentido anterior, tampoco podrían ser consideradas como un recurso inflexible.

Tampoco se identifica que los SAEB independientes realicen un pronóstico del precio de bolsa para minimizar el costo de una eventual desviación (actualmente la desviación está en función de la diferencia del precio de bolsa y el de oferta para hidráulicas y térmicas), pues de la experiencia internacional y de lo consultado, la precisión en entrega de energía es alta. El realizar esto puede ser considerado una conducta oportunista que no está en línea con la Resolución CREG 080 de 2019 sobre reglas generales de comportamiento de mercado. No se descarta que, si se presenta una situación de tal índole, se modifique el precio del coste de la desviación para que tengan uno diferenciado, que podría ir en el mismo sentido del establecido para plantas variables en la propuesta de la Resolución CREG 701 086 de 2025.

Finalmente, la oferta de precio aplicaría en la misma forma que una planta de generación, un valor único para las 24 horas del día.

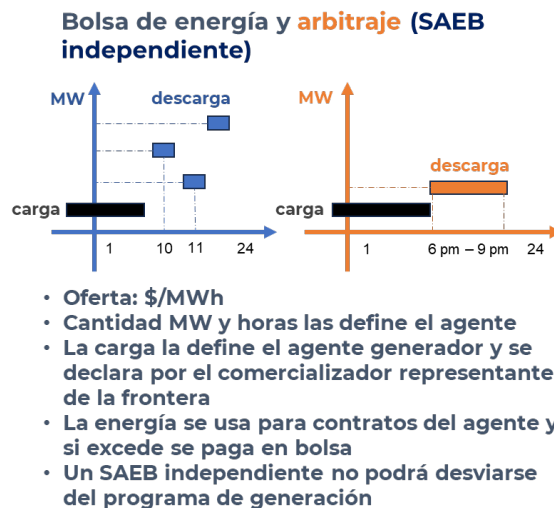
Ahora bien, si el propósito del agente es realizar arbitraje, podrá construir el SAEB con dicho propósito decidiendo las horas de carga (lo cual decide con el comercializador que le suministra la energía) y descarga. Estos deberán valorar dicha condición de participación, la cual está implícita en las mismas reglas de mercado: para la venta de energía es, básicamente, su participación en el despacho económico y la bolsa; y para compra de energía para su carga, según las reglas que pacten con el comercializador (lo cual puede ser a precio de bolsa, un valor fijo u otras condiciones que pacten).

En cualquiera que sea el caso, la generación sería usada a favor del agente generador con las mismas reglas del despacho central y en general todas las reglas comerciales que existen. Por lo cual, la energía sería parte del portafolio del agente generador, siendo usada en la liquidación de la bolsa (conforme el despacho ideal) y finalmente comparada contra los contratos.

Básicamente se espera, a modo de ejemplo, que puedan realizar lo siguiente:

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 92 |



*Ilustración 18 Participación de las SAEB en el MEM*

Ahora bien, en el despacho y durante la operación, los SAEB independientes podrían aplicar a causales de redespacho. En este punto se observa que existen varias causales que han sido creadas con base en situaciones específicas, e incluso por condiciones tecnológicas. Se plantea en este caso que el CND y el CNO deberán proponer a la CREG cuáles de las causales de redespacho actuales les aplican a los SAEB independientes o cuáles causales de redespacho adicionales deberán implementarse. Estas causales de redespacho propuestas se analizarán y se usarán para el ajuste de la regulación. El tiempo sugerido es de dos meses, para incluir un plazo en el que la CREG armonice la regulación.

### c. Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC)

Un SAEB independiente podrá participar en asignación de AGC y le aplicarán las reglas vigentes como a una planta de generación (Resolución CREG 024 de 1995, 064 de 2000 y 027 de 2016). La remuneración fue explicada en el numeral 2.7.

Con lo anterior, si un SAEB sale despachado para realizar AGC en una o algunas horas en específico, se comprende que también debería ser requerido en el despacho programado bajo un valor que le permita aumentar o reducir generación y estar disponible para prestar el AGC.

Actualmente la CREG tiene como tarea la creación de un mecanismo de asignación de la holgura, se mencionó cuando se expidió la Resolución CREG 027 de 2016 (actualización de Resolución CREG 064 de 2000 sobre prestación del AGC). Esta tarea se retomará en conjunto con la revisión de las reglas de la Resolución CREG 143 de 2021.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 93 |

#### d. Generación de seguridad

En caso de que un SAEB independiente tenga generación remanente o no salga en el despacho podrá ser usado como generación de seguridad, para lo cual se observa que se podría remunerar igual que una planta solar y eólica, el máximo precio de oferta (MPO).

#### e. Requerimientos técnicos y operativo para AGC y generación de seguridad

Cuando un SAEB participa en el MEM y decide prestar AGC, o queda asignado por seguridad, adicional a los requerimientos técnicos generales que le aplican a cualquier SAEB, debe cumplir con requisitos adicionales conforme lo que se precise para dichos servicios.

Dado que CNO ya cuenta con análisis previamente, se propone que los requerimientos técnicos, operativos y pruebas de AGC sean definidos mediante Acuerdo.

Adicionalmente se realizan cambios en el código de operación como se presentará más adelante.

Finalmente, en la propuesta inicial, dado que no existen reglas para conexión y operación de un SAEB de forma general, se decide desde el principio que cumplan con dichas reglas y esto no afecta a ningún agente, ya que todos entran bajo las mismas reglas. En específico el SAEB independiente debe cumplir con los requerimientos para operar comercialmente en el mercado mayorista.

### 6.1.3 Recursos de generación híbridos (plantas y/o unidad de generación + SAEB)

En este primer análisis, para fines de aplicar o no al despacho central, se consideró la capacidad efectiva neta del recurso de generación de forma independiente al SAEB. Se considerará que el SAEB será instalado para el cumplimiento de las reglas vigentes que aplican a una planta y para el complemento de la misma.

En estos casos, por lo tanto, la planta y/o unidad de generación y el SAEB comparten la misma frontera de generación, con variables de supervisión en activos de conexión que pueden ser diferentes para el SAEB o la planta y/o Unidad. Incluso el SAEB deberá cumplir con los requisitos técnicos que se especifican en el numeral 6.1.5, entendiendo que en el Acuerdo CNO se deberán implementar pruebas independientes para dichas características y actualizar las pruebas vigentes para el cumplimiento de características requeridas según la regulación vigente, por ejemplo, regulación primaria, secundaria, control de tensión, supervisión, etc.

Podría darse la discusión del ¿por qué no pasar una planta que se encuentra en el despacho no central al central cuando instale al menos un SAEB de 5 MW?. No obstante, dicha discusión es amplia y podrían no incentivar el uso del SAEB de forma híbrida. La discusión del paso al despacho central ya se encuentra abierto en la Resolución CREG 143 de 2021 donde se tomará

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 94 |

la decisión, la cual disminuye el límite de ser despachado centralmente en 5 MW respecto de la capacidad efectiva neta de la planta.

En esta propuesta, dado que no existen reglas para conexión y operación de un SAEB de forma general, se decide desde el principio que cumplan con dichas reglas y esto no afecta a ningún agente, ya que todos entran bajo las mismas reglas. En específico el SAEB instalado en los activos de conexión debe cumplir con los requerimientos del numeral 6.1.5.

En conclusión, los recursos de generación híbridos serán tratados como un recurso adicional de generación de los agentes generadores, aplicando a la energía entregada todas las reglas de las resoluciones CREG 024 de 1995, 025 de 1995, 060 de 2019, 148 de 2021, 101 011 de 2022, 034 de 2001, 023 de 2001, 064 de 2000, 063 de 2000, y en general de todas aquellas que las modifiquen adicionen o sustituyan o que sean para operación de plantas y/o unidades de generación en el SIN y según su capacidad efectiva neta y tipo de despacho.

Finalmente, es comprensible que una planta y/o unidad de generación cargue el SAEB usando su propio recurso. Esto podría ser muy útil en el caso de solares y eólicas para la gestión de su recurso, sobre todo cuando se inicie el nuevo esquema de desviaciones del programa de generación (Resolución CREG 701 086 de 2025). No obstante, se abre el caso de que puedan cargarlo desde el sistema, pero deberán ser representados por un agente comercializador para pagar el consumo y sería tratada dicha frontera comercial como la de un usuario no regulado.

#### **6.1.4 Otros servicios a implementar (aplica tanto a SAEB, como generación u otros recursos)**

En la Resolución CREG 143 de 2021 con el fin de tener un seguimiento continuo de los servicios complementarios del SIN e identificación de necesidades de nuevos servicios para lograr la operación confiable y segura del sistema, se propuso que el regulador pudiera entrar a establecer dichos servicios de forma preventiva.

En esta propuesta se toma de nuevo dicha idea ajustándola a lo aquí planteado a regular, estableciendo que anualmente, durante el mes de junio, el CND deberá realizar una evaluación periódica de los resultados de la asignación de los servicios comercializables, del uso de las reservas y el cumplimiento de los compromisos de servicios y requisitos técnicos que prestan los generadores, los recursos de generación híbridos y los SAEB y entregar un informe anual de servicios complementarios a la Comisión.

En dicho informe de servicios complementarios se debe incluir al menos lo siguiente:

- Uso de las reservas y definición de indicadores de desempeño.
- Análisis de precios de los servicios que prestan los generadores, recursos de generación híbridos y los SAEB independientes.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 95 |

- Evaluación de las metodologías y cantidades de reserva definidas.
- Evaluación de los requisitos técnicos actuales e identificación sobre cuáles de estos se precisa de mayor capacidad.
- Propuestas de ajuste justificadas y nuevos servicios a regular, con sus requerimientos de cantidad, técnicos, oferta de precios y cantidad, u otros.

Para el anterior fin, el CND deberá analizar y determinar los requerimientos del SIN para su operación segura, confiable, económica y de calidad, de conformidad con las normas técnicas, identificando modificaciones a los servicios que prestan los generadores, recursos de generación híbridos y los SAEB de forma general. También se deben identificar los servicios complementarios que deben ser regulados, necesarios para cumplir con una operación segura, confiable, económica y de calidad.

Se deberán determinar también los recursos físicos que están disponibles en el sistema eléctrico para la prestación de los distintos servicios.

En caso de que los recursos sean insuficientes para satisfacer los requerimientos antes señalados, el CND deberá identificar los nuevos recursos que deberán ser incorporados en el sistema e informar a la Comisión para la correspondiente actualización de la regulación.

Las propuestas serán evaluadas y estudiadas por la CREG.

#### **6.1.5 Requisitos técnicos y operativos para la conexión: aplica para SAEB conectados al SIN y SAEB instalados en plantas y/o unidades de generación.**

De la experiencia internacional se desprende que los SAEB conectados al SIN (sea como recursos SAEB independientes o como activos de red en STN, STR o SDL), e incluso los SAEB que estén instalados en plantas de generación, deberían cumplir con requisitos de inversores basados en formadores de red, o *Grid Forming*, los cuales tienen las siguientes características o aspectos:

- Es un control robusto que permite tener una tensión y frecuencia estable
- Tienen capacidad de seguir desbalances de potencia y carga en tiempo real
- Tiene la habilidad de contribuir a la regulación de tensión y frecuencia
- Puede dar soporte de perturbaciones sin desconexión
- Tienen la capacidad de emular inercia y proporcionar corriente de corto circuito
- Tienen la capacidad de arranque en negro

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 96 |

Explícitamente la propuesta es incorporar las siguientes características técnicas, para ayudar en la flexibilidad operativa y aprovechar la capacidad técnica:

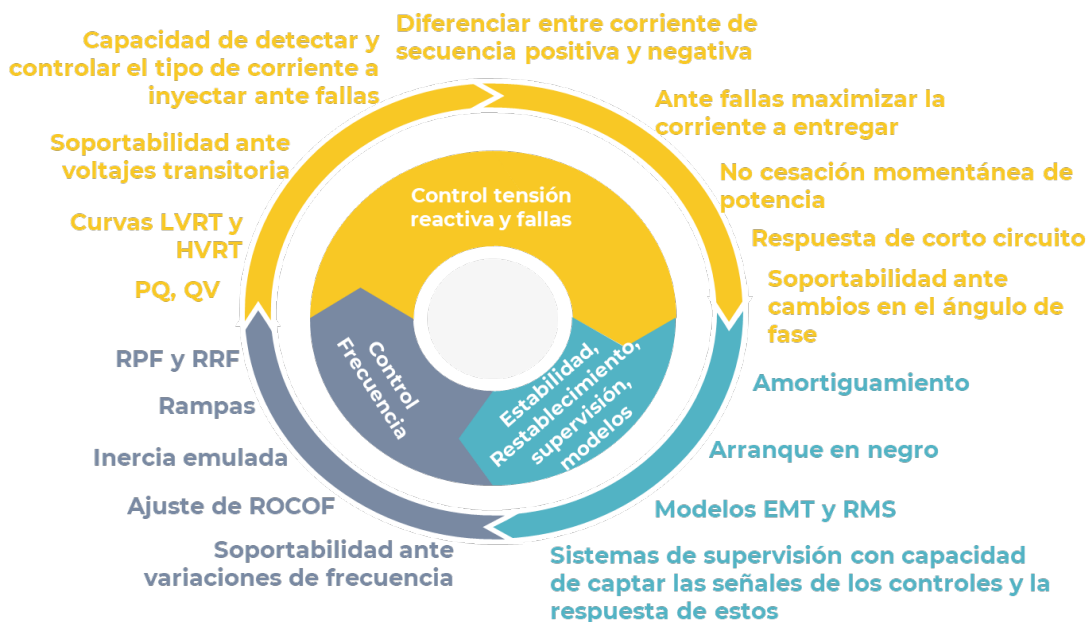


Ilustración 19 Propuesta de requisitos técnicos y operativos a cumplir por un SAEB independiente o un SAEB instalado en una planta y/o unidad de generación

Se identifica que los anteriores requisitos constructivamente ya vendrían de fábrica. Esto también se verificó con dos empresas que construyen y venden baterías a nivel internacional, reforzando lo encontrado en el capítulo de diagnóstico.

Sobre el arranque autónomo, este es un servicio que actualmente se solicita de forma obligatoria a los generadores. Los SAEB se estarían tratando en esta propuesta como un recurso de generación, por lo cual, al considerarlo como una buena práctica, se exigirá que cuenten con dicha capacidad, con la particularidad de que la energía que usen para este servicio posteriormente se les pagaría al mismo valor en que fue tomada de la red. Dado que es un servicio para toda la demanda, el costo en dicho caso se trasladaría en el componente de restricciones.

Ahora bien, respecto de la supervisión, ya el Acuerdo del CNO 1354 de 2020 contempla la posibilidad de tener medición sincrofasorial (PMU) cuando la UPME lo indique. Asimismo, en la actualización del Código de Redes se prevé establecer disposiciones en el mismo sentido, por lo cual es conveniente desde la propuesta regulatoria para los SAEB, solicitar dicho requerimiento. En ese sentido, bajo la modalidad de PMU, las medidas propuestas a supervisar son las siguientes:

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 97 |

- a. Valor de potencia activa y reactiva;
- b. Tensión línea - línea y corriente por fase.
- c. Estado de la función de control de frecuencia.
- d. Estado modo del control de tensión.
- e. Valor consigna de control de tensión.
- f. Valor consigna factor de potencia.
- g. Valor consigna potencia reactiva.
- h. Valor consigna potencia activa.
- i. Indicación de control Local/remoto para el control de potencia activa.
- j. Nivel de carga actual [MW]
- k. Nivel de descarga actual [MW]
- l. Capacidad máxima disponible [MWh]

Finalmente, para adelantar la discusión de dichos requerimientos técnicos y operativos y dado que ya existen propuestas desde CND y el Acuerdo CNO, dentro de los dos meses siguientes a la entrada en vigencia de la resolución que defina las reglas, se propuso que el CND elaborará una propuesta y estudio de actualización de las condiciones técnicas a exigir para la conexión de los SAEB al SIN y las pruebas que deben cumplir estos equipos antes de su entrada en operación comercial. Esta propuesta debe ser enviada al CNO para que, con base en ella y durante el mes siguiente a su recibo, defina y publique el acuerdo donde se determinen las condiciones de conexión, operación y las pruebas a cumplir por parte de los SAEB independientes y recursos de generación híbridos (aquellos que tienen SAEB instalados en su planta y/o unidad de generación).

Así mismo, los parámetros de todos los requisitos deben ser declarados para la aplicación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995. En ese sentido, se debe listar por parte del CND y del CNO toda la información a suministrarse por parte de los representantes de los SAEB, diferenciando para qué etapa del Código de Redes es necesaria. Esta información se debe incluir en el documento de parámetros técnicos del SIN de que trata el Código de Operación.

Otro requerimiento que se precisa para la operación es que los representantes de los SAEB deberán hacer entrega de los respectivos programas de mantenimiento al CND con la periodicidad establecida en la regulación.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |            |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 98 |

## 6.1.6 Procedimiento de asignación de capacidad

La propuesta del proceso de asignación de capacidad puede resumirse en la siguiente figura:

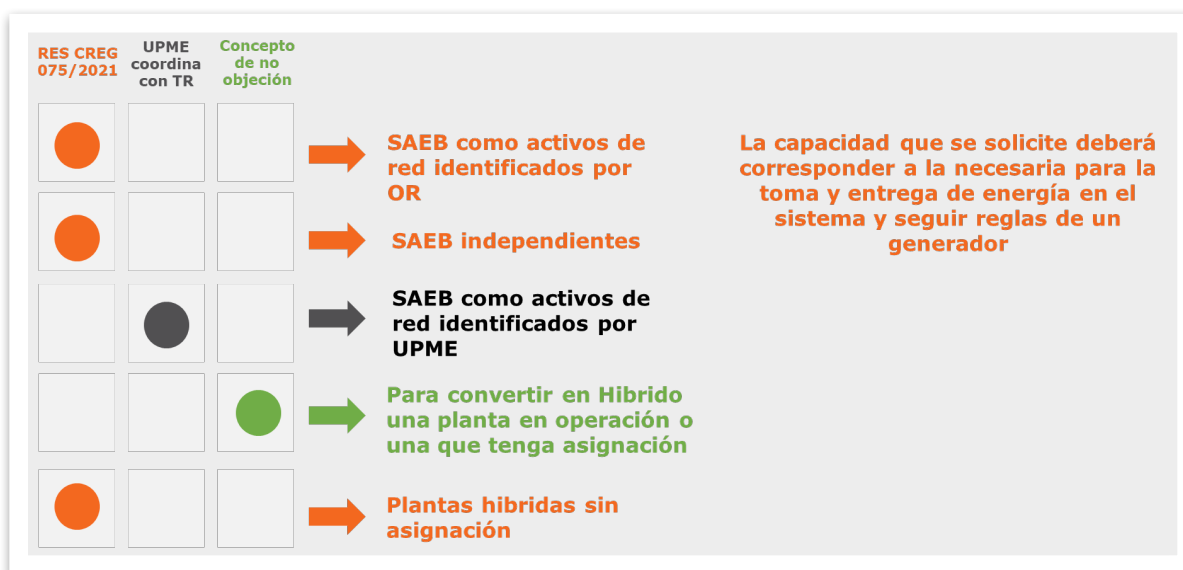


Ilustración 20 Propuesta de proceso de asignación de capacidad

De lo anterior se desprenden todos los posibles casos para instalar un SAEB a saber:

- SAEB identificados y ejecutados por un OR como activos de red. La capacidad de transporte deberá ser solicitada con base en las disposiciones regulatorias que se encuentren vigentes para proyectos de generación. La capacidad de transporte que se solicite deberá corresponder a la necesaria para la toma y entrega de energía del SAEB.
- SAEB identificados por la UPME como activos de red. La capacidad de transporte se entenderá que ya se encuentra asignada si el proyecto ha sido recomendado por la UPME en un plan de expansión del sistema. Para esto, la UPME coordinará lo respectivo con el transportador.
- SAEB que se conecten de forma independiente para participar en el mercado. La capacidad de transporte deberá ser solicitada con base en las disposiciones regulatorias que se encuentren vigentes para proyectos de generación. La capacidad de transporte que se solicite deberá corresponder a la necesaria para la toma y entrega de energía del SAEB
- SAEB que se instalen como complemento de plantas en operación para participar conjuntamente en el mercado/sistema (el SAEB y la planta comparten la misma frontera

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |            |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1 |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 99 |

de generación). Si no se requiere incrementar la capacidad de transporte asignada a la planta de generación solo se deberá solicitar concepto de no objeción de parte del responsable de la asignación. En caso de requerirse aumento de la capacidad de transporte esta deberá solicitarse con base en la regulación de asignación de capacidad de transporte que se encuentre vigente.

- e. SAEB que se prevea adicionar, en la misma frontera de generación, a plantas que cuenten con capacidad asignada, que no hayan entrado en operación comercial.

SAEB para plantas que prevén solicitar asignación de capacidad de transporte desde su diseño (el SAEB y la planta comparten la misma frontera de generación). La capacidad de transporte de la planta junto con la batería deberá ser solicitada con base en las disposiciones regulatorias que se encuentren vigentes para proyectos de generación. La capacidad de transporte que se solicite deberá corresponder a la necesaria para la toma y entrega de energía del SAEB.

Sobre este tema, debe tenerse en cuenta que la CREG está trabajando en la actualización de las disposiciones de asignación de capacidad de transporte, con el fin de considerar la experiencia de aplicación que se ha tenido con la Resolución CREG 075 de 2021. En esta revisión también se analizarán los aspectos que se requiera detallar para el caso particular de los SAEB.

## 6.1.7 Modificaciones necesarias en el Reglamento de Operación

El reglamento de operación está compuesto por un conjunto de reglas, entre estas, el Reglamento Comercial del Mercado de Energía Mayorista, Resolución CREG 024 de 1995, y el Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995. Dichas normas son la base del mercado y el funcionamiento para la operación. Para la implementación de las disposiciones propuestas sobre los SAEB, se considera necesario ajustar algunas de las disposiciones del reglamento de operación, con el fin de acoplar las nuevas disposiciones en la regulación sobre planeamiento del sistema, conexión, operación y participación en el mercado, así:

- Se ajustan e incluyen los SAEB en el ámbito de aplicación de los Códigos de Planeamiento y Conexión.

Dado que el código de redes aplica al STN e incluye en algunos apartes, disposiciones para STR o SDL, se aclara en el reglamento de distribución, Resolución CREG 070 de 1998, que a los SAEB que se proyecte conectar al STR o SDL les aplicarán los requisitos técnicos y operativos que se definan en el Código de Redes.

- Se ajusta en el Código de Conexión los servicios que deben proporcionar los SAEB en línea con los obligatorios, conforme el numeral 6.1.5, aclarando que el servicio de AGC es un mercado y es opcional técnicamente, pero al ser los SAEB despachados centralmente deberán tener responsabilidad comercial en dicho servicio, igual que una planta y/o unidad de generación.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 100 |

- Se ajusta la Resolución CREG 055 de 1994 para incluir el SAEB independiente y la regla de su oferta, definiendo que es con base en el costo de oportunidad de generar la energía almacenada.
- Dado que son un recurso nuevo, deben incluirse en las definiciones de despacho económico, disponibilidad declarada, el despacho ideal, en el cálculo de la disponibilidad comercial, modo jerárquico de AGC, regulación secundaria, reserva de regulación secundaria, reserva operativa (ampliando esta última teniendo en cuenta los SAEB) entre otros.

En cuanto a la disponibilidad comercial, la misma se calcula con base en lo que suceda en la operación real. Simplemente se incluyen dentro del mismo proceso, igual que un generador. Para este fin, se incluye además que el CND deberá determinar los parámetros técnicos a usarse, los cuales deben ser aprobados en Acuerdo del CNO y servirán de insumo para aplicar la Resolución CREG 024 de 1995.

- Se considera que estos recursos podrían ser despachados parcialmente, o ser no despachados (depende de la oferta), por lo cual pueden tener reserva rodante y remanente. Esto se ajusta en el Código de Redes.
- Dado que ahora los SAEB realizarían oferta, puede suceder que sean un recurso marginal. Se incluye tal situación en el anexo A y A-4 de la Resolución CREG 024 de 1995.
- Se ajusta el problema de optimización del despacho económico e ideal para que incluya SAEB independientes, así como los apartes de oferta de precios y disponibilidad declarada.

Se igualan todas las plantas para que puedan tener SAEB, sin afectarse su oferta de precio y declaración de disponibilidad. Continuarán calculando su disponibilidad máxima, pero ahora deben considerar que tienen un SAEB. Esto propiamente no se establece, pero les aplica, pues la regla de disponibilidad máxima es general, con excepción de un SAEB independiente.

- Se ajusta el Anexo CO.4 del Código de Operación para incluir las SAEB independientes que quieran participar y para aclarar que también lo podrán prestar recursos de generación híbridos.

En aplicación de lo anterior, dado que SAEB independiente podrá participar a partir de una capacidad de 5MW, se consideran como una unidad de generación y el CND deberá determinar cuando son las holguras a cumplir a partir de dicha capacidad, para lo cual podría aplicar un tamaño diferente de holgura según la capacidad del SAEB. La regla es general, lo anterior cabe dentro de la regla.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 101 |

Así mismo se actualiza el anexo CO.4 con el último acuerdo de CNO aplicable (Acuerdo 1897 de 2024) y la evaluación que realizó el CND de los parámetros para el año 2025:

<https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-controles/par%C3%A1metros-requeridos-para-la-regulaci%C3%B3n-secundaria-de-frecuencia>

En la asignación de reserva se incluyen también los SAEB independientes

## 6.1.8 Proceso de implementación

El CND y el ASIC deberán incluir y desarrollar las modificaciones necesarias en los modelos de optimización de AGC, despacho económico, redespacho y despacho ideal, para la inclusión de los SAEB; siempre teniendo en cuenta el objetivo de minimizar el costo de operación del sistema y, cuando aplique, teniendo en cuenta las condiciones para la entrega o toma de energía establecidas en los servicios comercializables o documentos de selección de la UPME, cuando este sea el caso.

Adicionalmente, el CND y el ASIC deberán considerar si deben realizar ajustes al modelo de Despacho Económico de Operación en Tiempo Real (DEOTR) a partir del momento en que se encuentre vigente esta propuesta regulatoria. Para los ajustes requeridos, el CND y el ASIC en deberán tener implementados y probados el despacho y la liquidación, en un periodo de seis (6) meses contados a partir de la entrada en vigor de la resolución. Al respecto, se parte de que ya existe un modelo de despacho implementado, lo que representa un avance en el tema. Cumplido este plazo, se iniciará la aplicación de las funcionalidades definidas para los SAEB. El CND elaborará y publicará para discusión de los interesados los ajustes en los modelos de optimización, para lo cual deberá llevar a cabo talleres explicativos con los agentes y demás interesados.

También se deberá tener en cuenta que el CND en la operación en tiempo real puede suspender la prestación de cualquier funcionalidad de los SAEB, si la seguridad del sistema así lo requiere.

## 7. ESTUDIO DEL BID AÑO 2026

Sobre el estudio, a continuación, se hace referencia de las conclusiones del consultor, se las cuales se tienen en cuenta en el análisis, y se resaltan algunas consideraciones importantes:

*(...) En un contexto de transición energética caracterizado por una creciente penetración de energías renovables variables, el almacenamiento de energía se posiciona como un recurso clave para proveer flexibilidad operativa, mejorar la eficiencia del sistema y facilitar la integración de nuevas tecnologías. En este sentido, el objetivo central del estudio es apoyar técnicamente a la CREG*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 102 |

*mediante el análisis de los comentarios recibidos durante el proceso de consulta pública, la evaluación de alternativas regulatorias, la revisión de experiencias internacionales y la formulación de propuestas que permitan fortalecer el diseño regulatorio.*

*El enfoque metodológico adoptado se estructura en cinco etapas principales. En primer lugar, se realiza una sistematización exhaustiva de los comentarios provenientes de los distintos agentes del sector. En segundo lugar, se desarrolla una revisión del contexto normativo vigente en Colombia, identificando su evolución y principales hitos. En tercer lugar, se incorpora un análisis comparado internacional, con foco en los casos de Chile y Brasil. Posteriormente, se evalúan las alternativas regulatorias desde una perspectiva técnica y económica. Finalmente, se formulan propuestas orientadas a mejorar la coherencia, aplicabilidad y efectividad del marco regulatorio. Un aspecto relevante de la metodología es la separación explícita entre diagnóstico y recomendación, lo que permite evitar sesgos en la interpretación inicial de los comentarios.*

*El análisis del marco normativo colombiano evidencia una evolución progresiva en la incorporación del almacenamiento. Desde la Ley 1715 de 2014, que estableció las bases para la integración de energías renovables, hasta desarrollos más recientes como la Resolución CREG 098 de 2019 y la Ley 2099 de 2021, se observa un proceso de maduración regulatoria. El Proyecto de Resolución 701 103 de 2025 representa un paso significativo al proponer la integración de los SAEB bajo tres esquemas principales: como activos de red, como agentes independientes en el mercado de energía mayorista y como recursos de generación híbridos.*

*En términos regulatorios, la propuesta introduce modificaciones relevantes en diversas dimensiones del mercado eléctrico. En el ámbito del despacho y la operación, se incorpora a los SAEB en el despacho centralizado y en la formación de precios. En materia de servicios complementarios, se establece su participación obligatoria para sistemas de mayor tamaño. Asimismo, se redefinen aspectos asociados a la medición, liquidación, tratamiento de pérdidas y fronteras comerciales. En el ámbito de la planificación, se reconoce el rol del almacenamiento en la expansión del sistema, mientras que en términos de gobernanza se asignan mayores responsabilidades a entidades operativas como el CND, ASICy el CNO.*

*Uno de los aportes más relevantes del estudio es el análisis de los 508 comentarios recibidos desde el sector. Estos provienen de una amplia diversidad*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 103 |

*de actores, incluyendo empresas, desarrolladores, consultores, asociaciones, instituciones, academia y sociedad civil. El análisis permite identificar una serie de temas transversales que reflejan preocupaciones comunes y desafíos estructurales del diseño regulatorio propuesto que se sintetizan en los siguientes 16 temas analizados en detalle, junto con las propuestas asociadas:*

- *Definición general o específica de SAE*
- *Reconocimiento de pago por suficiencia “carga por confiabilidad”*
- *Requisito de arranque autónomo*
- *Reconocimiento de universidades y centros de investigación*
- *Límite de 5 MW y soluciones BTM*
- *Eficiencia mínima de SAEB*
- *Participación en distintos mercados*
- *Requerimientos de conexión*
- *Servicio de recorte punta*
- *Fronteras comerciales, liquidación y pagos*
- *Despacho y desviaciones de SAEB independientes*
- *Complementariedad y armonización con señales del decreto 1091*
- *Almacenamiento virtual o remoto*
- *Almacenamiento como actividad independiente*
- *Otros servicios remunerables*
- *Temas emergentes*

*El análisis internacional aporta elementos relevantes para el diseño regulatorio. El caso de Chile muestra desarrollos recientes en la integración del almacenamiento, con participación en mercados de energía, potencia y servicios complementarios. Este país ha logrado establecer señales económicas claras que incentivan la*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 104 |

inversión, aunque enfrenta desafíos asociados a restricciones de transmisión y altos niveles de vertimiento de energías renovables. Por su parte, Brasil presenta un enfoque más gradual, con énfasis en requisitos técnicos y mecanismos de subastas, destacando la importancia de la neutralidad tecnológica y de una implementación progresiva.

A partir de este conjunto de antecedentes, **el estudio concluye que el almacenamiento constituye un recurso estratégico para la transición energética en Colombia, pero su integración efectiva requiere un marco regulatorio que requiere ser complementado**. En particular, se identifican brechas en el diseño de incentivos económicos, en el tratamiento del consumo, en la regulación del multiservicio y en la articulación institucional.

**En relación con la definición de los SAEB, si bien se presenta un análisis de ventajas y desventajas sobre definiciones genéricas o específicas, se recomienda mantener una definición específica para sistemas de almacenamiento con baterías en el corto plazo**, dada su madurez tecnológica y relevancia en el contexto actual. Sin embargo, se sugiere explicitar que estos constituyen un subconjunto dentro de una categoría más amplia de sistemas de almacenamiento de energía, permitiendo así una evolución futura hacia un marco más general y tecnológicamente neutral.

**Respecto al cargo por confiabilidad, se propone no incorporar de manera inmediata a los SAEB dentro de este mecanismo, considerando que aún no existe una metodología consolidada para valorar adecuadamente su aporte a la suficiencia del sistema**. No obstante, se recomienda dejar abierta la posibilidad de desarrollar en el futuro un producto específico de confiabilidad o avanzar hacia una revisión metodológica del esquema vigente que permita su eventual inclusión.

**En cuanto al arranque autónomo (black start), se plantea que su exigencia implica, en la práctica, requerimientos asociados a tecnologías de tipo grid-forming, lo que puede generar algún nivel de sobre costo. Por ello, se recomienda no establecer este requisito de arranque autónomo de forma generalizada, sino condicionarlo según el rol, tamaño y ubicación del SAEB, o bien reconocerlo como un servicio específico sujeto a remuneración**.

**En relación con el rol de universidades y centros de investigación, se recomienda reconocer explícitamente su contribución en el desarrollo del ecosistema de almacenamiento, particularmente en ámbitos como**

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |             |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 105 |

**validación tecnológica, pruebas, desarrollo de estándares**, formación de capital humano y ejecución de pilotos que permitan reducir incertidumbre técnica.

**Respecto al límite de 5 MW y soluciones behind-the-meter (BTM), se sugiere no incorporar en esta etapa una regulación detallada para estos sistemas, dado su carácter incipiente y heterogéneo (alta complejidad y necesidad de coherencia).** En su lugar, se recomienda establecer explícitamente que estos esquemas serán abordados en desarrollos regulatorios posteriores, permitiendo una aproximación más adecuada y específica. Lo anterior no invalida la posibilidad de desarrollos ya contemplados como activo de red o ajustándose a los requerimientos de los sistemas mayores.

En el ámbito de la eficiencia mínima, se propone eliminar el requisito actualmente planteado para los SAEB como activos de red. En su reemplazo, se recomienda que parámetros como eficiencia, degradación, vida útil, entre otros, sean definidos caso a caso en procesos de licitación o evaluación, particularmente en aquellos liderados por la UPME. Lo importante es la coherencia que se requiere en las simulaciones que validan la instalación de SAEB y finalmente lo que se adquiere en el proceso de licitación.

**En cuanto a la participación en distintos mercados, se recomienda permitir que los SAEB participen en múltiples instancias, incluyendo energía, servicios complementarios y potencialmente en el futuro en mecanismos de suficiencia (confiabilidad). No obstante, se enfatiza la necesidad de evitar esquemas de doble remuneración, estableciendo reglas claras que aseguren coherencia económica entre los distintos servicios prestados.**

**Respecto a los requerimientos de conexión, se recomienda desarrollar una normativa técnica específica, idealmente estructurada como un anexo regulatorio, que permita diferenciar exigencias según escala, nivel de tensión, tecnología y función del sistema de almacenamiento.** Esto permitiría una implementación más flexible y acorde a la diversidad de aplicaciones. Se propone tomar como referencia desarrollo normativo reciente en esta materia en Chile.

**En relación con el denominado servicio de recorte de punta, se sugiere no tratarlo como un nuevo mercado o producto independiente, sino más bien utilizarlo como un ejemplo de servicio que puede ser prestado por los SAEB dentro de un marco más amplio de servicios comercializables en un formato de guía práctica, evitando complejidad innecesaria en el diseño regulatorio.**

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 106 |

**En el ámbito de fronteras comerciales, liquidación y pagos, se recomienda establecer principios de neutralidad económica que eviten la doble contabilización de cargos sobre la energía utilizada en la carga del almacenamiento.** Asimismo, se sugiere implementar sistemas de medición robustos que permitan diferenciar claramente los flujos de energía de entrada y salida.

Respecto al despacho y tratamiento de desviaciones, se plantea la necesidad de reconocer explícitamente la naturaleza intertemporal del almacenamiento, incorporando variables como estado de carga (SOC), energía disponible y eficiencia en los modelos de despacho. Esto permitiría una operación más consistente con las características físicas de estos sistemas.

En relación con la armonización con el Decreto 1091, las licitaciones a clientes regulados, que corresponden a contratos bilaterales financieros, pueden incluir requerimientos de inversiones y tecnologías específicas. Esta componente del mercado mayorista no debiera tener impacto en el despacho del sistema y otros servicios que por sus funciones operan en paralelo a través de mecanismos de ofertas y normas técnicas aplicables.

En cuanto al almacenamiento virtual o remoto, se reconoce su potencial como evolución futura del sistema eléctrico, particularmente en esquemas de agregación y plantas virtuales. No obstante, se concluye que su implementación requiere un desarrollo regulatorio específico, por lo que se recomienda tratarlo como una línea de trabajo futura.

**Respecto a la consideración del almacenamiento como actividad independiente, se recomienda mantener las restricciones actuales de integración vertical ya sea para los SAEB como activos de red o bien de SAEB actuando en el MEM. Se recomienda clarificar su aplicación en el caso de los SAEB. Asimismo, se sugiere extender la representación obligada a través del agente generador a la posibilidad de que el propietario del SAEB sea reconocido como agente generador.**

**En relación con otros servicios remunerables, se propone avanzar en la definición de nuevos productos asociados a flexibilidad del sistema, tales como servicios de rampa, control de tensión o respuesta rápida.** Estos servicios deberían contar con esquemas de remuneración que incluyan pagos por disponibilidad, activación y desempeño. Se detalla la posibilidad de aplicación del servicio de rampa.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 107 |

**Finalmente, en lo relativo a temas emergentes, se recomienda tratarlos como parte de una agenda regulatoria futura, incluyendo aspectos como agregación de recursos, mercados locales de flexibilidad, integración de recursos distribuidos y soluciones BTM. Esto permitiría abordar estos desafíos de manera progresiva, evitando sobrecargar la regulación actual.**  
(...)

## 8. ANÁLISIS DE COMENTARIOS Y RESPUESTA

Luego del periodo de consulta de la Resolución CREG 701 103 de 2025, los siguientes remitentes enviaron comentarios:

*Tabla 9 Remitentes comentarios Resolución CREG 701 103 de 2025*

| <b>Radicado</b> | <b>Remitente</b>                                                                                              | <b>Radicado</b>                           | <b>Remitente</b>                                                                                        |
|-----------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| E202501287<br>7 | Javier Garcia, Director Grupo de investigación Electrical Machines & Drives, Universidad nacional de Colombia | E2025014391<br>E2025014401<br>E2025014395 | Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente (AIDA), EarthJustice y POLEN Transiciones Justas |
| E202501335<br>4 | Jorge rivera, vicepresidente veeduría ciudadana Soacha                                                        | E2025014392                               | ANDESCO                                                                                                 |
| E202501337<br>8 | Camilo Mejia Lopez                                                                                            | E2025014393                               | TRANSELCA                                                                                               |
| E202501348<br>6 | Carlos Barragán, CEDIN                                                                                        | E2025014394                               | IMCOMELEC                                                                                               |
| E202501389<br>3 | ANDESCO                                                                                                       | E2025014397                               | LA ARENOSA                                                                                              |
| E202501407<br>7 | NEOLUXIASOLAR                                                                                                 | E2025014398                               | JUAN MANUEL TREJOS LOPEZ                                                                                |
| E202501413<br>8 | KAIZZOL                                                                                                       | E2025014399                               | COLOMBIA INTELIGENTE                                                                                    |
| E202501417<br>0 | Colibri Energy                                                                                                | E2025014402                               | ANDES ENERGY SAS BIC                                                                                    |
| E202501434<br>0 | ANDI                                                                                                          | E2025014403                               | GECELCA                                                                                                 |

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 108 |

| <b>Radicado</b>                    | <b>Remitente</b>                                                         | <b>Radicado</b>            | <b>Remitente</b>                                                  |
|------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|----------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| E202501434<br>1                    | ISAGEN                                                                   | E2025014404                | EEP                                                               |
| E202501436<br>9                    | Proeléctrica, Gensepower                                                 | E2025014438                | ZELESTRA                                                          |
| E202501437<br>4<br>E202501437<br>5 | Concepto y comentarios C.N.O. conforme literal i art. 23 Ley 143 de 1994 | E2025014384                | Termotasajero                                                     |
| E202501437<br>6                    | ERCO energy                                                              | E2025014440                | Contemporary Amperex Technology Co., Limite                       |
| E202501437<br>7                    | Acolgen                                                                  | E2025014441                | SSPD                                                              |
| E202501437<br>8                    | Ernesto Pérez González, Universidad nacional de Colombia                 | E2025014442                | ECOPETROL                                                         |
| E202501437<br>9                    | ENEL                                                                     | E2025014443                | TEBSA                                                             |
| E202501438<br>0<br>E202501478<br>0 | ANDEG (las cartas son iguales, la segunda es traslado desde el MME)      | E2025014449                | ATLANTICA                                                         |
| E202501438<br>1                    | Grupo EPM (Afinia, CENS, CHEC, EDEQ, ESSA y ePM)                         | E2025014451<br>E2025014453 | UPME                                                              |
| E202501438<br>2                    | QI energy energia vital                                                  | E2025014479                | GEB                                                               |
| E202501438<br>3                    | Transforma Global                                                        | E2025014485                | CELSIA                                                            |
| E202501438<br>5                    | Ser Colombia                                                             | E2025014489                | Andrea Villamarin                                                 |
| E202501438<br>6                    | ASOCODIS                                                                 | E2025014495                | GreenYelow de Colombia                                            |
| E202501438<br>7                    | NITRO ENERGY                                                             | E2025014898                | Ary Mauricio Burbano. Energías renovables Universidad del Rosario |

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 109 |

| Radicado                           | Remitente                                      | Radicado                   | Remitente      |
|------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------|----------------|
| E202501438<br>8<br>E202600650<br>6 | ISA                                            | E2025016527                | Industrias CTS |
| E202501438<br>9                    | INTERCOLOMBIA                                  | E2025016882<br>E2025014717 | Plus energy    |
| E202501439<br>0                    | Juan Carlos Guerrero B. – Consultor Energético | E2025013464                | OGE ENERGY     |
| E202501440<br>0                    | XM SA ESP                                      | E2025014439                | ANERGY SAS     |

A continuación se agrupan los comentarios representativos por temáticas.

## 8.1 Objeto, ámbito, definiciones, análisis AIN u otros

### 8.1.1 Definiciones

Resumen de comentarios:

- *En la definición de SAEB incluir frontera de generación al final, “y su posterior entrega al SIN como frontera de generación”*
- *En SAEB independiente no mencionar que tiene una frontera de generación. Solo mencionar que esta conectado al SIN.*

**Respuesta:** Sobre fronteras comerciales, se crean las fronteras para carga del SAEB y frontera para descarga del SAEB. Para lo cual se ajusta el código de medida, Resolución CREG 038 de 2014.

En el caso de SAEB independientes, las fronteras de carga del SAEB se tiene en cuenta que el balance de energía y dinero cierre en las cuentas del MEM. Mas adelante se amplía el caso de la frontera de carga. Sobre las fronteras de descarga del SAEB son entrega de energía, semejante a generación entrando al sistema, se tratan de dicha forma. Mas adelante se trata este tema de representación.

En el caso de SAEB como activos de red, se tiene en cuenta en las definiciones de frontera y sus atributos para que puedan ser usadas para cargar y descargar sin asignar la energía a un agente comercializador o generador, simplemente que sirva de energía de tránsito por el sistema y que finalmente se asigne al componente de restricciones.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 110 |

- *En la definición de Transportador es ambigua. Cambiar por “persona jurídica prestadora de las actividades de transmisión o distribución de energía eléctrica, ejerciendo la función según la capacidad de transporte de la energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN).”*
- *Se requiere una caracterización clara del sistema híbrido, precisando si se considera como un solo agente o como la integración de dos actores (generador y SAEB)*
- *Ampliar la definición de Recurso de generación híbrido. Que se incluya la definición de otras combinaciones tecnológicas, como térmica con solar o eólica con solar, entre otras*

**Respuesta:** Sobre la definición de transportador se armoniza la definición conforme la regulación vigente, el cual abarca tanto operador de red como transportador.

En el caso del recurso de generación híbrido, se aclara que es un único recurso ante el sistema compartiendo la misma frontera de generación. De hecho, el SAEB se observa como un complemento de la planta. Por lo tanto, en su conjunto tienen una única frontera de generación representada por un agente generador igual que cualquier otra planta del sistema.

Sobre combinaciones tecnológicas, actualmente aplicando la Resolución CREG 075 de 2021 no es posible tener combinaciones, así no está concebida tal regulación desde su origen. Esto obedece a que cuando por ejemplo se tiene una solar y una térmica, ambas obedecen a criterios de remuneración de la energía distintos. Por ejemplo, la generación de seguridad es tratada diferente, así como las desviaciones de generación.

Los que aplican la Res. CREG 174 de 2021 si pueden obtener combinaciones tecnológicas porque su energía no es considerada dentro del despacho central y segundo porque el procedimiento desde un inicio se concibió de tal forma.

- *La definición de SAEB está asociada a todos sus componentes, en la resolución se entiende solo se refiere a la batería y no sus componentes*
- *En la definición de SAEB también hacer referencia a la carga.*

**Respuesta:** Sobre la definición de sistema de almacenamiento, se alinea con lo que estaba en consulta y el Decreto 393 de 2026

- *Respecto a la definición de "Servicio de laminado de picos, PKSG", sólo hace referencia a generadores con SAEB independientes y no menciona a recursos de generación híbridos, que podrían también prestar el servicio.*
- *En laminado de picos, orientar a que es un servicio consistente en carga y descargar.*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 111 |

- En la definición del servicio de laminado de picos (PKSG), el concepto de “picos” puede resultar subjetivo, dependiendo de la variable y del horizonte temporal considerado. Por tal razón, no se considera adecuado restringir la descarga de los SAEB únicamente a los periodos de punta definidos de forma ex ante. Resulta más pertinente mantener una definición amplia que permita cargar y descargar conforme a las condiciones operativas del sistema y a la señal de remuneración vigente

**Respuesta:** Sobre la definición de Servicio de laminado de picos, PKSG, la misma se elimina. El sentido de lo consultado es que podrían participar en bolsa, con lo cual de forma indirecta puede lograrse sea que se realice arbitraje o *peak shaving*. Específicamente si se quisieran servicios en esos dos temas específicos de forma independiente, se encuentra que podría requerir un análisis más profundo, lo cual se tomará en el análisis del Decreto 393 de 2026. No obstante, si es importante mencionar que el participar en bolsa y en la forma como quedo la forma de carga del SAEB, es implícitamente un arbitraje, sin necesidad de titularlo con ese nombre.

En el caso del recurso de generación híbrido, se encuentra que no tiene sentido que se cargue desde el sistema. Lo que tiene sentido es que sean instaladas para gestionar su propio recurso. Obsérvese que cuando se carguen de red, se tendría una asimetría entre una energía valorada a un precio que corresponde a un consumo y, la misma energía, luego entregada con las reglas de venta del mercado, lo cual distorsiona el precio. Incluso, en el caso de una planta térmica que se despache por generación de seguridad podría resultar en periodos cortos entregando con la batería, cuando quizás la planta no ha incurrido en costos de arranque y paradas de la planta

En línea con lo anterior, para el servicio PKSG para recursos de generación híbridos, no es necesario especificarlo, como se citó anteriormente, la idea es que gestionen su recurso, por lo cual naturalmente entregan la energía almacenada cuando lo consideren por costos de oportunidad. El sistema siempre se despacha teniendo en cuenta un problema de optimización con lo cual se asegura el mínimo costo de los recursos disponibles.

## 8.1.2 Objeto y ámbito de aplicación

Resumen de comentarios:

- Que el marco regulatorio evolucione para incluir todos los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), y no se limite exclusivamente a las baterías, porque las privilegia. Almacenar agua es, en últimas, almacenar energía. La regulación debe evitar crear sesgos tecnológicos y, en su lugar, permitir que las inversiones futuras, ya sean en baterías, hidrógeno verde, o almacenamiento en bombeo, compitan bajo las mismas reglas de remuneración, maximizando la capacidad instalada y la confiabilidad del sistema
- Que se tenga hoja de ruta para incorporar el resto de las tecnologías. El término Batería se refiere a un tipo de tecnología específico de almacenamiento. Los sistemas de almacenamiento existen de diferentes tipos y tecnologías y la resolución no debe centrarse únicamente en la tecnología más conocida actualmente sino permitir que la estrategia de almacenamiento pueda ser usada para los diferentes servicios que las tecnologías de almacenamiento puedan brindar.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 112 |

- Es indispensable que las reglas se construyan bajo principios de neutralidad tecnológica y no discriminación, de forma que las distintas soluciones de almacenamiento puedan competir en igualdad de condiciones.

*P.ej: contemplar otras alternativas de almacenamiento, como almacenamiento por bombeo en centrales hidroeléctricas, o sistemas de aire comprimido, entre otras, lo cual fomentaría la competencia tecnológica y la optimización integral del sistema eléctrico*

- Se recomienda que el proyecto de resolución identifique de manera explícita los servicios que los SAEB están llamados a prestar dentro del SIN y establezca los criterios técnicos, operativos y de remuneración asociados a cada uno
- Se debe definir “Sistemas de Almacenamiento de Energía” en lugar de “SAEB” y dar oportunidad a otras formas de almacenamiento de energía e innovación tecnológica.

*Solo contempla el almacenamiento con baterías. Se sugiere incluir Hidrogeno verde y Bombeo hidráulico. es necesario que los criterios tecnológicos que se establezcan sean abiertos, basados en su funcionalidad (capacidad de inyección, respuesta rápida, respaldo, etc.) y no en el tipo de tecnología.*

- Se propone reconocer dos tipos de SAEB: (i) licitados o regulados, para fines de confiabilidad o soporte de red, y (ii) independientes o comerciales, con libertad de participación en el mercado

*Se recomienda incluir un artículo que defina explícitamente los servicios prestados por los SAEB en términos de red, generación y gestión de la demanda.*

*Incluir ZNI con reglas similares SIN*

**Respuesta:** Aquí se está regulando el subconjunto de SAE que es con baterías. Incluso la consultoría del BID sugiere iniciar con SAEB.

Así las cosas, la CREG regulará otras SAE en regulación independiente conforme los lineamientos del Decreto 393 de 2026, el cual introduce el análisis de otros servicios que pueden prestar las SAE. Se debe entonces analizar la necesidad de cada posible servicio, y de existir, entonces luego definir la forma de participación y remuneración.

Sobre las Reglas de ZNI serán analizadas en regulación independiente. Pues esto obedece a otro marco normativo que es totalmente distinto al puesto en consulta.

- Pueden clasificarse según su capacidad nominal en las siguientes categorías: (i) micro y pequeños (<5 MW), (ii) medianos (5–20 MW) y (iii) grandes (>20 MW). Un umbral único de 5 MW resulta restrictivo y puede excluir proyectos medianos (1–5 MW) que pueden prestar servicios de regulación de voltaje, arbitraje o soporte de red.
- Que se cree un agregador de recursos energéticos distribuidos como agente independiente

*En relación con la Resolución 40283 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, que reglamenta los Recursos Energéticos Distribuidos (DER), consideramos importante fortalecer la articulación entre dicho marco y el proyecto de resolución de la CREG sobre SAEB. La Resolución, además de incluir disposiciones específicas*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 113 |

sobre almacenamiento, introduce la figura del agregador, la cual resulta clave para la gestión eficiente de los recursos distribuidos y la participación de los usuarios en el mercado eléctrico. Si bien reconocemos que el proyecto de resolución hace referencia a esta resolución en sus considerandos, observamos que su vinculación operativa dentro del articulado es aún limitada.

- No se especifica si un agente puede operar un portafolio de SAEB (de diferentes tamaños, ubicaciones y tecnologías) como un solo recurso agregado para participar en el mercado
- No se especifica si los usuarios finales, agregadores o comunidades energéticas pueden participar directamente en el mercado de almacenamiento, lo cual podría limitar la democratización y el desarrollo de nuevos modelos de negocio. El proyecto de resolución habilita la participación de los SAEB en servicios como AGC, generación de seguridad y arbitraje, pero no deja completamente claro si esta participación puede realizarse a través de la agregación de muchos equipos pequeños
- Es importante que se reglamente la participación de los usuarios con sistemas de almacenamiento detrás del medidor para la prestación de servicios comercializables en las mismas condiciones que los sistemas de almacenamiento independientes conectados a la red.
- SAEB podrían interactuar con esquemas de demanda flexible si la regulación lo permite (tarifas horarias, penalizaciones/recompensas). Se sugiere que se evalúe y se incluya en la resolución la interrelación entre SAEB y programas de respuesta de demanda
- Deben mejorarse incentivos orientados en la norma
- Se sugiere que la regulación del almacenamiento e hibridación no se limite a controlar la actividad, sino que actúe como un incentivo para promover tecnologías flexibles y mejorar la eficiencia del sistema. Con base en esto ajustar los considerandos: “El reconocimiento regulatorio de los sistemas híbridos se basará en su capacidad de entregar energía en distintos períodos del día y en su aporte a la flexibilidad operativa del sistema, y no únicamente en su potencia instalada.” “La regulación de sistemas híbridos se orientará por el principio de seguridad energética, priorizando la confiabilidad y la resiliencia del sistema eléctrico mediante el uso de recursos flexibles y almacenamiento de energía.” U otros lineamientos.

**Respuesta:** Aquí es importante resaltar que XM SA ESP en su calidad de CND, mediante radicados CREG E2026000686 de fecha 19 de enero de 2026 y E2026005745 de fecha 21 de abril de 2026 envía la propuesta inicial y ajustada del uso del control formador de red (Grid-Forming) para recursos basados en inversores, con énfasis en SAEB, la cual fue puesta en comentarios con el público en enero de 2026.

En este se resalta que de la propuesta se puede inferir qué debe aplicar a todo SAEB de cualquier tamaño de donde se encuentra que es posible que se tenga GridForming a partir de 1 MW, y, para capacidades inferiores a 1 MW se puede solicitar GFL soportando tensión y frecuencia. En ese sentido se ajusta la propuesta para aclarar qué aplica a todas las capacidades de SAEB incluyendo cuando están instalados en todos los tipos de recursos de generación, los cuales ahora se denominan híbridos cuando usan un SAEB, por ejemplo, AGPE, GD y Comunidades energéticas usando SAEB. Así se está abarcando todos los híbridos aportando seguridad y confiabilidad al sistema.

El estudio del CND se publica en los siguientes se puede obtener el conversatorio y las memorias:

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 114 |

<https://www.xm.com.co/noticias/8971-conversatorio-sobre-el-uso-del-control-formador-de-red-gfm-en-sistemas-de>

<https://www.youtube.com/watch?v=uuWyID6pHDg>

[https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/DocumentoGFM\\_Webinar\\_20260408.pdf](https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/DocumentoGFM_Webinar_20260408.pdf)

[https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/XM%20Propuesta%20de%20Requisitos%20Grid%20Foming%20en%20el%20SIN%20-%20Colombia\\_V1%203.pdf](https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/XM%20Propuesta%20de%20Requisitos%20Grid%20Foming%20en%20el%20SIN%20-%20Colombia_V1%203.pdf)

Mas adelante en requerimientos técnicos se ampliará la propuesta para todos los recursos por tipo: AGPE, GD, Comunidades energéticas, Generadores, Cogeneradores, Etc.

Sobre agregación de recursos, este es un tema que podría estar más asociado a respuesta de la demanda y no de la presente resolución. Se podrá incluir de forma posterior. Así mismo la propuesta en servicios con SAEB detrás del medidor (en usuarios pequeños) parece en efecto también del mismo tema anterior de respuesta de la demanda, lo cual implica reglas más avanzadas de seguimiento, control, supervisión y podrá ser abordado en regulación independiente. Por ahora se regulará como primer paso el SAEB independiente, y, los recursos de generación híbridos en su conjunto ante el sistema.

Sobre generar más incentivos, la Comisión siempre expide las normas analizando que los actores entren en competencia. Si se refiere a nuevos servicios que puedan prestarse, debe analizarle la necesidad, lo cual se realizará bajo el contexto del Decreto 393 de 2026.

- *Definir la actividad de almacenamiento de energía en el SIN orientada hacia la actividad de transporte de energía o como una nueva actividad.*
- *Los servicios complementarios y de flexibilidad o los servicios comercializables por el SAEB no deben ser restringidos a la actividad de generación. Se señala que los SAEB deberán ser representados por agentes generadores, lo que cierra la posibilidad de crear una figura propia para ellos, y aumenta los costos de transacción.*
- *La propuesta mantiene un enfoque que asimila los SAEB a generadores convencionales, sin reconocer sus particularidades técnicas y operativas. Se recomienda establecer una categoría regulatoria específica para agentes almacenadores, diferenciada de la generación y la demanda, que participe en el MEM y en el CxC.*
- *Exclusión de los transportadores de la prestación de servicios sistémicos de almacenamiento. El proyecto de resolución excluye a las empresas transportadoras de la posibilidad de participar en la prestación de los servicios sistémicos o “comercializables” de los SAEB. Esta restricción desconoce las capacidades técnicas, operativas y de gestión de red acumuladas por los transmisores, limitando la utilización integral del potencial de los SAEB para beneficio del sistema y de los usuarios*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 115 |

*Clasificación inadecuada del almacenamiento como parte de la actividad de generación. Se asignan de manera exclusiva estos servicios a las empresas de generación, a pesar de que el almacenamiento de energía eléctrica no corresponde a la actividad de generación. El almacenamiento de energía eléctrica no constituye una actividad de generación, pues los SAEB no producen energía nueva sino que gestionan energía existente, presentando un balance energético negativo. Su funcionamiento es bidireccional, consumen y entregan energía en una misma frontera, y depende del estado de carga, la eficiencia y las condiciones del sistema, lo cual demanda modelos de planeación y despacho distintos de los aplicables a los generadores*

*Sobre lo anterior, es necesario que se reconozcan los SAEB como activos de transporte. Desde el punto de vista técnico, regulatorio y económico, los SAEB deben ser considerados activos de flexibilidad y gestión de red, más cercanos a la actividad de transporte que a la generación.*

*Para lograr el mayor beneficio de los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) en favor del usuario, éstos deben ser considerados como activos de transporte, permitiéndoles aportar de manera más efectiva a la solución de los problemas que enfrentan algunas regiones del país, específicamente la región Caribe, que requiere de soluciones estructurales y pensadas en beneficio del usuario y no de una actividad particular, como lo es la generación, desconociendo que el almacenamiento de energía eléctrica constituye una actividad distinta de la generación.*

*Desde el punto de vista técnico, los SAEB no producen energía nueva. Su operación requiere ser cargada con energía existente en la red para posteriormente liberarla*

- *Que se cree una nueva actividad regulada de almacenamiento, con reglas propias de remuneración, planeación, operación y calidad, en concordancia con el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, que faculta a la CREG para definir nuevas actividades y agentes en la cadena de prestación del servicio público bajo criterios de eficiencia, competencia y protección al usuario. Operativamente, sus características particulares de bidireccionalidad, estado de carga (SOC), eficiencia y degradación, requieren un marco normativo propio*
- *La Unión Europea en su “Clean Energy Package” ordena a los estados miembros a definir el almacenamiento de energía como una clase de activo separado, distinto de un activo de generación o demanda con el objetivo de evitar la duplicación de cargos asociados a las transacciones del mercado de energía*
- *Que no se incumplan las leyes de integración vertical*
- *Se identifica un riesgo de verticalidad en la manera en que la Resolución define la participación de las baterías. Para el caso de los activos de red la norma establece que éstos pueden prestar los servicios de control de voltaje, soportar contingencias, sostener frecuencias en islas o zonas aisladas, servicios que presta un recurso de generación convencional, permitiendo que un transmisor y/o OR asuma a través de estos activos funciones que por norma cumple un agente generador, sin las responsabilidades e implicaciones propias de este tipo de agente sobre la atención/desatención de la demanda. Por lo anterior, observamos que la norma estaría fomentando un escenario de verticalización no deseado y es necesario considerar dicha situación en el establecimiento de las funciones de los SAEB*

*En tal sentido, debe establecerse que los interesados en el desarrollo de los SAEB para ofrecer servicios compitan por su prestación en competencia vía precio, con lo cual, se requiere una mayor claridad y necesaria definición del rol de este tipo de elementos en el sistema con pluralidad en la participación para ofrecer servicios en competencia que realmente benefician al usuario*

- *Se considera apropiada la definición de los SAEB como parte de la actividad de generación cuando estos se destinan a actividades como arbitraje, laminado de picos o prestación de servicios complementarios del mercado, y en ese sentido, deben ser representados por agentes generadores. Se concuerda con que la energía gestionada por los SAEB independientes sea reconocida como un recurso adicional de generación*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 116 |

- *Se propone la creación de un mecanismo regulado de almacenamiento de gas natural (SAGN) que fortalezca la seguridad energética, confiabilidad del suministro y estabilidad del mercado gasífero colombiano, mediante un esquema de remuneración similar al establecido para los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB), reduciendo el riesgo de desabastecimiento, la volatilidad de precios y las emisiones de CO2 durante eventos climáticos extremos o contingencias operativas.*
- Se envían propuestas de resolución escrita de cómo un transportador puede vender energía en el sistema a través de servicios.

**Respuesta:** En el mercado actual los vendedores y compradores son los agentes generadores y comercializadores.

No existe un estudio amplio de competencia, responsabilidades, vigilancia y control sobre una nueva actividad. En todo caso el dueño del SAEB puede ser cualquier persona natural o jurídica, solo debe buscar la representación mediante un agente generador.

La actividad principal del transportador no es vender energía. Incluso como nueva actividad, por ejemplo, de “almacenamiento”, significaría vender energía en el mercado, pues la misma entra al sistema. Una vez la energía entre al sistema debe hacer parte del balance en la bolsa y asignación entre agentes participantes.

Aquí en todo caso se resalta que un transportador ya participaría con SAEB como activos de red donde se remunera inversión y gastos con la tasa de retorno de la actividad.

Al momento no se identifica la creación de una nueva actividad.

### 8.1.3 Análisis AIN

- *Incorporar un Análisis de Impacto Regulatorio (AIR), con simulaciones de mercado, efectos tarifarios, impactos sociales y ambientales, y publicar las bases de datos y supuestos empleados.*
- *consideramos necesario complementar la medida con aspectos técnicos y económicos, como la integración de los SAEB con los mecanismos que la modernización del mercado amerita, al igual que la identificación de riesgos de verticalización, acompañados de un análisis B/C, para medir la efectividad de las medidas regulatorias en el sobre costo del servicio al usuario final*
- *Falta de detalle en supuestos económicos y técnicos del AIN para evaluar impactos reales.*
- *Observamos que el documento soporte del proyecto de resolución no incorpora un análisis beneficio–costo que permita demostrar de manera inequívoca que la solución planteada generará mayores beneficios para el usuario final. Consideramos fundamental que la Comisión, para conocimiento de los diferentes agentes, evalúe no solo los costos de instalación de los SAEB, sino también aspectos claves como: el costo del arbitraje derivado de la diferencia entre valor de carga y descarga, el impacto de desplazar servicios complementarios que estos equipos se podrían prestar en el futuro, y el costo valorado del racionamiento en caso de que la contingencia no pueda ser atendida dentro del tiempo de descarga y sin otros activos contingentes, tales como generadores en línea disponibles, para suplir la demanda.*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 117 |

*La incertidumbre propia de los precios de bolsa y la imposibilidad de prever con exactitud el momento de activación de una contingencia ponen en duda la viabilidad de aplicar los criterios económicos de carga y descarga definidos en la propuesta.*

**Respuesta:** Aquí se está introduciendo un nuevo participante ampliando la competencia y el cual solo tiene una opción de entrar al mercado y es ser competitivo.

En los ajustes se garantiza que el problema de optimización realice la minimización del despacho de los recursos más económicos, por lo cual, por ejemplo, si el SAEB independiente no realiza una oferta competitiva, el problema de optimización continuaría seleccionando los recursos actuales. Desde ese punto de vista no se precisa realizar una simulación, pues la teoría de optimización por sí sola ya brinda dicho hecho.

Aquí no se le está brindando al SAEB ningún beneficio sobre su energía entregada en el sistema, entrando bajo las mismas reglas. Al contrario, se considerará en el modelo de optimización que la energía se carga y descarga únicamente si el problema de optimización la encuentra mejor opción y más económica para el sistema.

Incluso en operación real los SAEB independientes responderán con generación de seguridad si su precio es competitivo.

Sobre la incertidumbre de precios de bolsa, todos los recursos están expuestos a los mismos precios, esto es un mercado.

#### 8.1.4 Otros

Resumen de comentarios:

- *Que las universidades y centros de investigación ayuden a identificar puntos potenciales de ubicación de los SAEB, así como participar en el diseñar, implementar, operar y certificación de las soluciones innovadoras de almacenamiento de energía.*
- *Si bien todas las responsabilidades asignadas a la UPME se enmarcan dentro de las competencias que le asigna la normativa vigente, se considera pertinente revisar las capacidades actuales de la entidad para atender todas aquellas tareas que se le asignan*
- *La resolución no incorpora lineamientos sobre riesgos físicos asociados a los SAEB (incendios, fugas químicas, sobrecalentamiento, disposición de baterías). Tampoco se remite a normas de seguridad eléctrica o ambiental vigentes.*
- *El proyecto no se articula explícitamente con la estrategia de Transición Energética Justa, la NDC 3.0 ni con la Estrategia Nacional de Almacenamiento que el MME está desarrollando.*

**Respuesta:** sobre aportes de universidades, estas siempre han podido participar en retroalimentación. Incluso se observa participación de la Universidad Nacional y la Universidad de

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 118 |

los Andes en la retroalimentación del documento elaborado por el CND que se sigo en este documento. Aquí en esta norma se incluye que puedan participar como actores las universidades o centros de investigación en la verificación y simulación de requerimientos técnicos. Esto se presentará más adelante.

Sobre las responsabilidades de la UPME, la CREG no puede ni tiene la competencia de interferir con las competencias que tiene la UPME por Ley.

Sobre los riesgos de los SAEB, entendemos es sobre seguridad de las personas. En ese sentido siempre debe cumplirse el RETIE, el cual es competencia del Ministerio de Minas y Energía.

Sobre la estrategia de almacenamiento nacional, este es un primer paso y se analizará bajo el contexto del Decreto 393 de 2026 nuevos actores y más competencia. Siempre analizando una operación económica y garantizando una operación segura y confiable.

## 8.2 Título I SAEB como activos de red

Con respecto a los SAEB como activos de red se recibieron comentarios relacionados con diferentes temas de la propuesta. A continuación, se resumen los principales comentarios y las análisis y respuestas de parte de la CREG.

### 8.2.1 Propósitos

- En el artículo 4 se establece un listado puntual de propósitos que podrán ser considerados para identificar la necesidad de instalar SAEB como activos de red en el STN, STR y SDL. Se solicita adicionar otros propósitos y dejar una opción para que puedan definirse nuevos propósitos, considerando que los avances de las tecnologías y aplicaciones. Adicionalmente, se solicita dar mayor precisión acerca de los propósitos incluidos en el listado.

**Respuesta:** Atendiendo los comentarios recibidos, y considerando que se espera que con esta regulación se pueda obtener todos los beneficios que a nivel de red pueden brindar estos equipos, se acepta lo solicitado en el comentario. Para esto se incluye dentro de los propósitos el de soporte al EDAC y disminución de las desviaciones de demanda en el SDL considerando el aumento que se prevé para la generación distribuida donde la disminución de la demanda afecta la operación de los EDAC y genera mayores desviaciones en la demanda.

Adicionalmente, se precisaron los propósitos relacionados con el control de voltaje y soporte de contingencias y se unificó el propósito relacionado con calidad el servicio, atendiendo los comentarios que mencionaron que este puede quedar recogido en las demás funcionalidades.

### 8.2.2 Identificación del SAEB

- Sobre la identificación de la necesidad de instalar un SAEB en el Sistema de Distribución Local, SDL, se solicita que se apliquen las mismas reglas que para el resto de la expansión de los activos de ese sistema en

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 119 |

cuanto a que la decisión de realizar las expansiones ha sido del OR, sin que se requiera la aprobación de alguna entidad, como responsable del sistema que opera.

**Respuesta:** Durante la etapa de consulta y análisis de los comentarios recibidos a la Resolución CREG 701 103 de 2025 el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 393 de 2026 en el cual se estableció lo siguiente:

*Artículo 2.2.3.8.11.7. Planeación y dimensionamiento. El Ministerio de Minas y Energía (MME), y/o a quien delegue, en coordinación con la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en el marco de sus competencias, determinará la ubicación, las condiciones técnicas y los servicios a prestar por los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI), propendiendo por una planeación eficiente del sistema. Los Operadores de Red (OR), en el marco de sus competencias, deberán determinar la necesidad y la ubicación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en sus Mercados de Comercialización, para que mediante solicitud sean presentados ante el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), para su aprobación.*

En cumplimiento de lo dispuesto en el mencionado decreto no es posible aceptar lo solicitado en el comentario. Por lo tanto, en el texto final se establece que los SAEB como activos de red en el SDL si bien serán ser identificados por el OR requerirán la aprobación por parte del MME y por parte de la UPME. Para este fin, también se identifican las características de la información que deben entregar los OR sobre el proyecto, el cual únicamente podrá ser ejecutado si se soporta que tiene una relación beneficio/costo superior a uno (1).

Con base en lo dispuesto en el Decreto 393 de 2026 para el caso del STN y STR también se ajusta la propuesta. En cumplimiento del decreto, los SAEB que se instalen en el STN y STR deberán ser identificados y recomendados por el MME y/o quien delegue en coordinación con la UPME.

### 8.2.3 Eficiencia mínima

- Se solicita no fijar el nivel de eficiencia de ciclo completo de los SAEB pues si bien solo se estaba exigiendo para los SAEB que decidiera ejecutar el OR, a medida que avanza la tecnología estos valores pueden quedar desactualizados y es más adecuado definirlos según el proyecto.

**Respuesta:** Con respecto a los argumentos presentados en los comentarios y teniendo en cuenta que los SAEB del STN y STR serán planeados de manera centralizada por el MME en coordinación con la UPME, se acepta lo solicitado. Por lo tanto, la eficiencia mínima de ciclo completo será definida para cada proyecto, en el caso del STN y STR. Para el caso del SDL, si bien el OR no deberá limitar el SAEB escogido a un valor fijo de eficiencia mínima, sí deberá soportar técnica y operativamente el valor de la eficiencia de ciclo completo del equipo seleccionado y para dicha selección deberá priorizar las alternativas que entreguen los mayores niveles de eficiencia en el mercado y en el soporte que se entregue deberá poderse verificar que el SAEB seleccionado es eficiente en comparación a las demás alternativas disponibles.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 120 |

Adicionalmente, se aclara que la eficiencia de ciclo completo deberá ser medida en el punto de conexión a la red y que incluirá los consumos de servicios auxiliares.

## 8.2.4 Remuneración

- Para remunerar los SAEB de la actividad de distribución (STR y SDL) se solicita establecer las unidades constructivas a través de las cuales se reconocerá la inversión de los proyectos.

**Respuesta:** La definición de las unidades constructivas de los activos de uso del sistema de distribución hace parte de las reglas establecidas en la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica. Por lo tanto, dichas UC serán establecidas en la metodología que se defina con posterioridad a la Resolución CREG 015 de 2018. Considerando que con las reglas vigentes, cuando no sean ejecutados a través de procesos de convocatoria, estos activos serán remunerados a través del mecanismo de UC especiales en esta resolución se establece la información que debe ser entregada para soportar la eficiencia en el costo del activo.

## 8.2.5 Calidad del servicio, disponibilidad

- Con respecto a las exigencias del tema de calidad del servicio se solicitan cuatro temas principales. I) No aplicar al SDL las mismas reglas de disponibilidad de activos establecidas para el STR, considerando que pueden presentarse traslapes durante la aplicación de estas disposiciones, ii) Revisar las disposiciones establecidas con respecto a la aplicación del concepto de demanda no atendidas, DNA considerando que para la determinación de este valor pueden presentarse diferentes inconvenientes debido a la forma en la que se obtiene, iii) no limitar la disponibilidad del activo al 100% sino evaluar disponibilidades parciales teniendo en cuenta que estos equipos son modulares, y iv) aumentar el número de máximas horas anuales de indisponibilidad permitidas, para lo cual se entregó soporte de algunos fabricantes.

**Respuesta:** Con respecto a estos temas, en primer lugar, se acepta eliminar de la propuesta la alternativa de aplicar las reglas de calidad del STR a los SAEB del SDL. Al respecto se encuentra que este tema es adecuado analizarlo y evaluarlo en la revisión completa de las reglas de calidad del servicio incluidas en la metodología de distribución.

Acerca del concepto de DNA y de las dificultades para su cálculo, atendiendo el comentario se modifica la propuesta incluyendo que para estos activos se calcule ENS, al igual que con el resto de los activos del STN y STR. Esta metodología ha venido funcionando para los demás activos y, por lo tanto, se considera que puede ser aplicada a los SAEB como activos de red.

Adicionalmente, se acepta considerar la disponibilidad parcial que pueden tener los SAEB debido a su modularidad, la cual permite que el activo pueda continuar operando con los módulos que no hayan quedado indisponibles ante la ocurrencia de un evento. Para esto se incluye las reglas y fórmulas de cálculo de la disponibilidad de estos equipos.

Con respecto a las máximas horas anuales de indisponibilidad, atendiendo los soportes enviados, la Comisión nuevamente revisó información de experiencia internacional y las consideraciones que se tienen en otros países para determinar el porcentaje de disponibilidad exigido. De los análisis de esta información se encuentran argumentos para aumentar el número de horas de

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 121 |

indisponibilidad permitidas, que resulta de considerar una disponibilidad exigida del 98%. Debe tenerse en cuenta que, si bien en la experiencia internacional lo general es exigir entre el 96% y el 98% de disponibilidad, en la regulación colombiana se establecen varias causales de exclusión de eventos que en otros países no se consideran, además también se ha flexibilizado la regla permitiendo calcular la disponibilidad parcial. Con lo anterior, la propuesta establece un valor de máximas horas anuales de indisponibilidad de 175 horas al año, las cuales incluyen eventos programados y no programados. Este valor aplica para los SAEB instalados en cualquier nivel de tensión del SIN.

### 8.2.6 Fronteras de medición

- Se requiere armonizar el código de medida con las disposiciones sobre las fronteras que se utilizarán para medir la energía de carga y descarga de los SAEB. Permitir al transportador que pueda representar estas fronteras.

**Respuesta:** Se acepta lo solicitado en los comentarios y, para tal fin, se realizan modificaciones al código de medida, creando las fronteras de carga y descarga para el SAEB. En el caso de los SAEB como activos de red, estas fronteras serán representadas por el transportador. Estas fronteras, en general, se deben registrar y aplicar las demás reglas para fronteras de comercialización para agentes y usuarios.

Adicionalmente, se crea la definición de las fronteras de servicios auxiliares las cuales también, para el caso de los SAEB como activos de red, serán representadas por el transportador. Las reglas de esta frontera serán las aplicables a las fronteras de comercialización para agentes.

### 8.2.7 Tratamiento de las medidas de energía

- El neto resultante entre el costo de la energía cargada y la energía descargada mediante el SAEB no debería aplicarse la cago de transporte, pues esta energía es la necesaria para la operación del SAEB y aplicarlo en el cargo generaría aumentos o reducciones del ingreso que reciben los transportadores por sus inversiones.

**Respuesta:** Se ajusta la propuesta regulatoria para que en el STN y en el STR el neto de la energía cargada y la energía descargada se incluya en el concepto de restricciones que paga la demanda. En el caso del SDL se incluye que este neto deberá ser pagado por la demanda del respectivo mercado de comercialización. Sin embargo, para la aplicación de esta disposición se requiere realizar ajustes en las metodologías, por lo que se anuncia que la forma en que será aplicado se definirá en resolución aparte.

### 8.2.8 Carga y descarga del SAEB

- Con respecto a la operación del SAEB se solicita no exigir operación remota por parte del CND para los SAEB del SDL.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 122 |

**Respuesta:** Se acepta la solicitud y se aclara que para el caso de los SAEB como activos de red que se conecten en el SDL a operación no será remota, sino que requerirá coordinación con el CND.

### 8.2.9 Participación en los procesos de selección

- Sobre los agentes que podrían participar en las convocatorias de SAEB en el STR se solicita incluir a los Transmisores Nacionales, TN, teniendo en cuenta que en la Ley 2099 de 2021 se estableció que podían hacerlo.

**Respuesta:** Revisado el texto del proyecto de resolución publicado se encuentra pertinente ajustar la redacción para aclarar que los TN pueden participar en estas convocatorias, lo cual ya había sido incluido en la regulación a través de la Resolución CREG 101 009 de 2022, que modificó la Resolución CREG 024 de 2013, precisamente para tal fin. Adicionalmente, en este artículo se incluye información sobre la experiencia que se debe acreditar para participar en los procesos de selección de tal manera que el inversionista sea o se encuentre asociado con actores que cuenten con experiencia en ejecución de proyectos de baterías a escala de red.

- Se solicita que los SAEB como activos de red no sean únicamente ejecutados por transportadores, sino que se permita la participación de cualquier agente de la cadena.

**Respuesta:** La propuesta establecida en el Proyecto de Resolución CREG 701 103 de 2025 no se limitó al propósito establecido en la Resolución CREG 098 de 2019, de prevenir situaciones puntuales de riesgo en el sistema por insuficiencia de red, sino que incluyó las reglas para la instalación de SAEB como activos de red en el SIN que puedan llevar a cabo múltiples propósitos enfocados en aspectos de la red que pueden ser mejorados con estas expansiones. Por lo tanto, no se considera adecuado diluir la responsabilidad de estos activos, cuyas inversiones y gastos son remunerados completamente por la demanda, independientemente de las condiciones en las que operen, a agentes que realicen otras actividades y que no son responsables de los activos que componen los sistemas de transmisión y distribución.

### 8.2.10 Modificación de la FPO en procesos de selección

- Con respecto a la opción que existe para modificar la FPO pagando al sistema, por cada mes de atraso, el valor equivalente a la mensualidad, se solicita no limitar a una única vez esta alternativa.

**Respuesta:** Se ajusta la propuesta considerando que el pago por cada mes de retraso es un incentivo para el responsable del SAEB para poner en operación el activo en el menor tiempo posible, considerando que su remuneración solo se producirá cuando entre en operación comercial.

### 8.2.11 Garantía

- El valor de la garantía es muy alto y no es proporcional a lo que se pide a los proyectos de generación.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 123 |

Estas garantías son para los SAEB como activos de red y por tal razón se está aplicando valor de garantía equivalente al que se aplica a otros activos de red.

### 8.2.12 Interventoría

- No exigir la contratación de una firma de interventoría para los SAEB como activos de red del SDL, lo cual sería concordante con el tratamiento del resto de activos de ese sistema.

**Respuesta:** Se acepta lo solicitado en el comentario y, por lo tanto, solo será requerida interventoría para el caso de los SAEB como activos de red del STN y STR.

### 8.2.13 Posibilidad de retiro

- No es claro por qué se permite el retiro de un SAEB que se encuentre en operación y se esté pagando su inversión. Se solicita eliminar el artículo.

**Respuesta:** El artículo tiene el fin de dar la alternativa de interrumpir el pago de un activo que, por situaciones imprevistas en la evolución del sistema, pueda ya no requerirse en el sistema como SAEB de red. En este caso, el inversionista que lo desee podrá renunciar a los ingresos anuales pendientes de la convocatoria y utilizar su activo para participar en otros de los mecanismos definidos en la regulación, si así lo considera. Debe tenerse en cuenta que esto solo puede pasar si la UPME determina, a través de concepto, que dicho activo ya no se requiere en el sistema y que por ello sería posible retirarlo.

### 8.2.14 Decreto 393 de 2026

Adicional a los ajustes resultantes de los comentarios, en la resolución se ajustan disposiciones para cumplir lo exigido en el Decreto 393 de 2026 del Ministerio de Minas y Energía. Estos ajustes principalmente son:

1. El ajuste mencionado en los comentarios de identificación de los SAEB del SDL, en el que se señala que se requerirá aprobación de los SAEB del SDL por parte del MME y la UPME.
2. La responsabilidad de planeamiento y definición de los SAEB como activos de red del STN y STR por parte del MME y/o la entidad que delegue, con apoyo de la UPME. Con base en esto, se está incluyendo garantía de cumplimiento para todos los SAEB de estos sistemas al ser proyectos que son identificados de manera centralizada y que se entiende que son indispensables para el sistema.
3. La modificación de la FPO a cargo del MME o la entidad que delegue para los SAEB del STN y STR, independientemente del mecanismo de ejecución que se haya utilizado para su instalación.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 124 |

## 8.3 Título II SAEB Capítulos de SAEB para servicios comercializables y Título III SAEB para recursos híbridos

### 8.3.1 Participación al tiempo en el MEM y cómo activos de red

- Se establece una separación estricta entre los SAEB como activos de red y los SAEB comercializables, impidiendo que un mismo sistema pueda participar en ambos roles, incluso parcialmente. Esta restricción limita la eficiencia y el aprovechamiento de los activos, y puede desincentivar inversiones en almacenamiento multipropósito. O no queda claro cómo se manejará la transición de un SAEB de activo de red a recurso comercializable (o viceversa).

**Respuesta:** La metodología de remuneración como activo de red obedece a reglas totalmente distintas donde el activo es en su totalidad remunerado, ya que entran a operar como activos que remunera la demanda. Obsérvese que son planeados por la UPME.

En la participación en el mercado el activo entra y compete y debe recuperar su inversión vía mercado.

Son dos instancias que son de índole y reglas diferentes y no se está limitando la competencia. Cada inversionista puede entrar a competir en donde le sea más atractivo.

### 8.3.2 Despacho, bolsa, *peak shaving*, arbitraje y contratos

Resumen de comentarios:

- Si la batería sustituye o desplaza generación, y afecta la formación de precio en los mercados de energía, entonces el almacenamiento debe ser tratado como un híbrido entre generación y demanda, y participar en el MEM como tal. El almacenamiento presta un servicio híbrido, tal como fue incluido en el informe de la fase I del consultor E&Y contratado por la Comisión en 2018, para la actualización del código de redes, en el numeral titulado “Regulación de los servicios prestados por los sistemas de almacenamiento – Baterías”, se señaló (pág. 57): “En conclusión, lo que se ha encontrado respecto a la incursión de almacenamiento de energía en sistemas de transmisión es:  
  
-El almacenamiento se debe tratar como un agente híbrido entre generación y demanda  
  
-Cuando se comporte como demanda, debe cumplir los mismos requisitos de la demanda (protecciones, rangos de operación, entre otros) y cuando se comporte como generador debe cumplir los requisitos de generador (desviaciones de frecuencia, rampas, curvas P-Q, entre otros) – ENTSO- E  
  
-Para facilitar la incursión del almacenamiento es necesario desarrollar el mercado intradiario y el mercado de servicios asociados a la generación (regulación primaria y secundaria – servicios de balance) donde las baterías puedan ofertar su capacidad y sus requerimientos” (subrayado fuera de texto)
- Una opción para que SAEB independientes pudiera ser no ofertar precio, sino que directamente desde el CND se defina su despacho, optimizando los beneficios para el sistema y para el agente operador del SAEB independiente.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 125 |

- Una medida posible que puede incentivar y apalancar la decisión de inversionistas en almacenamiento consiste en permitir que la energía entregada por un SAEB en la punta 2 de la curva de demanda (horas: H6, H7 y H8) pueda ser vendida no necesariamente en bolsa, sino también en contratos para la demanda regulada, y que para el traslado de compra a tarifa de esta energía exclusiva de SAEB (para la punta 2) no sea sujeto del límite de Mc.

*Esto estimularía a los comercializadores a comprar energía de SAEB y en consecuencia conllevaría a apalancar este tipo de proyectos por tener una señal estable de ingresos en el tiempo.*

- Por otro lado, con respecto a la siguiente mención del literal a) Estos servicios están asociados a la participación en la bolsa de energía, mejorar el costo de operación del sistema y/o flexibilizar la operación del sistema en horas de punta.

*Es importante resaltar que si bien, dentro del despacho económico y la operación del sistema se pueden identificar algunas horas de punta, las mismas pueden variar según el área operativa, día de la semana, y otros factores que hace que las horas “punta” no sean las mismas en todas las regiones, por lo que sí, la intención del Regulador es diseñar un servicio independiente para el arbitraje (PKSG) que flexibilice la operación del sistema en horas de punta, será necesario además de lo indicado en el comentario 25.1, definir las horas de punta a considerar para el efecto*

**Respuesta:** Entendemos se refieren a SAEB independientes. Se mejora el entendimiento y se modifica la regla. Así las cosas, por el lado de requisitos técnicos y operación, la propuesta buscará generar reglas de pruebas, protecciones, requisitos técnicos, operativos y de supervisión tanto para estados de carga como descarga.

Por el lado del despacho; en la carga se analiza desde el punto de vista de desplazamiento de la energía en el tiempo, energía que busca su lugar en atención de la demanda cuando se descarga. No se observará como un pronóstico de demanda y no existirá precio de oferta para su competencia para cargarse, en su lugar se tendrán dos alternativas en la declaración del agente generador en el despacho económico:

- El agente selecciona las horas del día que quiere participar para cargarse. En este caso el modelo de optimización decide si se carga o no, lo que más le convenga al sistema
- El agente deja que el modelo de optimización seleccione las horas de carga que sean mejor en minimización de costos del sistema

En ambos casos, el modelo de optimización de forma integral decide si carga el SAEB, dado que es mejor para el sistema descargarlo en las horas que estime el agente en su declaración.

Es decir, los agentes generadores representantes del SAEB independiente deberán realizar una Declaración de Disponibilidad y ofertar un Precio de Oferta por la energía que será entregada (descargada) para el despacho económico, en las mismas condiciones que una planta y/o unidad de generación conforme al numeral 3.1 al Código de Operación anexo a la Resolución CREG 025 de 1995.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 126 |

Conforme a lo anterior, el SAEB independiente podrá, quedar despachado entregando energía (descargado) conforme a su declaración de disponibilidad y precio de oferta y sujeto en todos los casos a si el problema de optimización decide que es cargado para las horas que este decida

En cuanto a la venta en contratos, recordamos que los contratos son por agente y la energía entregada al sistema harpa parte del portafolio del agente generador. Por lo tanto, la energía del SAEB independiente le servirá para cubrirse y si tiene excesos resultarían como ventas en bolsa.

- *En los mercados organizados de Estados Unidos, en particular, los principales elementos para la participación de los sistemas de almacenamiento en los mercados de California ISO (CAISO), New England ISO (NE-ISO), Midcontinent ISO (MISO), New York ISO (NYISO), PJM Interconnection RTO (PJM), Southwest Power Pool (SPP), en donde estos agentes prestan servicios comercializables, por ejemplo: Los sistemas de almacenamiento, en general, participan en el mercado mayorista de energía bajo alguna de las siguientes categorías: generación, respuesta de la demanda o recursos (que no son de generación o tecnologías alternativas) para la provisión de servicios auxiliares; Los sistemas de almacenamiento, en general, ofertan precios cuando participan bajo las categorías de generador o recurso de demanda en el mercado mayorista de energía y por lo anterior pueden ser recursos que definen el precio de equilibrio del mercado de energía o servicios auxiliares en el sistema*
- *Los SAEB tienen la potencialidad de participar en todos los servicios que sean comercializables en el mercado de energía mayorista, en los servicios obligatorios y en el mercado de confiabilidad. Sugerimos revisar la posibilidad de incorporar los contratos como mecanismos para comprometer la entrega de energía proveniente de un SAEB.*

**Respuesta:** Entendemos se refieren a SAEB independientes. En el mercado colombiano está abriéndose la opción para participar con la forma de venta que existe: bolsa, AGC y generación de seguridad.

En el análisis del Decreto 393 de 2026 se tendrá en cuenta si deben existen más formas de participación. En el momento se está preparando el sistema como base para la entrada de estos nuevos participantes, el cual es un proceso por etapas.

Así mismo sobre los contratos, la energía será parte del portafolio del agente generador en las cuentas del balance.

Sobre la confiabilidad, se comprenden como un servicio de pocas horas que no encajan con el mecanismo del cargo. Este es otro tipo de servicio que será analizado conforme el Decreto 393 de 2026.

- *Los SAEB independientes pueden usarse de manera óptima de tal manera que, sigan por ejemplo señales de precio de bolsa, y podrían entrar a generar en momentos donde el PB sea alto y almacenar energía (importar energía) cuando sea bajo. Sin embargo, la información de precios, solo es conocida a posteriori, lo que impediría tener señales claras para el agente de cómo ofertar.*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 127 |

- *Dada la volatilidad del precio y bolsa, y previniendo que en periodos de escasez el arbitraje de la energía entregada y tomada del SIN pueda generar ineficiencias y sobrecostos a la demanda, que se teche el precio de valoración de la energía entregada al máximo entre el precio de bolsa nacional horario y el PTB del que habla la resolución CREG 101 066 de 2024.*

**Respuesta:** Entendemos se refieren a SAEB independientes. En el mercado colombiano todos los agentes participan en la bolsa bajo el mismo riesgo. En el caso del SAEB independiente puede suceder que el problema de optimización seleccione cargar en horas donde el precio de bolsa sea más alto que el momento de la descarga y esto es inherente a la participación en el mercado. Puesto que el problema de optimización no se puede implementar en función de beneficiar a algún participante.

Precisamente detrás de la participación en la bolsa, existe implícito el tener un arbitraje, aunque propiamente no se le llame así. Por ejemplo, un agente generador sin contratos. En ese caso, toda la energía entregada se vende en bolsa y la cargada tendrá el mismo tratamiento (esto se explicará más adelante). Así mismo cuando se tienen contratos, la energía del SAEB independiente también le suma para respaldarse y terminar vendiendo en bolsa, pues se le agrega toda la generación ideal.

Es importante señalar que la carga del SAEB, como se citará más adelante, no estará cubierta por el PTB y será compras del agente generador en la bolsa de energía, puesto que no será asignada a ningún comercializador. Por lo tanto, es decisión y riesgo del agente teniendo en cuenta lo anterior. Así no se tendrá afectación a la demanda.

- *El Artículo remite al Artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994 para las ofertas. Sin embargo, el SAEB quedaría ofertando como un generador más, lo que puede llevar a entender que debe ofertar a costos variables de generación, bajo esta lectura, ¿dónde se remunera la inversión asociada al SAEB? Si bien más adelante se habla del costo de oportunidad, es sobre la base de costos variables.*

**Respuesta:** Ese acepta parcialmente el comentario. Se ajusta de la siguiente forma teniendo en cuenta el real costo de oportunidad y una operación económica del sistema:

*SAEB independientes: las ofertas deberán reflejar el costo de oportunidad del uso de la energía almacenada, considerando las condiciones esperadas de operación del Sistema Interconectado Nacional, las características técnicas y operativas del SAEB y teniendo en cuenta una operación económica del SIN para el día de la operación*

Ahora bien, sobre la recuperación de los costos, será a través de su participación en el mercado.

- *Permitir que un SAEB independiente pueda elegir las horas de participación en el mercado es discriminatorio hacia los demás recurso. Lo que se debe buscar es un mercado de ofertas intrahorarias en las que todos los recursos tienen las mismas reglas de juego y puedan elegir su disponibilidad.*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 128 |

**Respuesta:** El SAEB independiente deberá en su oferta reflejar el costo de oportunidad del uso de la energía almacenada. Cuando se dice uso, se refiere a luego como se descarga, siempre considerando la situación esperada del sistema, cuando este estime que el sistema la necesita más y que se tenga en cuenta un beneficio para el SIN.

En cuanto a la elección de las horas de participación, se basarán en lo anterior, cuando el agente estime debe descargarse y que debería armonizarse con las características con las cuales se diseñó el SAEB, dado que se comprende que tienen un numero de cargas y descargas para conservar su vida útil.

En cuanto a intradiarios, esto se analizará en la modernización del MEM.

- *Se propone que se habilite la coexistencia de un SAEB independiente o existente con funciones diferenciadas en una misma zona, bajo marcos contractuales y operativos separados, fortaleciendo la transparencia y la competencia con el fin de optimizar el uso de los SAEB independientes o existentes, permitiendo que, una vez cumplidas sus funciones principales, puedan participar en el mercado de flexibilidad que se diseñe o contratos bilaterales (por ejemplo, que un operador del sistema local pueda requerir), sin que ello implique una doble remuneración. Esta visión integral conllevaría a un uso más eficiente de los recursos y promovería la incorporación de nuevas tecnologías*

**Respuesta:** El SAEB independiente será despachado por el modelo de optimización, el cual resuelve de forma integral las necesidades del SIN. Si se refiere a medidas localizadas, entendemos son de control de tensión o que tengan relación con energía reactiva. Dichos temas serán analizados en el contexto del Decreto 393 de 2026

- *El criterio de despacho podría ser el mismo que para un SAEB adjudicado mediante convocatoria por lo que para el CND no implicaría un esfuerzo adicional desmedido operar el recurso óptimamente.*

**Respuesta:** El SAEB independiente y el de activo de red tienen formas de participar en el despacho económico distintas. El primero entra si su oferta es competitiva. El segundo se despacha si conforme los pliegos de la UPME y las necesidades del sistema se necesita, pero no ofertan precio. Lo anterior se tiene en cuenta en el modelo de despacho económico.

- *Que un SAEB indiferente de su capacidad sea despachado centralmente*

**Respuesta:** El SAEB independiente se define como de mayor o igual a 5 MW. Esto en línea con los despachados centralmente de que trata el proyecto que busca normalizar el mercado: Resolución CREG 143 de 2021. Con esto ya se está dando la señal de tener un despacho más seguro.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 129 |

- Si bien la resolución habilita el arbitraje energético para los SAEB, no queda claro cómo se implementará en la práctica, considerando que actualmente en Colombia una planta no puede comprar y vender energía en bolsa para sí misma. Tampoco se detalla cómo se hará la declaración de horarios de carga y descarga, la conciliación comercial, ni cómo se reflejará esto en el sistema de XM, que actualmente no soporta este tipo de operación híbrida. Que se defina con claridad la remuneración.
- la habilitación del servicio de arbitraje mediante el uso de los SAEB requiere estar acompañada por la modernización e implementación del mecanismo de formación de precios intradiario

*Arbitraje: no define de manera explícita las condiciones regulatorias, comerciales ni operativas bajo las cuales el arbitraje podría realizarse, ni diferencia entre su uso como herramienta de eficiencia del sistema o como actividad comercial de mercado*

- Se indica en el literal a) que los SAEB independientes pueden comercializar en el MEM a través de la participación en la bolsa de energía de la siguiente manera: “a) Participar en la bolsa de energía (PB-SAEB) con oferta y/o ofertar para el laminado de picos o arbitraje (PKSG)... Con lo indicado en el literal mencionado se da a entender como si existieran dos servicios comercializables independientes, uno asociado a participar en la bolsa de energía con precio (PB-SAEB), y otro para ofertar para el laminado de picos o arbitraje (PKSG).

*Al respecto, de las reglas previstas en el proyecto, y los cambios que el mismo incorpora a las Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995, entre otras, el CND y ASIC no identifica reglas diferenciables para los dos servicios (PB-SAEB Y PKSG), que entendemos hace referencia, el literal a) del Artículo 41*

*Al respecto, entendemos que la participación en la bolsa de energía de un SAEB independiente se presenta con la posibilidad de arbitrar, es decir, de presentar precio de oferta y declaración de disponibilidad al CND, sin necesidad de diferenciar reglas u ofertas para periodos operación del sistema en horas de punta, las cuales, naturalmente podrán ser las más atractivas para un agente que desee participar en el MEM con un SAEB independiente, y su despacho, obedecerá a la reglas propias del Despacho económico, el cual buscará en todo caso, mejorar el costo de la operación del sistema*

*En ese orden de ideas, sugerimos al Regulador ajustar la redacción prevista en el literal a). Ahora bien, en caso de que la intención de la Comisión sea presentar dos servicios independientes, uno relacionado con el PB-SAEB y otro con PKSG, será necesario que en la resolución definitiva se tengan definidas las reglas diferenciales para estos dos servicios*

**Respuesta:** De acuerdo. Se aclaran las reglas. No existe propiamente un servicio directo como peak shaving o arbitraje. Lo que se busca es la participación en la bolsa y detrás de esto podría darse un arbitraje implícito.

Las liquidaciones entre horas no tienen relación. La carga del SAEB independiente tiene una regla distinta a la de la descarga (ver respuesta de despacho comentarios anteriores). Lo que ocurre es que el participar en la bolsa hace implícitamente que pueda ocurrir un arbitraje, sin necesidad de titularlo de dicha forma, pero que se refleja en las cuentas del agente y no del MEM.

En esencia, la carga (referida al STN) la pagará el agente generador a precio de bolsa, siendo parte de sus compras, con esto se cierran las cuentas en bolsa para esa hora de carga. El agente podrá seleccionar si quiere que el problema de despacho seleccione las horas de carga, o, podrá

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 130 |

seleccionar si quiere declarar horas en las cuales quiere participar para que el modelo de despacho analice si lo carga. En ambos casos el problema de optimización decide si se carga o no, teniendo en cuenta la minimización del costo de operación y los recursos más económicos.

Y la descarga será participando en la bolsa tal cual otra planta de generación, lo cual también tendrá en cuenta el problema de optimización.

No se pueden generar reglas en favor del SAEB independiente para que siempre salga “ganador”, es el modelo el que selecciona si el arbitraje es en favor o en contra.

Sobre las medidas de intradiarios, estas serán abordadas en la modernización del mercado, Resolución CREG 143 de 2021.

- El Artículo equipara al SAEB independiente con plantas despachadas centralmente, lo que limita su participación.

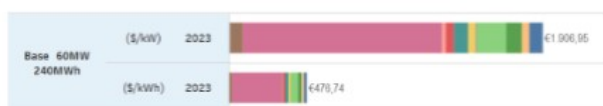
**Respuesta:** si se requiere el SAEB operando en el mercado, se deben tener reglas de despachadas centralmente para que exista compromiso, al menos desde el problema de despacho. No se acepta que entreguen energía de forma no coordinada cuando el sistema no la requiera. Así mismo no se acepta que se carguen cuando el sistema no lo requiera. En ese sentido deben ir al despacho central.

El compromiso también se está logrando con la definición de desviación de cero.

- Revisar artículos 43 y 44 que se armonicen sobre la representación y propiedad del activo SAEB

**Respuesta:** En el mercado el SAEB debe ser representado por un agente generador. El propietario puede ser cualquier persona natural o jurídica, se aclara más dicho hecho.

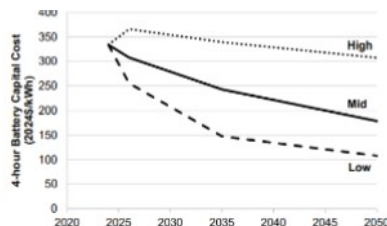
- Si bien en el Documento CREG 901 225 de 2025 se incluye una tabla con la relación de costos de implementación de SAEB, consideramos que la tecnología no es todavía competitiva en el corto plazo, con respecto a recursos de generación síncrona que pueden aportar energía 24 horas, como se muestra:



**Figura 1. Detalles de costos para almacenamiento a gran escala (duración de 4 horas)<sup>4</sup>**

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 131 |



**Figura 2. Detalles de costos para almacenamiento a gran escala (duración de 4 horas)<sup>5</sup>**

**Respuesta:** Entendemos se refiere al SAEB independiente. En ese sentido se está dando la opción de ingreso en el mercado, será el mismo mercado y los participantes con lo que se muestre el grado de participación. Se debe esperar a que las reglas avancen y analizar la experiencia propia de Colombia.

- *Explorar la ampliación del escenario de ingreso a esquemas de contratación alternativos como los Contratos por Diferencias (CfD), diferentes a los flujos IAE (Artículo 27). Lo que aquí se busca es asegurar un precio fijo de ingreso pactado por un tiempo determinado para el recurso de almacenamiento. Este mecanismo opera como una mitigación de riesgo: si el Sistema de Almacenamiento recibe, por sus ventas en la Bolsa de Energía, ingresos que superan el precio fijo pactado, el excedente es devuelto al sistema. Por el contrario, si los ingresos recibidos por la venta en bolsa son inferiores al precio fijo, el sistema compensa al agente hasta alcanzar dicho valor pactado*

**Respuesta:** Entendemos se refiere al SAEB independiente. Sobre nuevas formas de participación, esto se realizará en función del Decreto 393 de 2026

- *De lo indicado al final del Artículo 41, en donde se establece que la actividad de prestación de servicios comercializables a través de SAEB hará parte de la actividad de generación de energía eléctrica y, que para participar deberán tener una capacidad instalada nominal del SAEB mayor o igual a 5 MW. Entendemos que será obligatoria que la capacidad instalada nominal de los SAEB independientes sea mayor o igual a 5MW, y que no será posible tener SAEB independientes con capacidad instalada nominal menor a dicho valor.*

*Solicitamos que esta aclaración quede expresamente definida en la resolución definitiva, además, que la misma se armonice en varias partes del proyecto, en donde se da a entender que pueden existir SAEB con capacidad instalada nominal menor a 5MW, sin que el proyecto disponga de reglas para este tipo de capacidades*

**Respuesta:** De acuerdo, el SABEB independiente es de capacidad nominal mayor o igual a 5 MW por definición y es tratado como un recurso despachado centralmente. Se realiza la aclaración. No existe la figura de SAEB independiente como de capacidad menor a 5 MW.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 132 |

- Del Artículo 44 entendemos que a los SAEB independientes les aplicará las reglas asociadas a plantas despachadas centralmente, en ese sentido, recomendamos incluir la descarga de los SAEB independientes dentro de la formulación prevista en el Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006, en el cálculo del CERE como el Recaudo del Cargo por confiabilidad.

*Así mismo, tal como lo indicamos en el comentario 3, será necesario la armonización de las reglas previstas en el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 con el tratamiento que finalmente se decida dar a las medidas de los SAEB independientes*

**Respuesta:** las reglas del SAEB independiente en el despacho serán tratadas como un generador, es decir, cuando se descargue será generación a favor del agente generador y para el cargo por confiabilidad será la energía igual que otra planta conforme actualmente aplica. En todo caso se incluye en el proceso de implementación que se presentará más adelante, si el ASIC detecta que debe ajustarse tal anexo para hacer posible la propuesta, entonces la Comisión la tendrá en cuenta para los ajustes requeridos.

En cuanto a la carga, se modifica la propuesta y esta es tratada a precio de bolsa sin ser cubierta en periodos de niño. Son compras a cargo del agente generador en el mercado.

- En el Artículo 46 se define el tratamiento de desviaciones que tendría un SAEB independiente, indicando que el mismo no podrá desviarse de su programa de generación y que aplicarán las reglas previstas para una planta de generación hidráulica o térmica conforme a la Resolución CREG 024 de 1995. Al respecto, entendemos que la pretensión del Regulador es que los SAEB independientes tengan una franja de tolerancia horaria de cero por ciento (0%) y que les aplique las reglas previstas para las plantas o unidades de generación diferentes a la de generación variable. Para ello proponemos la siguiente redacción al Artículo 46:

*“Artículo 46. Tratamiento de desviaciones de generación de un SAEB independiente. Se considera que un SAEB participando con precio de oferta en la bolsa de energía tendrán una franja de tolerancia de desviación horaria de cero por ciento (0%), a excepción de que sea por orden, consigna o telecomando del CND. En caso de tenerse una desviación en cualquier valor de su programa de generación, le aplicarán las mismas reglas del pago por concepto de desviaciones que a una planta o unidad de generación diferentes a la de generación variable, conforme a la Resolución CREG 024 de 1995 y aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyen.*

*En caso de que el SAEB participe en AGC, en aplicación de los literales I y II del artículo 4 de la Resolución CREG 064 de 2000, el %DA será de cero*

**Respuesta:** Se acepta el comentario

- Para dar claridad respecto al proceso de programación de los ciclos de carga y descarga de los SAEB, sugerimos a la comisión adicionar al texto final del Artículo 49 el siguiente texto:

*“... La oferta de precio y declaración de disponibilidad se usará para la programación del SAEB independiente en el despacho económico horario, redespachos y en el Despacho económico de Operación en Tiempo real (DEOTR) que se encuentre vigente, de acuerdo con las reglas definidas en esta resolución*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 133 |

**Respuesta:** Lo esperado anteriormente por la Comisión era expedir el DEOTR, No obstante, se expide primero esta norma, por lo que el DEOTR se remota cuando se expida la definitiva de la Resolución CREG 701 086 de 2025. En cuanto a cómo se programará el SAEB independiente, ver respuesta comentarios anteriores en esta sección.

- *Considerando que los SAEB para recursos de generación híbridos con cualquier planta de generación compartirán punto de conexión y compartirán la misma frontera, sin modificar la CEN, entendemos que desde el ASIC no se verá si la energía fue generada por la planta o entregada por el SAEB, pues dicha diferenciación, entendemos no es necesaria para realizar la liquidación de la planta de generación*

*En línea con lo anterior, presentamos el siguiente comentario al Artículo 55, el cual define el tratamiento en el MEM por un recurso de generación híbrido, así: “Artículo 55. Tratamiento de la energía en el mercado mayorista de energía por un recurso de generación híbrido. Los recursos de generación híbridos serán tratados como un recurso adicional de generación de los agentes generadores, aplicando a la energía entregada todas las reglas de las Resoluciones CREG 024 de 1995, 025 de 1995, 060 de 2019, 148 de 2021, 101 011 de 2022, 034 de 2001, 023 de 2001, 064 de 2000, 063 de 2000, y en general de todas aquellas que las modifiquen adicionen o sustituyan o que sean para operación de plantas y/o unidades de generación en el SIN y según su capacidad efectiva neta y tipo de despacho.*

*Al respecto, entendemos que cuando se hace mención de “un recurso adicional”, hace alusión a un recurso adicional al portafolio de plantas del generador, y no a un tratamiento diferencial en las reglas previstas en el MEM, en ese sentido, proponemos al Regulador la siguiente redacción al Artículo 55, eliminando además de lo indicado anteriormente, la mención a “en general”, que puede conllevar a diferencias de interpretación con los agentes del Mercado.*

*“Artículo 55. Tratamiento de la energía en el mercado mayorista de energía por un recurso de generación híbrido. Los recursos de generación híbridos les aplicarán todas las reglas de las Resoluciones CREG 024 de 1995, 025 de 1995, 060 de 2019, 148 de 2021, 101 011 de 2022, 034 de 2001, 023 de 2001, 064 de 2000, 063 de 2000, y todas aquellas que las modifiquen adicionen o sustituyan, y demás regulación asociada a su operación en el SIN, según su capacidad efectiva neta y tipo de despacho”*

**Respuesta:** Se confirma el entendimiento, el recurso de generación híbrido es despachado en su conjunto como una planta y/o unidad de generación, realizando una oferta de precio única y una declaración de disponibilidad que representa todo el conjunto: Planta + SAEB.

### 8.3.3 Declaración de disponibilidad y proceso de carga y descarga en el despacho

Resumen de comentarios:

- *Que se usen modelos de optimización para determinar los momentos y cantidades de carga y descarga.*
- *Que se defina mediante optimización la carga y descarga. El dejar la programación de carga en manos de los agentes, se corre el riesgo de que las decisiones individuales no sean las mejores para la operación (sea como carga y descarga), Eso podría aumentar costos de operación*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 134 |

*El CND no podría valorar de manera eficiente la limitación de carga en ciertos periodos, ni aprovechar las baterías como recurso de flexibilidad que suavice picos de demanda o absorba excedentes de generación renovable.*

- *En mercados como CAISO, PJM, NYISO y MISO en EE. UU., así como en varios países europeos bajo el marco del Clean Energy Package, los sistemas de almacenamiento presentan ofertas de precio para carga y descarga, incluyendo cantidad máxima y restricciones técnicas (duración, rampas, estado de carga). Los modelos de optimización del operador utilizan estas curvas para decidir cuándo y cuánto cargar o descargar, asegurando una programación eficiente, segura y económica.*
- *Que se ajuste el esquema propuesto, de manera que los agentes representantes de SAEB oferten curvas de precio tanto para carga como para descarga*

*El CND y el ASIC, en sus modelos de optimización, deberían considerar estas curvas dentro del despacho, Redespacho, Despacho Ideal, y DEOTR, permitiendo que sean los algoritmos de optimización los que determinen los momentos y magnitudes de carga y descarga de cada SAEB.*

**Respuesta:** Por ahora no se implementa oferta para la carga, el problema decide en la optimización, pero si se permitirá declarar las horas en que quiere participar para carga. El CND deberá actualizar el modelo de despacho teniendo en cuenta lo siguiente:

- Para la energía entregada (descarga) el SAEB independiente será programado en los modelos de optimización del despacho y redespacho semejante a una unidad y/o planta de generación, teniendo en cuenta las características técnicas de un SAEB independiente.
- Los agentes generadores representantes del SAEB independiente deberán realizar una Declaración de Disponibilidad y ofertar un Precio de Oferta por la energía que será entregada (descargada) para el despacho económico, en las mismas condiciones que una planta y/o unidad de generación conforme al numeral 3.1 al Código de Operación anexo a la Resolución CREG 025 de 1995.
- El agente generador diariamente, adicional a la declaración de disponibilidad para entregar energía (descarga) y la oferta de precio, deberá decidir y declarar para el despacho económico si el SAEB independiente que representa: i) será cargado en las horas que seleccione el modelo de optimización, con potestad del modelo de optimización la de decidir si es o no cargado, o ii) si se realizará una declaración de las horas en que quiere participar para que el SAEB independiente sea cargado, en donde igualmente el problema de optimización puede decidir si es o no cargado. En el caso ii) anterior, es decir, por la declaración de disponibilidad de las horas de carga, no existirá oferta de precio.
- Conforme a lo anterior, el SAEB independiente podrá, quedar despachado entregando energía (descargado) conforme a su declaración de disponibilidad y precio de oferta y sujeto en todos los casos a si el problema de optimización decide que es cargado para las horas que este decida.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 135 |

- En cualquier caso, el modelo de optimización del despacho económico y redespacho para el día  $t$ , tiene en cuenta las condiciones del día  $t-1$ .
- El redespacho se aplicará en la misma forma y conforme al Anexo Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, teniendo en cuenta también lo declarado para el despacho económico.
- Debe tenerse en cuenta que cuando se programa un SAEB independiente en el despacho económico y al mismo tiempo queda asignado en AGC, el SAEB independiente deberá regular la potencia entregada en función del valor de descarga programada. El SAEB independiente debe tener la capacidad de descarga disponible para subir o disminuir su generación conforme a la holgura asignada en el AGC.

### 8.3.4 Servicio de regulación primaria de frecuencia

Resumen de comentarios:

- *Una de las principales oportunidades que ofrece la implementación de sistemas de almacenamiento de energía (SAEB) es la posibilidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) para los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) de manera más eficiente y económica.*

**Respuesta:** De acuerdo, se está incluyendo y aprovechando tal funcionalidad. Mas adelante se detalla la propuesta de requisitos técnicos y de operación.

- *No se abarca que los SAEB puedan prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia a diferentes plantas. Resolución CREG 060 de 2019 establece que una vez se considere necesario, se podrá exigir la respuesta primaria de frecuencia ante eventos de baja frecuencia a las plantas solares y eólicas, para cumplir con este requisito, una alternativa eficiente de plantas en operación que no cuenten con almacenamiento es el de contratar bilateralmente este servicio con un tercero que disponga un SAEB y preste el servicio.*

**Respuesta:** Es responsabilidad de cada recurso en el sistema tener la respuesta de regulación primaria. El SAEB independiente operando en el sistema también puede fallar y una falla hace que se precise regulación primaria de otros recursos. No se toma el comentario, dado que incluso el SAEB debe responder con su propia capacidad de regulación primaria, es un participante más que en caso de falla hace que se necesite más reserva.

- *Si el SAEB está asociado a generación renovable variable, la “generación programada” puede ser baja en algunos momentos (nubes, viento débil). Esto reduce la base sobre la cual se exige el 3 %, haciendo que el SAEB de renovables tenga menor capacidad de respuesta obligada en comparación con SAEB ligados a plantas convencionales que pueden programarse más firmemente.*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 136 |

- Se menciona que SAEB híbridos pueden proveer regulación primaria de frecuencia pero no se detallan requisitos técnicos específicos para configuraciones híbridas: ¿Cómo se prueban? ¿Cómo se remunera la porción de batería vs generación? ¿Cómo se verifica cumplimiento?. Agregar párrafo detallando: Requisitos de la porción SAEB para respuesta primaria de frecuencia (estadismo, banda muerta, tiempo de respuesta). Procedimientos de prueba específicos para sistemas híbridos. Remuneración separada para contribución de SAEB vs generación. Verificación de cumplimiento. Penalidades por incumplimiento.
- Una vez se active la obligación de prestar el servicio de RPF ante eventos de sub-frecuencia establecido en la resolución CREG 060 de 2019 para plantas solares y eólicas conectadas al STN y al STR, estas deberán optar por una de dos alternativas: (i) instalar un sistema de almacenamiento dedicado en cada planta, o (ii) reservar una porción de su recurso primario de manera permanente para garantizar la capacidad de respuesta ascendente ante dichos eventos.

No obstante, proponemos permitir que los SAEB presten servicios de respuesta primaria de frecuencia con esquemas de contratación bilateral en los cuales los proyectos FNCER puedan contratar con un SAEB independiente la prestación del servicio de RPF, habilitando así la posibilidad de que un mismo sistema de almacenamiento atienda los requerimientos de varias plantas generadoras. Esta opción promovería una solución técnica más eficiente, al aprovechar economías de escala y permitir una operación más flexible y optimizada

Actualmente, el servicio de regulación primaria de frecuencia puede ser prestado por sistemas de almacenamiento con baterías, siempre y cuando el activo de almacenamiento cumpla las siguientes dos condiciones:

- Se debe contar con un sistema de almacenamiento por cada unidad de generación que delegue este servicio al BESS, debido a que la verificación de la correcta prestación del servicio se hace por unidad de generación.
- El BESS debe estar ubicado dentro de la frontera comercial del activo de generación, ya que es en este punto donde se toma la medida que permite la validación del servicio

Propuesta, que la BESS en otro punto pueda suplir la primaria de una planta. Para esto:

- Modificar la Res. 023 de 2001 incluyendo que se pueda tener otro recurso que cumpla con el requerimiento en otro punto.
- Incluir cambios en acuerdos CNO
- Definir un tamaño máximo de BESS y tiempo de respuesta. Aquí se podría usar máximo 9 MW, que es con referencia a la unidad mas grande del sistema
- Definir un proceso simplificado de conexión del BESS. En todo caso preferible que se conecten al SDL para reducción de costos. Se debe crear un nuevo mecanismo de asignación de capacidad que debería tener la UPME para estos activos que se conectarían principalmente a nivel SDL
- Prestación del servicio sobre la P nominal y no sobre la P despachada
- Definir rampas, para carga y descarga en banda muerta
- Definir la reconciliación por no prestación

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 137 |

- Sobre el mismo punto de conexión, podrían conectarse varios sistemas BESS de 9 MW, siempre y cuando no se activen restricciones eléctricas en el estudio de conexión
  - Definir metodología de distribución por áreas operativa.
  - Deberían establecerse acuerdos CNO que defina los criterios técnicos de confiabilidad de los puntos de conexión, unos requisitos mínimos.
- Si el activo de generación se declara indisponible, se procede a limitar la capacidad del BESS a un valor equivalente que reduzca la capacidad requerida para prestar RPF de dicho recurso indisponible

**Respuesta:** Es responsabilidad de cada recurso en el sistema tener la respuesta de regulación primaria. El SAEB independiente operando en el sistema también puede fallar y una falla hace que se precise regulación primaria de otros recursos. No se toma el comentario, dado que incluso el SAEB independiente debe responder con su propia capacidad de regulación primaria, es un participante más en el mercado que en caso de falla hace que se necesite más reserva.

Ahora bien, en reunión de seguimiento con el CND (16 de abril de 2026) se obtienen las siguientes conclusiones debido a que los recursos solares, en su mayoría, no están haciendo uso de los cambios de generación a los cuales tienen derecho:

- Se observa una tendencia a la sobreestimación en la oferta de los agentes; encontrando casos donde se presentan desviaciones cercanas a 1000 MW por debajo de lo esperado.
- Algunas desviaciones han sido superiores a la holgura de AGC, las cuales se cubren con reserva terciaria (generación de seguridad)
- La distribución de las desviaciones de las plantas en operación se concentra entre -40 % y 50 % con respecto a su despacho y redespacho
- Se encuentra que las plantas despachadas centralmente mayormente no solicitan redespachos, teniendo en cuenta que tienen derecho a 4. Lo que refleja que no están haciendo un esfuerzo por estimar su recurso. Se encuentra que el promedio de solicitudes de redespacho por generación variable para las 12 plantas solares despachadas centralmente en operación es de 1,75 al día.

Lo anterior evidencia de que se debe tener reserva en el sistema adicional con respuesta ante eventos.

En línea con lo anterior, dado la necesidad de reserva y a que no tiene sentido que un recurso híbrido con SAEB no le aplique la regulación primaria, puesto que tendrá una fuente estable, ya no aplicará la exoneración de regulación primaria tanto para eventos de subfrecuencia como sobre frecuencia para plantas solares y eólicas. El resto de los recursos nunca han tenido la exoneración.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 138 |

Así las cosas, los recursos de generación híbridos que tengan su activo a partir de solar y eólica deben prestar regulación primaria conforme los requisitos de la Resolución CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y, sin son despachados centralmente, adicionalmente la Resolución CREG 023 de 2001. Otros tipos de generación nunca han estado exonerados.

Igualmente, el plan de la comisión es activar lo anterior, conforme se enuncio en la Resolución CREG 701 099 de 2026, lo cual aplica incluso cuando no tienen SAEB.

Se considerará que el recurso de generación híbrido cumplirá con el requerimiento de regulación primaria de la regulación actual: 3% de la generación programada. En este caso el CNO y CND determinarán como se comprende el complemento o agregación de respuestas en un mismo punto para un híbrido.

Se aclara que la regulación primaria es una obligación y no es objeto de remuneración. Así mismo, las SAEB independientes deben estar en capacidad de realizarlo con estados de carga.

En cuanto al SAEB independiente le aplicará una regulación primaria de al menos 1 minuto, siendo sujeta de reconciliación si no lo aplica, esto conforme las evaluaciones realizadas por el CND en el documento:

<https://www.xm.com.co/noticias/8971-conversatorio-sobre-el-uso-del-control-formador-de-red-gfm-en-sistemas-de>

Sobre los requisitos técnicos a un SAEB se explican en un numeral mas adelante.

### 8.3.5 Servicio de AGC

Resumen de comentarios:

- *Los requisitos técnicos para prestar AGC deben ser lo suficientemente flexibles da tal forma que permitan prestarlos de una forma costo eficiente con baterías, ejemplo el mercado AGC chileno e Inglés que permiten hacer ofertas independiente para subfrecuencia y sobrefrecuencia, así como rampas mínimas menos exigentes y permitir franjas horarias de disponibilidad para salir despachado en el mercado de AGC.*
- *Es importante que la regulación especifique que los SAEB independientes pueden participar en el servicio de AGC incluso con un nivel de despacho igual a cero. Para ello, es necesario establecer de manera clara las condiciones operativas bajo las cuales un SAEB puede ser despachado exclusivamente para la prestación del servicio de AGC, así como definir los mecanismos específicos de programación, control y liquidación que le serán aplicables en dicho caso.*
- *Respecto al artículo 45. "Tratamiento de la energía entregada al sistema por un SAEB independiente en el Mercado de Energía Mayorista.", se indica respecto a la participación en el servicio del servicio de regulación secundaria de frecuencia lo siguiente:*

*"A la energía de un SAEB independiente participando en AGC le aplicarán las mismas reglas de las Resoluciones CREG 025 de 1995, 064 de 2000 y 027 de 2016 para su remuneración, reconciliación, entre otras, de igual forma que una planta y/o unidad de generación despachada centralmente."*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 139 |

*Al respecto, entendemos que a los SAEB independientes les aplicarán las mismas reglas previstas actualmente para las plantas de generación que prestan el servicio de AGC, por lo que le recomendamos al Regulador dicha disposición, dado que es necesario considerar que un SAEB puede prestar el servicio de AGC utilizando ciclos de carga y descarga. Esto quiere decir que, si el sistema requiere una acción de control para subir generación en un recurso tradicional, el equivalente para un SAEB podría ser aumentar la entrega o disminuir el nivel de consumo.*

*Teniendo en cuenta este comportamiento, es factible para un SAEB independiente prestar el servicio de regulación secundaria cuando presenta ciclos de carga o ciclos de descarga, más aún, es factible que el SAEB preste el servicio con un valor programado de 0MW, siempre que exista margen adecuado de carga y descarga para honrar la asignación de la holgura de AGC*

*En ese orden de ideas sugerimos a la Comisión revisar la aplicación de las fórmulas de remuneración contenidas actualmente en las Resoluciones CREG 064 de 2000 y 027 de 2016, para tener en cuenta los distintos estados de operación de estos activos. De lo contrario, se entendería que el SAEB solo podrá prestar el servicio de RSF durante ciclos de entrega de potencia, lo cual puede limitar su utilización en la prestación de este servicio.*

**Respuesta:** Se aceptan los comentarios. Se tendrá en cuenta que con estados de carga se tendrá una opción adicional en remuneración de AGC. Esto se analizará en regulación independiente. En dicho escenario es posible que la oferta sea de distinta holgura cuando se entrega generación. Así mismo sobre el despacho en igual a cero, se analizará también dentro de la reglamentación anterior.

En aplicación de lo anterior y dado el comentario desde el CND, se esperará una propuesta de estos para la definición de las holguras y demás temáticas asociadas para tener en cuenta en la regulación y su remuneración.

- *En el artículo 78 en relación con las Unidades Elegibles para AGC, se sugiere revisar donde incluir que se debe evaluar el parámetro holgura mínima por planta*
- *Es pertinente que el Consejo Nacional de Operación (CNO) actualice los Acuerdos Técnicos relacionados con la prestación del servicio de AGC, con el fin de ajustar los requisitos de entrada, en particular los valores de holgura mínima por unidad. Esto evitaría que dichos requisitos restrinjan la participación de SAEB de menor escala que, si bien no cuentan con grandes capacidades nominales, sí cumplen con los atributos técnicos necesarios para prestar servicios de regulación con alta eficiencia.*

*Aunque el proyecto de resolución establece un umbral mínimo de 5 MW para los SAEB que participen como servicios comercializables, las condiciones técnicas actuales del servicio de AGC —por ejemplo, la exigencia de una holgura mínima por planta/unidad superior a ese valor— podrían excluir injustificadamente a sistemas de almacenamiento más pequeños que sí pueden aportar valor al sistema*

**Respuesta:** Se incluye que el CND debe analizar que en el caso de las SAEB independientes, se consideran como una Unidad cada SAEB por punto de conexión. El CND y CNO deberán determinar mediante análisis e incluirlo en un Acuerdo la capacidad nominal mínima a partir del cual el SAEB independiente puede participar en AGC. Se deberá iniciar el análisis desde el valor

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 140 |

por definición de capacidad del SAEB independiente, es decir, desde 5 MW. El valor de la holgura es un tema de seguridad para el sistema, por lo cual se tendrá que evaluar en CND y CNO.

- *Art 58 donde dice "cuando no operan como activo de red, el agente generador podrá acogerse a consignas remotas de potencia activa o realizar los cambios en generación por su cuenta por medio de consignas locales". Sugerimos plasmar de manera explícita que todo SAEB independiente que esté participando en el AGC si debe estar en la capacidad obligatoria de recibir consignas remotas; es más, el CND como lo hace ahora, de estar en la capacidad de comandar estos dispositivos directamente desde su Centro de Control.*

**Respuesta:** En el Anexo CO.4 del Código de Operación esta la claridad de que deben ser telecomandadas desde el CND cuando participan en el AGC.

- *En la definición de los acuerdos que fijan los parámetros técnicos para la prestación del servicio de AGC se debe tener en cuenta las características propias de la tecnología, su flexibilidad y sus limitaciones, actualmente la holgura de AGC obliga a que un SAEB se sobredimensione de tal forma que pueda responder a eventos de sobrefrecuencia y subfrecuencia, mientras que en otros mercados internacionales los servicios de sobrefrecuencia y subfrecuencia se prestan de forma independiente*

*Los requisitos técnicos para prestar AGC deben ser lo suficientemente flexibles de tal forma que permitan prestarlos de una forma costo eficiente con baterías, ejemplo el mercado AGC chileno e Inglés que permiten hacer ofertas independiente para subfrecuencia y sobrefrecuencia*

**Respuesta:** El AGC es un mercado donde se participa voluntariamente de forma técnica con derecho a remuneración. Sin embargo, igualándolo como cualquier otra planta se tiene responsabilidad comercial, pero no técnica. Así mismo siempre los cambios en carga o descarga son en función de sus capacidades, eso debe tener en cuenta en los Acuerdos CNO.

- *El AGC se iguala en remuneración el mismo precio de oferta del generador, sin un tratamiento que reconozca costos específicos del servicio lo cual posiblemente no remunera el costo del servicio. Se establece que el SAEB independiente participando en AGC, le aplican las reglas establecidas en la regulación vigente para plantas despachadas centralmente y, por tanto, es responsable del pago de AGC en función de la generación programada.*

**Respuesta:** El AGC es un mercado donde se considera deben participar en igualdad de condiciones cuando se ofrece el mismo bien: entregar generación o disminuir generación. Para prestar AGC se oferta disponibilidad conforme el Código de Operación, lo que existe es una cantidad mínima de holgura obligatoria. Ahora bien, de existir una diferencia, esta podría estar en prestar AGC con estados de carga que es otro bien distinto.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 141 |

- Se establece que el SAEB independiente mayor a 5MW están obligados a prestar el servicio de AGC lo cual implica que estar diseñados para prestarlo. Así mismo los híbridos tienen que prestar el servicio y no es claro que pasa en el caso de que la planta de generación no esté habilitada desde el punto de vista técnico para prestar este servicio.

**Respuesta:** Se aclara que la obligación es comercial, igual que cualquier otro recurso despachado centralmente. Cuando son híbridos, actualmente también les aplica dicha regla, esto no es distinto a la regulación actual, son las mismas reglas: lo anterior es claro en las reglas de AGC.

### 8.3.6 Servicios de arranque autónomo o Black Start

Resumen de comentarios:

- El estado actual de SAEB con capacidad Grid Forming (GFM) presenta retos significativos para su integración eficiente al sistema eléctrico. Entre los principales desafíos se encuentran la estandarización en los requisitos de conexión, el desarrollo de modelos precisos del inversor GFM para simulación, la definición de requisitos para pruebas funcionales y la evaluación del impacto en los esquemas de protección. Estos aspectos son críticos para garantizar estabilidad y seguridad en la operación, especialmente en redes con alta penetración de recursos basados en inversores. En este contexto, imponer desde el inicio la obligación de que cualquier SAEB cuente con la capacidad de arranque autónomo (black start) podría limitar su despliegue, dado que esta funcionalidad implicaría costos adicionales, complejidad técnica y pruebas específicas que no siempre son necesarias para todos los casos de uso de los servicios comercializables o con los propósitos como activo de red.

Bajo ese contexto, es necesario revisar los criterios a partir de que capacidad o condición se hace obligatorio el servicio de arranque autónomo para su inclusión en el proyecto de resolución. Por ejemplo, considerar una disposición que indique expresamente que los SAEB no estarán obligados a proveer el servicio de arranque autónomo cuando su participación se limite a la oferta de energía o cuando su capacidad sea menor a 20 MW u otra. Esta excepción permitirá una implementación más flexible y gradual, evitando barreras innecesarias para proyectos de menor escala y fomentando la adopción de tecnologías de almacenamiento en diferentes segmentos del mercado

- Se menciona capacidad de black start (arranque en negro) como aplicación de SAEB pero no se definen requisitos técnicos para calificar: secuencia de restauración, capacidad de toma de carga, operación en isla, duración. Sin criterios claros, no se puede diseñar ni cotizar esta función.
- Se describen disposiciones regulatorias relacionadas con el servicio de arranque autónomo en SAEB. Al respecto, teniendo en cuenta que se trata de una reglamentación en particular para SAEB, se sugiere que se expida de manera general la regulación de arranque autónomo, contemplando también las otras figuras de generación, como generador, generador distribuido, productor marginal y autogenerador
- Arranque autónomo será remunerada al precio de bolsa usado para la carga del SAEB:

*Cargo por disponibilidad: El arranque autónomo es un servicio obligatorio y crítico para la confiabilidad del SIN. Limitar la remuneración al costo de energía no reconoce la disponibilidad permanente que debe garantizar el agente. Proponemos evaluar la inclusión de un cargo por disponibilidad.*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 142 |

*Reconocimiento del costo real del ciclo: Cada ciclo de carga y descarga implica degradación de las baterías, reduciendo su vida útil y generando costos adicionales no contemplados en la propuesta. Solicitamos que se analice un mecanismo para reconocer estos costos, evitando que el servicio se preste en condiciones económicamente inviable*

*Costo de carga vs. entrega: Debe aclararse si el precio de bolsa aplicado corresponde al mismo valor tanto para la energía tomada como para la entregada, y cómo se manejarán las horas con precio de escasez superior*

- *Revisar la Obligatoriedad y el Esquema de Remuneración. Recomendación: Modificar el artículo 59 para que el servicio sea opcional, adquirido competitivamente por el CND. Desarrollar un esquema de remuneración que incluya pagos por disponibilidad que compensen la inversión y los costos de oportunidad de reservar capacidad*
- *Art 59, Relacionado con el servicio de arranque autónomo (black start) que se considere mantener su implementación como una opción condicionada a criterios técnicos y de necesidad operativa y/o que sea a través de un mercado o que no sea obligación. Aunque el costo asociado a este servicio es actualmente bajo, su aplicación generalizada podría generar sobrecostos en los proyectos sin un impacto significativo en la confiabilidad del sistema, esto podría retirarse de la propuesta. Un enfoque selectivo permitiría concentrar este servicio en los casos donde realmente aporte valor operativo*
- *Una vez se definan las reglas de detalle asociadas a la liquidación de este servicio por parte del SAEB, se deberá dejar claro en la regulación a que se hace referencia con un “servicio obligatorio” para los SAEB, puesto que con lo que está definido en el Artículo 59 se entiende que al ser un servicio obligatorio los representantes de los SAEB deben tener la batería cargada en todo momento. Lo anterior, deberán definirse las reglas en los casos en los que al momento de ser necesario utilizar el servicio de arranque autónomo en el SIN, el SAEB se encuentre descargado, o en mantenimiento, etc*
- *Agregar nuevo artículo o anexo técnico definiendo especificaciones de black start: Requisitos mínimos de capacidad y energía. Capacidad de toma de carga (MW/minuto). Regulación de voltaje y frecuencia durante restauración. Capacidad de operación en isla. Autonomía mínima (4-8 horas). Procedimientos de prueba y certificación. Requisitos de disponibilidad. Mecanismo de compensación.*
- *La actual propuesta de requisitos crea una doble carga regulatoria y de costos al extender automáticamente todas las obligaciones técnicas (incluyendo las más costosas como el Arranque Autónomo) tanto a la planta base como al SAEB.*

**Respuesta:** Conforme a lo evidenciado por los avances de investigación de CND<sup>74</sup>, es posible tener Grid Forming con SAEB de capacidad nominal mayor o igual a 1 MW. El tener Grid forming comprende la capacidad de arranque autónomo. Sin embargo, para prestarlo se debe tener el almacenamiento suficiente. Aceptando parcialmente los comentarios no se tendrá que tener el SAEB cargado para prestar el arranque autónomo; pero en caso de colapso, si el SAEB tiene

<sup>74</sup> <https://www.xm.com.co/noticias/8971-conversatorio-sobre-el-uso-del-control-formador-de-red-gfm-en-sistemas-de>

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 143 |

suficiente carga, entonces si tendrá que prestarlo. En cuanto a la remuneración, se considera que se le regrese el valor que le costó la carga.

En cuando a las condiciones técnicas, se establece que el CND proponga al CNO las condiciones necesarias, y luego se establecen en Acuerdo CNO.

Obsérvese que el arranque autónomo en el código de red siempre se ha solicitado a plantas. Anexo código de conexión Res. CREG 25 de 1995.

- *Con el objeto de incentivar el despliegue de SAEB en el SIN, resulta cuestionable que se les obligue a prestar un servicio sin otorgarles una remuneración especial. De hecho, el servicio de arranque autónomo se remunera al precio de carga, lo que no cubre ni el costo de oportunidad que esta energía representa para el SAEB ni las pérdidas asociadas al almacenamiento.*
- *Liquidar el consumo del arranque autónomo con contrato con agente comercializador y si no tiene a precio de bolsa. También debe adicionarse un cargo por disponibilidad.*
- *Asegurar la priorización y detalle técnico del servicio de Arranque Autónomo en el Acuerdo del CNO, dada su obligatoriedad y su rol fundamental en la resiliencia del SIN.*
- *La remuneración de los servicios complementarios que ofrece un sistema de almacenamiento, debe ser objeto expícito de reglamentación. Servicios como Black Start, el aporte de inercia emulada y la disponibilidad, entre otros, no son objeto de remuneración en este proyecto de resolución, aunque si se establecen como requisitos de cumplimiento. se debe considerar una tarifa mínima o floor price por prestar este servicio y la remuneración y liquidación de la energía entregada para arranque autónomo*
- *Teniendo en cuenta que el servicio de arranque autónomo es un servicio obligatorio, que el costo de la energía cargada no contiene costo de los componente T, D, C y demás.*

**Respuesta:** en el código de red el arranque autónomo se solicita también a las plantas. Dado que los SAEB están entrando bajo reglas equiparables, se establece una obligación que solo aplica si tiene carga suficiente (ver respuesta comentario anterior).

El arranque autónomo no se remunera actualmente a plantas.

No obstante, se estudiará el caso del SAEB. Esto es dado que el análisis inicial muestra que el SAEB independiente es un caso distinto, deben dejar preservarse una reserva fija en el caso se solicite el arranque autónomo para estar siempre disponible. Por lo que la CREG analizará en regulación independiente la necesidad de la creación de un mercado sobre el servicio de arranque autónomo y la valoración del precio de la energía y otras características.

- *Teniendo en cuenta que, actualmente las plantas de generación solares y eólicas no deben cumplir con el servicio de arranque autónomo, este requisito se traduciría en que realizar la transición de una planta de generación a un recurso de generación híbrido adicionaría una condición operativa que cumplir.*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 144 |

**Respuesta:** en el código de red el arranque autónomo se solicita también a las plantas y esto es general, numeral 13.2 código de conexión Resolución CREG 025 de 1995. Distinto es que no existe una penalización por no cumplimiento:

**13.2 SERVICIOS QUE LOS GENERADORES PUEDEN PROVEER, SI SON REQUERIDOS POR EL CND.**

*Control de frecuencia mediante unidades turbogeneradoras de arranque rápido.*

*Capacidad de arranque en condiciones de colapso del STN.*

- *Sugerimos permitir que la carga con energía renovable también se considere para arranque autónomo, o definir reglas específicas que asignen un valor a esa carga limpia. Asimismo, introducir una exención o tarifa diferenciada para el uso de red en carga/inyección para SAEB (como se hace en algunos mercados).*

**Respuesta:** Así es la propuesta. Pero al igual que en el caso de SAEB independiente solo se presta si se tiene la carga suficiente. No es obligatorio mantener la carga.

- *Respecto a las funciones indicadas que debe suministrar cualquier SAEB que se conecte al SIN se sugiere tener presente que para cada uno de estos servicios se requiere de un dimensionamiento específico de la solución pues cada función listada puede representar ciclos de carga y descarga diferentes en tiempo y energía entregada o consumida, esto afecta tanto el tipo de batería, como su tamaño, el tamaño del inversor y las lógicas a implementar en el BMS, esto sin contar con la función principal para la cual se define la solución y que también tendría un diseño diferente, esto puede impactar el costo de implementación de la solución*

**Respuesta:** Así es la propuesta. Pero al igual que en el caso de SAEB independiente solo se presta si se tiene la carga suficiente. No es obligatorio mantener la carga.

- *el proyecto de resolución entendemos que cualquier SAEB que se instale en el SIN deberá prestar obligatoriamente el servicio de arranque autónomo, lo cual desde el CND consideramos que es apropiado, pues permite una mayor confiabilidad para el SIN ante eventos en el sistema donde se requiera el arranque autónomo. No obstante, de lo indicado por la CREG en el proyecto entendemos que la inyección de energía por los SAEB independientes o recursos de generación híbridos tendrá una remuneración diferencial, la cual en caso de que el Regulador decida mantenerla, es necesario que se establezcan las reglas de detalle asociadas a dicha la liquidación, las cuales no se identifican en el proyecto en consulta. Adicionalmente, se deberá considerar, entre otras, que no necesariamente los SAEB dispondrán, en caso de requerirse, del nivel de carga necesaria para iniciar un arranque autónomo.*

*Adicionalmente, entendemos que la remuneración de la inyección de energía por el servicio de arranque autónomo contemplaría los SAEB tratados como activo de uso, sobre el cual llamamos la atención del Regulador, en cuanto a que la entrega de la energía por parte de este tipo de SAEB sería despachada por el CND bajo las necesidades propias del Sistema, o será considerada cuando en la operación se den las condiciones para un restablecimiento. En ese orden de ideas, sugerimos al Regulador revisar la pertinencia de*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 145 |

*una remuneración adicional a los representantes de los SAEB tratados como activo de uso por una energía que se utilice durante un restablecimiento mediante el arranque autónomo, dado que estos activos tienen por defecto su remuneración asociada bajo la metodología de activos de uso.*

**Respuesta:** En caso de SAEB independiente, se les regresaría el dinero de la carga del SAEB por la energía tomada de red para el servicio de arranque autónomo.

En caso de SAEB en un híbrido, se asume tienen la misma obligación igual que otras plantas de generación en el sistema, igual que como está establecido en el Código de Red.

En cualquier caso, no será necesario mantener una disponibilidad con algún nivel de carga, pero si se llega a requerir y se tiene la carga suficiente se deberá prestar.

Se analizará de forma posterior en todo caso la creación de un mercado por la disponibilidad.

- *debe especificarse que sucede cuando el SAEB no puede prestar el servicio de arranque autónomo, las consecuencias que esto traería para el agente representante, considerando las condiciones operativas en las que se encuentre la batería al momento de requerir dicho servicio*

**Respuesta:** se incluye que en caso de que sea requerido y no se preste, se informa a la SSPD.

- *Al final del Artículo 59 se indica lo siguiente: “En el caso de los SAEB como activos de red la energía entregada será remunerada a precio de bolsa usado para la carga del SAEB, al agente comercializador que representa la frontera comercial.”*

*Al margen de lo indicado en el comentario 8, no resulta claro para el ASIC cuál sería el “precio de bolsa usado para la carga del SAEB”, pues la misma puede tener varios periodos de carga antes de que se requiera para un arranque autónomo.*

*Por otra parte, entendemos del Artículo 17 que, el agente que representaría las fronteras comerciales de los SAEB como activos de red es el transportador, y no habría lugar a que un comercializador represente alguna de frontera comercial de este tipo de SAEB, ahora bien, en caso de que para los SAEB como activos de red la frontera de consumo deba ser representada por un comercializador, se deberá reflejar lo anterior en el articulado del proyecto.*

**Respuesta:** Dado que la propuesta cambia, pues la carga del SAEB como activo de red no será representada por un comercializador. Entendemos que el comentario solo aplica para el caso SEB independiente. Se incluye que CND debe identificar una metodología para seleccionar las últimas horas de carga que fueron suficientes para el valor de carga actual que se tenga al momento de prestar el servicio.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 146 |

### 8.3.7 Inercia emulada y corto circuito

- Que se establezca un Mercado de Servicios Complementarios (SSCC) con señales de precio claras que remunere explícitamente funcionalidades avanzadas como la Inercia Emulada, el Control de Tensión/Potencia Reactiva, Regulación Primaria de Frecuencia, Regulación Terciaria de Frecuencia y el servicio de Black Start
- Agregar nuevo Capítulo 4 o expandir Capítulo 3 con artículos que definan: AGC: \$/MW-mes por disponibilidad + \$/MWh por activación. Black start: \$/MW-año por disponibilidad. Soporte de voltaje: \$/MVar-hora. Reserva rodante: \$/MW-mes. Regulación de frecuencia: \$/MW primaria + \$/MWh secundaria.

**Respuesta:** El requisito de control de tensión y regulación primaria de frecuencia siempre ha sido obligación en el sistema colombiano.

Sobre el arranque autónomo en la sección anterior se dio respuesta.

Sobre reserva rodante, la misma es similar a generación de seguridad la cual está incluida.

Sobre inercia y corto circuito, se incluyen unos valores mínimos. La CREG analizará la creación de un mercado por encima de los valores mínimos.

### 8.3.8 Mantenimientos

- “Para el mantenimiento de los SAEB se deberá hacer entrega de los respectivos programas de mantenimiento al CND con la periodicidad establecida en la regulación. El CND, dentro del proceso de coordinación de los mantenimientos del SIN, será el encargado de definir las horas permitidas para hacer el mantenimiento de los SAEB.” (Subrayado nuestro).

*Sugerimos a la Comisión eliminar el texto resaltado, lo anterior, teniendo en cuenta que el CND coordina la ejecución de los mantenimientos considerando los criterios de confiabilidad y seguridad establecidos en la reglamentación vigente, mientras que es responsabilidad de los agentes la declaración de los mantenimientos asociados a sus equipos considerando los tiempos requeridos para la ejecución de los trabajos preventivos o correctivos de acuerdo con sus características particulares*

**Respuesta:** Se acepta el comentario

### 8.3.9 Generación de seguridad

Resumen de comentarios:

- Dentro de los servicios comercializables que los SAEB independientes podrán proporcionar está la generación de seguridad; por otro lado, en el artículo 4 el SAEB como activo de red pueden participar en la gestión de congestiones en elementos del SIN. Establecer claramente la diferencia entre estos dos servicios, ello debido a que pueden estar refiriéndose a lo mismo.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 147 |

**Respuesta:** en la operación real el CND usa el recurso que por minimización del costo de operación deba usarse. Por lo cual podría usarse cualquiera, como activo de red o como SAEB independiente.

- *En el literal b) se indica que el SAEB independiente puede comercializar en Generación de seguridad. Al respecto, llamamos la atención del Regulador en cuando entendemos que la Generación de seguridad como tal, no es un servicio que se pueda comercializar en el SIN, pues el mismo no obedece a una decisión propia del agente lo representa, como lo puede ser por ejemplo el AGC, sino que la generación de seguridad obedece a una necesidad propia identificada por el CND, asignable a algunas plantas o recursos de generación definidas en la regulación. En ese sentido, sugerimos al Regulador, excluir la Generación de seguridad como un servicio que pueda comercializar el SAEB independiente, y dejar la mención de que el SAEB independiente puede ser programado por el CND para atender generaciones por seguridad cuando éste lo estime pertinente, lo cual entendemos, es el sentido de lo que se pretende en el proyecto de resolución*

**Respuesta:** Se acepta el comentario. Se ajusta y aclara.

- *En el artículo 47 revisar si lo que se quiere decir es asociado a la operación o remuneración*
- *Aunque se crea la figura de la generación de seguridad como un servicio del sistema, la propuesta no precisa su esquema de remuneración. se recomienda que la CREG establezca un esquema de remuneración que reconozca tanto los costos variables como los costos fijos asociados a la disponibilidad de estas unidades*
- *Por principio, bajo la Resolución CREG 034 de 2001 la generación de seguridad se reconoce a costos variables, lo que no daría espacio a remuneración de inversión si se mantiene ese criterio*
- *debe definirse, en el marco de la Resolución CREG 034 de 2001, el cálculo del Precio de Reconciliación Positiva aplicable al SAEB para verificar si cubriría el costo de generación cuando sea llamado por seguridad.*
- *La generación de seguridad debe ser reconocida al costo de oportunidad.*
- *Aunque se crea la figura de la generación de seguridad como un servicio del sistema, la propuesta no precisa su esquema de remuneración. Tradicionalmente, conforme a la Resolución CREG 034 de 2001, este tipo de generación se reconoce únicamente por sus costos variables, lo que excluiría la recuperación de inversiones si se mantiene dicho enfoque*

**Respuesta:** Se ajusta y aclara. La generación de seguridad se aplica como una planta y/o unidad de generación tanto operación como remuneración. Se aclara que es conforme una planta de generación variable, más con el objetivo de tener una remuneración al Máximo Precio de Oferta (MPO) por la generación de seguridad. No encontramos cuales son los costos variables en que se incurre un SAEB, ni vemos la necesidad de modificar la remuneración a una distinta que obtiene una planta solar y eólica que también usa inversores igual que un SAEB.

La reconciliación positiva es igual que una planta variable = MPO

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 148 |

### 8.3.10 Reglamentar nuevos servicios complementarios

#### Resumen de comentarios:

- *Agregar nuevo Capítulo 4 o expandir Capítulo 3 con artículos que definan: AGC: \$/MW-mes por disponibilidad + \$/MWh por activación. Black start: \$/MW-año por disponibilidad. Soporte de voltaje: \$/MVar-hora. Reserva rodante: \$/MW-mes. Regulación de frecuencia: \$/MW primaria + \$/MWh secundaria*
- *Respecto a los proyectos de SAEB independientes o híbridos, es pertinente advertir que las reglas actuales no garantizan su rentabilidad, dado que los ingresos por servicios como el laminado de picos o la gestión de restricciones son inciertos y, en algunos casos, insuficientes para cubrir los costos de inversión. Si la regulación busca fomentar estas modalidades, vemos que será necesario introducir mecanismos de incentivo adicionales, los cuales podrían estar asociados a un cargo fijo por disponibilidad o similar*
- *Deberían habilitarse para participar en una gama más amplia de servicios complementarios. Por ejemplo de capacidad. en Chile tienen este sistema (Art. 38 del Decreto Supremo 62).*
- *Crear mercados locales de flexibilidad y dar señales de precios donde SAEB puedan ofrecer servicios de gestión de congestión o apoyo a la distribución*
- *Que dentro de los propósitos de los SAEB se contemple la posibilidad de prestar otros servicios de estabilidad, control y soporte a la red de transporte, siempre que cuenten con evaluación técnica previa del CND y autorización expresa de la CREG mediante el mecanismo regulatorio que esta defina. También un servicio de firmeza de capacidad.*
- *Que se usen para atención de picos o demandas máximas para aliviar presión. Esto con pagos especiales*
- *Incluir una figura de agregador de recursos de almacenamiento o batería virtual que permita agrupar varios SAEB <5 MW (o para mayor igual a 1 MW al menos para PB/PKSG) para participar colectivamente en el mercado o servicios complementarios.*
- *Se habilita la participación de los SAEB en servicios como AGC, generación de seguridad y arbitraje, pero no se especifica si podrán participar en futuros servicios complementarios que puedan surgir*
- *Mercados como Reino Unido, USA-PJM y Chile demuestra que la viabilidad económica del almacenamiento globalmente no depende de una sola fuente, sino de la capacidad de los agentes para 'apilar ingresos' (revenue stacking) combinando la venta de energía con la provisión de múltiples Servicios Complementarios (SSCC) y la mitigación de riesgo en bolsa*
- *Fomento de esquemas de pago por capacidad / disponibilidad para SAEB En varios mercados internacionales, los sistemas de almacenamiento obtienen una parte importante de sus ingresos a través de pagos por capacidad y disponibilidad, no solo por energía entregada. Esto reconoce el valor que el BESS aporta en términos de flexibilidad, respaldo y seguridad del sistema.*

*Propuesta: Que, en coordinación con UPME y el CND, se evalúe e incluya la posibilidad de que los SAEB, especialmente los independientes e híbridos, puedan participar en mecanismos de remuneración por capacidad firme o por disponibilidad, complementarios a los ingresos por energía y servicios complementario*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 149 |

**Respuesta:** en esta propuesta se estima pueden participar en bolsa, AGC, generación de seguridad y se promete estudiara: AGC con estados de carga y remuneración de alguna forma de disponibilidad por servicio de arranque autónomo e inercia y corto circuito por encima de los mínimos.

Los anterior y otros servicios, se analizarán en el contexto del Decreto 393 de 2026.

### 8.3.11 Cambios estructurales en el mercado

Resumen de comentarios:

- La Regulación no puede ser implementada por parches, dado que, para el despliegue de los SAEB, es fundamental que se adopten las medidas de modernización del mercado de energía en Colombia propuesta mediante la Resolución CREG 143 de 2021, debido a que esto contribuirá al desarrollo de un mercado completo, caracterizado por un mercado spot (mercado day-ahead y tiempo real en funcionamiento), que valore las restricciones del sistema de transmisión (para asegurar la inversión oportuna en activos de generación y transmisión localizada) y de servicios auxiliares que aseguren la flexibilidad que se requiere para la gestión del sistema en un entorno de integración de nuevos modelos de negocio a la red eléctrica, caso de los sistemas de almacenamiento
- Para que los SAEB estén en funcionamiento, su implementación debe concebirse de manera integral dentro del sistema eléctrico. Su incorporación debe obedecer a una revisión estructural del mercado y no como una parte aislada, esto implica, avanzar decididamente en la modernización del mercado, de modo que se habiliten señales claras y mecanismos que reconozcan el valor de los servicios complementarios y flexibilidad de las plantas convencionales. No basta con habilitar parcialmente a los SAEB, se requiere que la regulación promueva un marco en competencia que también permita a las plantas de generación actuales o nuevas, ampliar su capacidad de respuesta y adaptarse para competir a un esquema más dinámico, según las características del servicio que se pretende atender.
- Considerando que en diferentes partes del proyecto se menciona el mecanismo DEOTR, recomendamos al Regulador que previo a la definición de una resolución en firme con el contenido de este proyecto, se disponga de la regulación que habilite y establezca las reglas operativas y de mercado de dicho mecanismo, tal como se inició mediante el Proyecto Resolución CREG 701 086 de 2025

**Respuesta:** sobre la actualización de la regulación por parches, estamos dando pasos hacia el objetivo final de modernización, todo hace parte del proceso.

Aquí se está introduciendo un nuevo actor en el sistema, que ayudará a aliviar problemas operativos y que se ha identificado como una necesidad por la UPME. Se esta ampliando en la alternativa posible su penetración al sistema.

Sobre DEOTR, el objetivo era expedir primero la Resolución CREG 701 086 de 2025 en su versión definitiva. Por eso se incluyo en esta propuesta. No obstante se retomará en la expedición de dicha norma y por el momento aquí se retira, pues sobre el mismo no existe una decisión.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 150 |

### 8.3.12 Obligaciones en el mercado

Resumen de comentarios:

- *Tal como lo indicamos en su momento en los comentarios a la Resolución CREG 143 de 2021 mediante la cual se establecieron reglas comerciales del MEM en el SIN (COE\_202300212), reiteramos la necesidad de que se defina adecuadamente el rol de los sistemas de almacenamiento de manera que asuman las responsabilidades al momento de la entrega de la energía, al igual que se le exige a un generador, de tal forma que, se sea consecuente con la incidencia que éstos tendrían en la formación de precios de bolsa*
- *Considerando que la Comisión al buscar habilitar los servicios para estos sistemas, sea posible que sean prestados por otros activos existentes en el mercado en función de generador, por lo que, es indispensable que se habiliten y regulen adecuadamente los diferentes servicios para que los diferentes agentes que los presten participen por su prestación según las condiciones mínimas, responsabilidades y obligaciones que permitan la prestación en competencia*

**Respuesta:** Entendemos se refiere al SAEB independiente. Sobre estos, cumplen las mismas reglas que generadores para su entrega de energía, por lo tanto, sus responsabilidades. Incluso son representadas por un agente generador.

- *Los SAEB deben estar exentos de los costos de generación (CERE, FAZNI, etc).*

**Respuesta:** Entendemos se refieren a SAEB independiente. Estas no participan en Cargo por Confiabilidad y adicionalmente no producen energía, por lo tanto no tienen derecho al CERE.

En cuanto al FAZNI es un impuesto creado por ley por cada kWh vendido en bolsa, por lo que al vender en bolsa también le aplica.

En cuanto al AGC también le aplica pues se requiere de AGC para en caso de sus fallas.

En cuanto a Ley 99 de 1993, su recaudo no es de la regulación. La Ley dice que aplica a plantas, no a SAEB y lo recaudan los que especifica el artículo 45 de la misma Ley. Entendemos aplicaría a Recursos híbridos, pero no a SAEB independientes.

Así mismo se deben pagar los otros conceptos, ASIC, LAC, CND, SSPD, CREG, en general, no existe un por qué no tendrían que pagar cargos que se pagan por funcionamiento del mercado.

En cuanto a los recursos de generación híbridos, estos podrían participar en cargo por confiabilidad, pero en el caculo de su ENFICC no se tiene en cuenta el SAEB, pues este no genera

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 151 |

energía. Igualmente le aplican los conceptos de FAZNI, AGC, y Ley 99 de 1993 y los otros conceptos como ASIC, LAC, CND, SSPD, CREG, etc. Es igual que una planta de generación.

- *Del proyecto de resolución y en particular del Artículo 43 entendemos que los SAEB registrados como activos de red no podrán modificar su clasificación como activos de uso para convertirse en SAEB para servicios comercializables, en ese sentido, sugerimos a la Comisión, que en caso de considerar que tal cambio puede ser realizado, incluya explícitamente en la Resolución definitiva las condiciones que pueda implementarse tal opción*

**Respuesta:** cuando se participa como activo de red se adquieren responsabilidades. Entendemos que, si se libran dichas responsabilidades de forma legal y el activo queda libre, podría solicitar luego punto de conexión para participar en el MEM. Eso no es necesario indicarlo.

### 8.3.13 Desviaciones entre declaración de disponibilidad y generación real y las desviaciones en AGC

Resumen de comentarios:

- *Clarificar las reglas de compensación y penalización por desviaciones para los SAEB independientes o híbridos, si eventualmente se presentan, en aras de fomentar la transparencia.*
- *Se entiende que le aplicarían las reglas de las plantas de generación no variable: es decir el margen de tolerancia de desviación del 5% y las causales de redespacho de este tipo de plantas que son mas limitadas*
- *Se fija %DA = 0 para el SAEB que participe en AGC, ello implica que no se puede desviar mas allá de la holgura asignada. De nuevo, un mayor riesgo al prestar el servicio de AGC, encareciendo la operación de los mismos*
- *Que los SAEB no sean tratados como un esquema paralelo de servicios, sino que sean incorporados de manera explícita en las metodologías de participación en el mercado mayorista previstas en el Artículo 5 de la Resolución CREG 055 de 1994*

**Respuesta:** los SAEB una vez cargados, es una energía que es 100% disponible sea en el estado de carga que se encuentre. No se acepta el comentario, deben prestar con su energía a desviación cero. El modelo de despacho incluye que la carga en la cantidad que este decida y la descarga así mismo, no existe riesgo al agente. El agente debe mantener el SAEB en buenas condiciones para su debida respuesta.

### 8.3.14 Híbridos

Resumen de comentarios:

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 152 |

- *Flexibilizar la implementación de los sistemas de almacenamiento SAEB integrados con plantas hidroeléctricas. Involucrar un incentivo de este tipo de sistemas híbridos en la regulación definitiva, con el objetivo de optimizar la entrega de energía en el mismo punto de conexión durante las 24 horas del día.*
- *La definición de Generación Híbrida debe ser ampliada para incluir el conjunto de múltiples tecnologías (como solar, térmica y almacenamiento, o eólica, gas y baterías) que se coordinan para generar un recurso más firme y predecible*
- *Para optimizar la oferta, se podría contemplar una flexibilidad para la implementación de los SAEB debe ser promovida como un complemento a cualquier recurso de energía, incluyendo los recursos hidráulicos de embalses, para maximizar la entrega de energía en el punto de conexión asignado durante las 24 horas del día.*
- *La resolución reconoce los SAEB híbridos integrados con plantas de generación renovable, pero no detalla el mecanismo de remuneración o valorización de los servicios de flexibilidad, energía firme o respaldo que estos ofrecen. Que se aclare mejor si el sistema híbrido es un solo agente o se liquida independiente.*
- *Incluir un detalle los servicios posibles de los híbridos, sus criterios de medición, límites operativos y mecanismos de remuneración.*
- *Viabilizar proyectos híbridos que integren generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB) u otras combinaciones. que se considere un marco regulatorio que reconozca esta complementariedad y facilite su implementación, incluyendo criterios claros para la asignación de capacidad de transporte, liquidación de energía, licenciamiento ambiental y operación coordinada de los recursos de generación.*

**Respuesta:** la regulación aplica general para cualquier tipo de activo de generación, sin discriminación o reglas diferenciadas. Es decir, el recurso principal de generación puede usar cualquier recurso de generación (sol, agua, viento, combustible) y adicional el SAEB. El recurso de generación híbrido en su conjunto {Generador + SAEB} son tratados ante el sistema como una unca planta y/o unidad de generación, con las reglas del activo de generación principal.

- *En el artículo 55 incluir la Resolución CREG 086 de 1996*

**Respuesta:** se acepta el comentario. Los recursos de generación híbridos también existen en su modalidad de no despachado centralmente, igualmente tratados como una plata y/o unidad de generación.

- *Se trata a los recursos de generación híbridos como un recurso adicional del agente generador y remite, entre otras, a la Resolución CREG 060 de 2019. En este caso no queda claro qué regla se aplica para un sistema híbrido de generación variable y baterías, si a los primeros les aplica un esquema de desviaciones diferente al definido en esta resolución para SAEB.*

**Respuesta:** se tendrá en cuenta su comentario del tema de desviaciones cuando se tiene un SAEB en la expedición de la Resolución CREG 701 086 de 2025. Por ahora, al híbrido en su

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 153 |

conjunto le aplican las mismas reglas que al activo de generación. En todo caso el SAEB debe responder también con su propia respuesta regulada, el CNO y CND indicaran como se complementan las respuestas (técnicamente).

- *Como está redactado el artículo se desincentiva a que un generador renovable incorpore baterías para garantizar firmeza, el consumo de un recurso de generación híbrido debería cobrarse cómo se comporta los consumos auxiliares de un generador existente*

**Respuesta:** los servicios auxiliares son tratados en igual forma. En cuanto a la carga del SAEB en un híbrido, no se encontró coherente cargarla desde el sistema, deben ser cargadas con su propio recurso.

- *Se considera que, dada la madurez de la tecnología, su participación no solo debería habilitarse en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), sino también en otros esquemas existentes (por ejemplo, como la venta de excedentes de autogeneración sea esta individual (AGPE/AGGE) o colectiva) o ya propuestas en el país (Documento CREG 001 de 2022)*

**Respuesta:** se aclara que cuando se menciona generador, dicha palabra es una generalidad la cual incluye tanto autogeneradores, cogeneradores y al tiempo generadores. Incluso se incluyen ahora los AGPE y GD.

- *Art 71: No es claro como los SAEB instalados en las plantas y/o unidades de generación que funcionan como recursos de generación híbridos pueden prestar servicios como SAEB independientes.*

**Respuesta:** se aclara que un SAEB independiente es tratado en la misma forma que una planta y/o unidad de generación y participan en el mercado en bolsa y AGC y, cuando sean requeridos en generación de seguridad. Un híbrido es exactamente igual = es tratado como una planta y/o unidad de generación.

- *Con respecto a los SAEB para recursos de generación híbridos entendemos que el mismo hace referencia a una planta y/o unidad de generación que en sus instalaciones contiene un SAEB. Es decir, un conjunto planta – SAEB para el cual se cuenta con una única frontera de generación, tal como se encuentra en la definición de “Recurso de generación híbrido” descrita en el proyecto de resolución. Teniendo en cuenta lo anterior, y además de la nueva actividad del MEM relacionada con los SAEB independientes, entendemos la Comisión realizó algunas modificaciones al Reglamento de Operación y planteó las reglas asociadas a los SAEB para recursos de generación híbridos.*

*Según lo anterior, consideramos relevante que en el articulado de la resolución definitiva se tenga claridad si los SAEB para recursos de generación híbridos se tratarán bajo las mismas reglas que hacen parte actualmente las plantas térmicas, solares, eólicas, etc, las cuales se encuentran enmarcadas en la regulación*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 154 |

vigente cuando se hace mención a “plantas y/o unidades de generación”; o si en su defecto los SAEB para recursos de generación híbridos se tratarán como un conjunto de plantas diferenciadas de las demás plantas y/o unidades de generación. Lo anterior, considerando que dentro de los cambios que se pretenden realizar al Reglamento de Operación, en algunos apartes se entiende que dichos SAEB para recursos de generación híbrido le son aplicables las reglas asociadas a las plantas y/o unidades de generación, y en otras se presenta como si éstos no fueran parte de este conjunto

**Respuesta:** se aclara que un recurso de generación híbrido es tratado en la misma forma que una planta y/o unidad de generación en su conjunto. así debe entenderse.

### 8.3.15 Inflexibilidad

Resumen de comentarios:

- *La exclusión absoluta de los SAEB del tratamiento de inflexibilidad definido en la Resolución CREG 024 de 1995 puede resultar inapropiada dado que estos sistemas presentan restricciones técnicas mínimas asociadas al mantenimiento de su nivel de carga (SoC) y a las autoperdidas inherentes a su operación. En determinados escenarios, estas restricciones pueden requerir cargas o descargas programadas que, en la práctica, equivalen a condiciones de despacho forzado. Mantener un artículo que niega de plano cualquier consideración de inflexibilidad genera un vacío normativo y limita la capacidad del CND para reconocer y gestionar estas restricciones en la programación del despacho. que este tema se trate en el marco de las condiciones técnicas y operativas que deben declarar los SAEB ante el CND*
- *En el Artículo 51 se indica con relación al tratamiento de la inflexibilidad de un SAEB lo siguiente:*

*“Artículo 51. Tratamiento de inflexibilidad de un SAEB. A un SAEB no le aplicará el tratamiento de plantas inflexibles de que trata la Resolución CREG 024 de 1995”*

*Al respecto, es importante que el Regulador defina en la resolución definitiva sí cuando se indica que no le aplicará el tratamiento de plantas inflexibles, es únicamente para efectos del cálculo del Delta de incremento utilizado en el precio de bolsa, del que trata el literal d del Anexo A-4 de la Resolución CREG 024 de 1994; o hace referencia también a la identificación de unidades inflexibles previsto en el Anexo A que tendría impacto en la determinación del precio de bolsa. Lo anterior, considerando los requisitos técnicos y operativos que se encuentra definidos para los SAEB en el Artículo 58 del proyecto, en los que entendemos se incluyen algunas características técnicas que pueden tener asociadas posibles inflexibilidades de los SAEB*

**Respuesta:** se aceptan los comentarios, se incluyen los SAEB independientes en el tratamiento de inflexibilidad.

### 8.3.16 Agregación, comunidades energéticas, otros

Resumen de comentarios:

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 155 |

- *Se propone que los servicios comercializables prestados por los SAEB no se limiten exclusivamente al MEM, sino que puedan extenderse a otros esquemas de mercado, incluyendo aquellos con capacidades inferiores a 5 MW conforme a los lineamientos en el artículo 82 del proyecto de resolución (reglas para sistemas de menor escala). También, se sugiere considerar la agregación de SAEB. Asimismo, se plantea la necesidad de brindar flexibilidad normativa que permita la inclusión de otras tecnologías de almacenamiento y recursos energéticos distribuidos (DER), evitando la creación de marcos regulatorios fragmentados por tipo de tecnología. Esta visión integral facilitaría gradualmente que diversos tipos de DER puedan ofrecer servicios comercializables, en línea con los lineamientos definidos en la Resolución MINENERGÍA 40283 de 2022 y el Documento CREG 001 de 2022, promoviendo así una regulación adaptada con la evolución tecnológica.*

**Respuesta:** el SAEB independiente se alinea en su definición y tamaño con lo analizado en la Resolución CREG 143 de 2021, en la cual todos los recursos serán despachados centralmente a partir de 5 MW.

- *es fundamental desarrollar y regular la figura del “Agregador” en línea con lo establecido en la Resolución MME 40283 de 2022, que instruyó a la CREG a reglamentar la actividad de agregación de Recursos Energéticos Distribuidos (DER). Esta figura es clave para facilitar la participación de pequeños y medianos sistemas de almacenamiento, y otros recursos distribuidos, en el MEM, promoviendo mayor competencia, eficiencia y descentralización*
- En Comunidades Energéticas es posible observar que en las actividades que desarrollan las CE, los sistemas de almacenamiento energético pueden estar presentes en la actividad de generación de energía eléctrica, a través de recursos energéticos distribuido.

se sugiere incorporar u orientar explícitamente, dentro del ámbito de la regulación propuesta, lo referente a la integración de SAEB con comunidades energéticas (CE); particularmente la posibilidad de sistemas híbridos (SH): SAEB + Autogeneración Colectiva (AGRC) y SAEB + Generación Distribuida Colectiva (AGDC); con base, en la Resolución CREG 101 072 de 2025 y el Decreto 2236 de 2023

**Respuesta:** el agregador y otras figuras de este tipo, no hacen parte de ese proyecto normativo. Dichas figuras deben ser analizadas de fondo, pues pueden actuar en sistemas de distribución y deben tener reglas operativas claras que no han sido estudiadas.

En todo caso cualquier AGPE, GD o Comunidad energética puede tener SAEB en sus instalaciones para complemento de las plantas. Se incluyen las claridades y reglas sobre los SAEB que pertenezcan o estén instalados en forma híbrida con dichas constituciones.

- *¿El esquema esta formulado solo para la integración de los SAEB en el SIN o se considera que los servicios sean aplicables a redes de distribución, proyectos de almacenamiento integrados a autogeneración y generación distribuida?*

**Respuesta:** Cualquier AGPE, GD o Comunidad energética puede tener SAEB en sus instalaciones para complemento de las plantas. Esto se aclara.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 156 |

- La formación de un mercado a partir de los servicios que presten los SAEB podría significar una forma de participación activa de la demanda que incentive la inversión a pequeña y gran escala en proyectos de almacenamiento que beneficiaría la calidad y estabilidad de las redes tanto SDL, STR y STN.

**Respuesta:** esto es un comentario para nuevos mercados y a nivel de distribución. Para esto se deben desarrollar estudios profundos. No esta considerado en la propuesta.

- ¿A partir de que capacidad, condiciones o restricciones de los sistemas de almacenamiento se considera la participación en los servicios?

**Respuesta:** los SAEB independientes son por definición de capacidad mayor o igual a 5 MW.

### 8.3.17 Carga y precio de carga del SAEB

Resumen de comentarios:

- Si al precio de compra de la energía para cargar el SAEB se le imponen los cargos completos por el uso de la red, el margen económico se reduce de manera crítica, lo que puede hacer la actividad económicamente inviable. Es crucial aclarar explícitamente en el articulado que la carga para arbitraje o para la prestación de servicios complementarios o de red no debe asumir costos por el uso de la red. Les debe aplicar la regla de consumos auxiliares. Establecer reglas claras para el arbitraje energético de los SAEB.
- El consumo de la SAEB no debe ser tratado con las condiciones del usuario no regulado cuyo costo incluye los componente T, D, C y demás costos. Solo debería pagar los costos de los componentes T, D, y C en los casos en que el balance generación-consumo sea negativo es decir, que consuma más de lo generado. Para los demás casos el consumo de la SAEB debería cobrarse como se comporta los consumos auxiliares de un generador existente.
- En los casos de regulación de frecuencia absorbiendo energía en caso de un evento de sobrefrecuencia el SAEB independiente no debe asumir costos del componente T, D, C ni demás.
- De otro lado, el doble cobro por uso de red —tomar energía de la red y luego inyectarla— penaliza el arbitrario energético, que es una ventaja típica de SAEB asociados a renovables.
- Al exigir que, cuando el SAEB del híbrido cargue usando el SIN, exista frontera de comercialización representada por un comercializador y que ese consumo se trate como usuario no regulado, la planta deja de tener consumos propios a precio de bolsa. En la práctica, el consumo pasa a ser como el de un usuario mas, pagando cargos de red, restricciones y pérdidas del comercializador.
- Se señala que, siempre que se cargue el SAEB utilizando el SIN, este será tratado bajo las condiciones de usuario no regulado, lo que implicaría el pago de cargos asociados al cliente final, generándose así un doble pago por la energía cargada y posteriormente entregada al sistema
- Se establece que cuando el SAEB se cargue usando el SIN, se debe tener una frontera de comercialización representada por un comercializador y que dicho consumo se trate como usuario no regulado. Este tratamiento no se considera consumo propio del SAEB y supone asumir cargos de red, pérdidas reconocidas y restricciones, entre otros

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |             |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 157 |

- **Si la carga del SAEB se asimila a un UNR**, el comercializador tendría que liquidarla conforme a un contrato de suministro final, **lo que no refleja la naturaleza de los SAEB como recursos de arbitraje y flexibilidad del sistema**. El esquema propuesto obligaría a mezclar dos lógicas distintas: la liquidación de contratos minoristas (propia de usuarios finales) y la liquidación horaria de servicios de flexibilidad (propia de agentes de mercado), generando distorsiones y falta de transparencia en la operación del PKSG.
- **Este esquema implica que los SAEB paguen cargos de uso del STN y STR en la carga, a pesar de que la energía luego se reentrega al SIN como generación. Aclarar si deben asumir la totalidad de los costos asociados al uso de las redes eléctricas, incluyendo los cargos por transmisión, distribución, pérdidas eléctricas y demás componentes tarifarios aplicables.**

**Solo debería pagar los costos de los componentes T, D, y C en los casos en que el balance generación-consumo sea negativo**, es decir, que consuma más de lo generado. Para los demás casos el consumo de la SAEB debería cobrarse como se comporta los consumos auxiliares de un generador existente.

- **La energía utilizada para la carga de un SAEB destinada a reventa en el MEM sea tratada como energía intermedia, no como consumo final**. Esta energía no esté sujeta a cargos por uso de red ni a los reportes de contratos de la Res. CREG 101 018 de 2022. Este tratamiento evitaría la doble imposición (peaje en carga y luego en entrega), habilitaría la viabilidad económica del arbitraje y permitiría que los SAEB participen efectivamente en los servicios de flexibilidad como el PKSG.
- **Solo la energía de carga destinada a autoconsumo del SAEB debería ser considerada como demanda final y facturada como frontera de comercialización bajo condiciones de UNR**
- **Definir procedimientos de liquidación horaria específicos para SAEB en PKSG, distintos a los aplicables a fronteras de comercialización de UNR.**
- **Establecer que la carga destinada a PKSG no se liquida bajo contratos de UNR, sino bajo reglas de mercado mayorista administradas por el ASIC.**
- **Garantizar trazabilidad entre la energía tomada y entregada, sin obligar a que un comercializador facture al SAEB con esquemas tarifarios que no corresponden a su función.**
- **Que solo se facture los cargos por uso de nivel de tensión aplicable sobre el consumo neto mensual y no sobre toda la energía consumida**
- **Que se permita como alternativa por parte del agente que representa la frontera de carga, la posibilidad de la contratación directa de energía a largo plazo, como alternativa a la compra en bolsa, para los periodos de carga de los SAEB.**
- **CNO: en art 52 ajustar tal como está estipulado en el documento soporte, establecer claramente que los costos asociados a la carga de los SAEB los asuma la batería plenamente, y no la demanda del SIN.**
- Respecto a la regla establecida en el literal b de artículo: "b) Siempre que se cargue el SAEB usando el SIN, se deberá tener una frontera de comercialización entre agentes y usuarios conforme a la Resolución CREG 157 de 2011 y el Código de Medida Resolución CREG 038 de 2014, siendo representada por un agente comercializador. Dicha frontera comercial y su consumo será tratado con las condiciones de usuario no regulado conforme la Resolución CREG 131 de 1998."

Al respecto, **entendemos que un SAEB independiente deberá pagar por la energía consumida y será libre de negociarla con otro agente del mercado realizando el pago de todos los cargos que incluye la**

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                |                                   |             |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 158 |

**tarifa de un usuario no regulado, sin embargo, esta medida es desproporcional dado que el agente incurriría en una pérdida porque cuando venda la energía solo lo haría por la parte del componente G.**

agradecemos validar si el SAEB independiente pudiera tener una fuente de carga externa diferente a la red, puesto que entendemos que estos casos no necesariamente debe ser tratado como un UNR y el agente podría igual desarrollar los servicios propuestos.

Proponemos que el consumo del SAEB quede excluido del pago de cargos como el componente T, R, D, P y C del Cu toda vez que no sería rentable o limitaría el esquema para los SAEB independientes.

- **Esta condición desincentiva la participación de los SAEB en los servicios comercializables, al incrementar significativamente el costo de carga frente al valor que podría alcanzar la energía descargada en el mercado.** Lo anterior resulta contradictorio con el objetivo expresado en el Documento Soporte CREG 901 225 de 2025, donde se evidencia que el percentil 65 de la diferencia de precios entre horas de alta y baja demanda supera los 40 \$/kWh, valorando únicamente la componente de energía sin considerar los costos de transporte

Al analizar el comportamiento histórico del precio de bolsa entre 2015 y 2024, se observa que únicamente en el 19% de las horas el precio de bolsa supera los 456 \$/kWh, y que el percentil 80 corresponde a 443 \$/kWh. Esto indica que solo en el 20% de las horas la energía almacenada podría valorarse por encima del costo promedio de carga que enfrentaría un SAEB conectado a nivel de tensión 4. En consecuencia, la propuesta actual no permite viabilizar económicamente la participación de los SAEB independientes en el MEM, ya que las oportunidades de arbitraje energético serían insuficientes para cubrir los costos de carga

Por lo anterior, consideramos necesario revisar el tratamiento tarifario aplicable a la energía utilizada para la carga de los SAEB, con el fin de evitar que se convierta en un desincentivo estructural para su participación en el mercado. En particular, proponemos que las fronteras de consumo de los SAEB sean consideradas como fronteras de servicios auxiliares de generación, y que la energía sea liquidada a precio de bolsa, sin aplicación de cargos adicionales por transporte, distribución o restricciones

- **No tendría sentido que el consumo se trate como un usuario NR, pues estos usuarios por sus consumos pagan el CU completo, en este caso no tendría sentido hacer PKSG, pues al entregar energía solo percibirían la G** (sin CERE, FAZNI, etc)

**Respuesta:** Se aceptan los comentarios. Luego del análisis y bajo la concepción en que se plantea el despacho, el cual decide si se carga o no un SAEB independiente siempre para garantizar una operación económica, segura y confiable, la energía del SAEB para carga puede observarse como una energía de tránsito la cual se almacena para luego ser reintroducida en el sistema, lo cual significa que finalmente es consumida por la demanda.

Por lo anterior, la energía de carga del SAEB no corresponde con un usuario, no se tendrá en cuenta en los pronósticos, puesto que el modelo ya decide diariamente si las despacha o carga, desplazando energía en el tiempo.

Así mismo se tiene en cuenta que si a la energía se le cobran cargos, esto podría reflejarse en la oferta de precio para participación en el MEM. Por lo tanto, se espera no deben incluir dichos costos en su oferta.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 159 |

En todo caso, la energía es tomada del sistema en una hora en particular y dicha energía fue generada. Por lo tanto, el agente generador representante del SAEB independiente pagará la energía tomada (referida al STN) el precio de bolsa nacional horario y como **no** se trata de un usuario no será cubierta por el PTB. Será riesgo del agente la condición en que este el sistema y su participación en el mercado.

- *El proyecto de resolución menciona que los recursos de generación híbridos también tienen habilitada la posibilidad de sustraer energía de la red a través del establecimiento de una frontera de comercialización, se solicita dar claridad respecto a si es posible que tanto un GD como una planta entre 1 y 5 MW que decidan implementar SAEB (de una potencia nominal menor a 5MW) pueda sustraer energía eléctrica de la red en para entregarla en un periodo horario diferente.*
- *En el Artículo 48 se definen las reglas previstas para las fronteras comerciales de un SAEB independiente en el MEM, sobre los cuales presentamos los siguientes comentarios:*

*31.1. Considerando que la energía se utilice para cargar el SAEB independiente será tratado como un consumo de un usuario no regulado, recalamos al Regulador lo indicado en el comentario 3.*

**Respuesta:** en caso de recursos de generación híbridos, no se encuentra que tenga sentido que se carguen del SIN. Estos deben usar su propio recurso para cargar el SAEB, por lo que no tendrán el tratamiento del SAEB independiente.

Así las cosas se retira de la propuesta que un recurso de generación híbrido se pueda cargar de red. No tiene sentido y se distorsiona el precio de la energía en la bolsa afectando la demanda, debe entenderse que lo instalan es para gestionar su recurso. Se tienen efectos negativos como:

- En térmicas, ¿el SAEB se carga y luego se vende la energía con regla de térmica (arranques y parada, costos de combustible, etc)?
  - En solares y eólicas el sentido del SAEB es almacenar la energía que por despacho no puedan entregar.
  - En hidro en lugar de verter cuando no salen en el despacho, la pueden generar internamente y almacenarla para entregar luego.
  - En cualquiera de los casos si se abre la opción de cargar desde el Sistema, se introduce una distorsión, pues en este caso el activo de generación estaría arbitrando entre si entrega con su recurso o si entrega con la SAEB, teniendo en cuenta lo que le haya costado cargarla.
- *se llama la atención en relación con el tratamiento de la energía que se tome de la red para la carga de SAEB independiente, la cual se entiende será tratada como demanda de energía del agente comercializador que*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 160 |

represente la frontera comercial a incluir en la función de Demanda Agregada y pérdidas del Anexo A-1 de la Resolución CREG 024 de 1995

De lo anterior, se entiende que la energía utilizada para cargar la batería será considerada como una demanda adicional del comercializador, tal como se considera actualmente para sus usuarios no regulados. La consideración anterior, entendemos se encuentra presente también en los SAEB para recursos de generación híbridos.

Al ser considerada la demanda utilizada para la carga de los SAEB parte de la demanda del comercializador, Consideramos relevante analizar el cubrimiento en precios que tiene la demanda en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, el cual se encuentra previsto para la demanda consumida por los usuarios finales del SIN, sin ninguna desagregación que permita diferenciar consumida por los usuarios finales de la almacenada en las baterías

Lo anterior, conllevaría a que el pago por la energía utilizada para cargar un SAEB, que posteriormente se entrega a los usuarios con remuneración al representante del SAEB independiente o recurso de generación híbrido, sea cubierto ante alguna condición de activación del Cargo por Confiabilidad al Precio de Transacción en Bolsa (PTB).

Incluso puede suceder que, ante una condición de activación del Cargo por Confiabilidad, la demanda de los usuarios, que puede estar cubierta completamente con Obligaciones de Energía Firme, resulte pagando un precio superior al Precio de escasez correspondiente, sólo por el incremento que representó para la demanda la carga de las baterías durante el día en el que se presentó la condición crítica, al presentarse la condición de que la demanda (incluida la carga de las baterías) resulte mayor que las OEF del sistema.

Es pertinente que el Regulador realice un análisis sobre las implicaciones que ocasionaría para los usuarios, que se encuentran cubiertos con OEF, la protección en precios que tendría la energía utilizada para cargar los SAEB, pues esta energía, en efecto, no fue consumida por algún usuario del SIN, y es posteriormente utilizada para arbitraje en el MEM con la respectiva remuneración asociada, o es utilizada posteriormente por un agente generador que representa un recurso de generación híbrido.

- A partir de lo que finalmente defina el Regulador de acuerdo con lo indicado en el comentario 2, en relación con el tratamiento de la energía que se utilice para cargar los SAEB y si la misma hará o no parte de la demanda total domestica del país, será necesario que la Comisión determine como serán tratados estos consumos para efectos de las proyecciones o pronósticos de demanda, en especial, en los casos en los cuales un ciclo neto de carga y descarga no se materialice durante el día de operación o los ciclos de carga de las SAEB puedan incrementar la demanda pico del sistema.

**Respuesta:** Se toman los comentarios. Se aclara que el SAEB independiente, la energía tomada del SIN será una demanda a cargo del agente generador, no se tratará como demanda comercial de comercializadores y se tendrá en cuenta:

- El despacho decide si se carga o no y si de descarga o no.
- Para el cálculo de las demandas agregadas del sistema que trata la Resolución CREG 024 de 1995, el ASIC tendrá en cuenta la información del reporte de lecturas de las Fronteras comerciales para carga de SAEB referida al STN.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 161 |

- La energía tomada por el SAEB independiente no hará parte de la asignación de las pérdidas del SIN
- Para la energía usada para carga del SAEB independiente, el ASIC le liquidará y facturará al agente generador representante a precio de bolsa nacional de cada hora respectiva el valor registrado de energía en la Frontera comercial para carga de SAEB referida al STN. Esta energía para el agente generador será parte de sus propias compras en la bolsa de energía y no será respaldada por los contratos, independientemente de la condición del sistema. Por lo que no es cubierta por PTB y no hace parte de pronósticos de demanda.
- La carga del SAEB independiente se incluirá dentro de la demanda comercial nacional total en el despacho ideal.

31.2. Consideramos importante que se definan las reglas asociadas a la frontera de consumos propios y/o consumos auxiliares que puedan tener un SAEB independiente, en adición a nuestro comentario 10

Consideramos importante que el Regulador establezca el tratamiento que se dará a estas fronteras ante fallas en los sistemas de medición, y lo relacionado con la cancelación de las mismas en aplicación de lo definido en la regulación vigente, tal como lo expresamos en nuestro comentario 10.

**Respuesta:** Se crea la frontera de consumo auxiliar y propio, la cual no podrá incluir la carga del SAEB, por ahora aplicando el Código de Medida y el reglamento actual de registro y cancelación de fronteras. Se analizarán si se requieren ajustes del Código de Medida y el reglamento de registro en la instancia de implementación (esta se presenta más adelante).

### 8.3.18 Cargo por Confiabilidad

Resumen de comentarios:

- Entendemos que los SAEB independientes no podrán participar de asignaciones de Obligaciones de Energía Firme, **al no disponer de una energía que brinde confiabilidad en el SIN para el horizonte de su determinación, lo cual consideramos relevante que quede expresamente definido en la resolución definitiva**. Por otro lado, teniendo en cuenta que un recurso de generación puede convertirse en un Recurso de generación híbrido, consideramos de la mayor relevancia que en la resolución definitiva quede expresamente establecido que la instalación de baterías para convertirse en Recursos de generación híbrido, no representará aumentos en la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad - ENFICC- de las plantas de generación, la cual seguirá siendo calculada conforme a la regulación vigente, considerando la Capacidad Efectiva Neta -CEN que en efecto tiene la planta de generación sin efecto alguno por la instalación de baterías en sus instalaciones.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 162 |

- *Al SAEB por ser una unidad de generación despachada centralmente tiene cargos como el CERE que no son remunerados, el SAEB al no ser un recurso que genere energía por si mismo no debería verse afectado por el cargo por confiabilidad y demás cargos asociados al generador despachado centralmente pero se debe tener en cuenta las pérdidas por eficiencia del SAEB. Dichos cargos ya los pagó el generador que produjo la energía con la cual se cargó el SAEB independiente.*
- *La Comisión debe ajustar la metodología para determinar la energía firme para el cargo por confiabilidad de plantas fotovoltaicas y eólicas cuando dichas plantas estén acopladas con un SAEB y se consideren plantas híbridas.*
- *El proyecto de resolución no aborda los efectos regulatorios derivados de la incorporación de SAEB en proyectos de generación existentes o nuevos, particularmente en lo relacionado con la asignación y remuneración de la ENFICC*
- *evalúen la posibilidad de incorporar un factor de ajuste o reconocimiento adicional de OEF para los proyectos renovables que integren SAEB su mayor capacidad de respaldo energético y su aporte a la confiabilidad del SIN. El almacenamiento permite suavizar la variabilidad de la generación renovable no convencional (FNCCER), garantizando la entrega de energía durante periodos de baja irradiación o viento, y contribuyendo a la estabilidad del sistema y la reducción de la exposición a precios de escase. Sin embargo, tal como se señala en el documento técnico, este reconocimiento requeriría la realización de estudios específicos de modelación energética, que permitan determinar de manera objetiva cuánta energía firme puede aportar una planta solar o eólica asociada a una batería, considerando:  $\gamma_{\lambda}$  El tamaño y capacidad efectiva del SAEB (MWh).  $\gamma_{\lambda}$  El factor de planta y perfil horario de la FNCCER asociada.  $\gamma_{\lambda}$  La eficiencia de conversión y las restricciones de operación (SoC).  $\gamma_{\lambda}$  La duración y confiabilidad del suministro durante periodos de escase*

**Respuesta:** De acuerdo los dos primeros comentarios.

Los SAEB no producen energía y no interfieren en el cargo por confiabilidad ni en el cálculo de ENFICC de SAEB híbridos. En caso de que un híbrido aplique las metodologías y sea despachado centralmente, el SAEB no se tiene en cuenta en el cálculo. Esto se aclara

En cuanto los SAEB independientes, los mismos no cumplen con el producto definido en el cargo por confiabilidad, por lo tanto, no tendrán asignaciones de OEF, y no podrán participar en este mecanismo y ninguna de las alternativas y serán objeto de su recaudo para poder pagarle a quienes si prestan dicho servicio. De nuevo se reitera, el SAEB no produce energía.

- *La inclusión de SAEB permitiría que estos proyectos aseguren entregas firmes en momentos críticos, reduciendo la probabilidad de déficit de energía firme. Incluir a los SAEB como recursos habilitados para el Cargo por Confiabilidad no solo refuerza la seguridad del sistema, sino que también permite que la prima del CxC se convierta en un flujo predecible de ingresos, facilitando el cierre financiero de proyectos de almacenamiento. Que la resolución final establezca una metodología para la actualización del ENFICC de proyectos de generación que integren SAEB como parte de un esquema híbrido.*
- *Que los SAEB se incluyan expresamente dentro de las tecnologías habilitadas para prestar el Cargo por Confiabilidad, ya sea de manera individual o en combinación con plantas solares/eólicas.*
- *Podría de forma sencilla valorarse el aporte de potencia que los SAEB realizan durante cualquier hora del día, inclusive la hora punta*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 163 |

- *Diseñar un programa transitorio de cesiones de Obligaciones de Energía Firme (OEF) a favor de los SAEB independientes, que incentive su implementación mientras se desarrolla un esquema definitivo para su participación en el Cargo por Confiabilidad. Esto: fortalece la seguridad de suministro en el corto plazo, aprovechando la flexibilidad y respuesta rápida de las baterías, genera señales de inversión inmediatas, facilita la integración de FNCER, ayuda a atender los riesgos de confiabilidad en el horizonte 2028–2029, acelera la disponibilidad de capacidad firme,*
- *Es necesario redefinir el concepto de Energía Firme para sistemas híbridos. Puede tomarse el caso de Chile que tienen una forma de calcular la potencia.*
- *Es posible observar en distintos mercados a nivel internacional que los SAEB son considerados en el mecanismo de confiabilidad adoptado en cada mercado en particular, considerando su aporte de energía en periodos de mayor riesgo de desabastecimiento o en horas de punta del sistema. Si bien el Cargo por Confiabilidad se refiere a energía firme, lo que lo distingue de otros mecanismos de confiabilidad, el mismo Artículo 41 señala que la prestación de servicios comercializables por parte de SAEB es considerada parte de la actividad de generación de energía eléctrica, reconociendo entonces un aporte de energía, sujeto por supuesto al estado de carga del SAEB.*

**Respuesta:** el producto que ofrece un SAEB es distinto al del cargo por confiabilidad. Se analizará en línea con el Decreto 393 de 2026 servicios por ejemplo potencia por horas (que es una confiabilidad diferente), que es más adecuado. Esto pues en el producto del cargo por confiabilidad y su diseño no cumplen las condiciones: mínimo entregar energía por un periodo de 1 año.

- *Teniendo en cuenta que el CERE constituye un componente en el esquema del CxC, en el caso que los SAEB que participen como agentes independientes en el Mercado de Energía Mayorista, ofreciendo precios en la bolsa de energía, resultaría oportuno precisar su tratamiento frente al recaudo y devolución de dicho componente.*

*En este contexto, un SAEB que actúe como oferente independiente también estaría sujeto al recaudo del CERE, sin beneficiarse de su devolución, dado que no genera energía firme asociada a una OEF, sino que presta servicios complementarios de almacenamiento y arbitraje. Aclarar esto en la resolución.*

**Respuesta:** es claro que aquel recurso que no participe en el cargo por confiabilidad debe regresar dicho componente, pues no aporta en el cargo por confiabilidad. En ese sentido y dado que un SAEB independiente es tratado bajo las reglas de una planta y/o unidad de generación, en la liquidación de la Res. CREG 071 de 2006 deberán retornar dicho dinero del cual no tienen un derecho adquirido.

## 8.4 Título IV - Disposiciones transversales

### 8.4.1 Transversal

Resumen de comentarios:

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 164 |

- *Concepto CNO: El Consejo comparte el problema y objetivos regulatorios del documento soporte de la Resolución en consulta, que coincide con las solicitudes reiteradas respecto a la habilitación de otros servicios para los dispositivos SAEB, que aportan beneficios a la operación segura, confiable y económica del Sistema. Por lo anterior, se emite concepto favorable a la expedición de la mencionada resolución.*

**Respuesta:** la CREG esta incluyendo los análisis de conformidad

- *Se recomienda revisar los criterios ambientales aplicables a proyectos de almacenamiento para evitar que se conviertan en una barrera injustificada al desarrollo de estas tecnologías o ferir los requisitos. No resulta clara la afirmación referente a que el agente ejecutor será responsable de las gestiones para la consecución de la licencia ambiental o de permisos que, en general, se requieran para la ejecución del proyecto.*

**Respuesta:** la CREG no puede ir más allá de sus competencias. El encargado de las reglas ambientales será de la autoridad ambiental.

- *En el Artículo 74, se plantea una modificación al numeral 1.1 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995 para incluir la mención a los SAEB independientes. Sin embargo, se observa una modificación adicional relacionada con la inclusión de las exportaciones a Panamá, sin que la misma se encuentre armonizada o incluida en otros apartes de la reglamentación, en donde igualmente se hace diferenciación entre la demanda doméstica, la demanda TIE y la internacional (Venezuela).*

*En ese sentido, **sugerimos al Regulador sólo modificar la Resolución CREG 024 de 1995 en lo que se sea necesario en el marco de lo establecido en el proyecto de resolución**, y posteriormente, cuando se esté abordando la regulación asociada a las exportaciones a Panamá se realicen las modificaciones correspondientes a la regulación vigente.*

**Respuesta:** se acepta el comentario. No se hace referencia, pero no se modifica: En aplicación del subtítulo CÁLCULO DE LOS PRECIOS DE BOLSA del numeral 1.1 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, el precio ofertado del SAEB independiente para su entrega de energía (descarga) se tendrá en cuenta en aplicación del anterior subtítulo como insumo adicional para la determinación del precio de bolsa.

- *En el Artículo 75 se modifica el numeral 1.1.1.1 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, para incorporar la mención a SAEB independientes, adicionando al final del Numeral 1.1.1.1. la siguiente mención:*

*“En adelante, para la aplicación de la Resolución CREG 024 de 1995, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, o toda reglamentación comercial del mercado de energía mayorista, la generación a nivel horario de las SAEB independientes asociada a sus agentes generadores representantes será tratada en las mismas condiciones que una planta y/o unidad de generación despachada centralmente cuando la capacidad nominal del SAEB sea mayor o igual a 5 MW”*

*Tal como lo indicamos en el comentario 25.4 y de conformidad con el Artículo 41 del proyecto, entendemos que es un requisito obligatorio que el SAEB independiente cuente con una capacidad nominal mayor o igual a 5MW. Por lo que recomendamos ajustar la redacción antes indicada para que la misma vaya en el mismo*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 165 |

*sentido del Artículo 41, es decir, sugerimos evitar la posibilidad de entender que pueden SAEB independientes con capacidad nominal menor a 5 MW.*

*Este mismo comentario se extiende a los ajustes que se realizan en el Artículo 78 del proyecto a la definición de los “Servicios asociados de generación de energía”, el cual da a entender que pueden existir SAEB independientes con capacidad nominal menor a 5MW*

**Respuesta:** se acepta el comentario. Se aclara que la definición por defecto de un SAEB independiente es de capacidad nominal mayor o igual a 5 MW, no existe un SAEB de ese tipo de menor capacidad.

- *En el Artículo 76 se realiza una modificación al Numeral 1.1.3. del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995 para incluir los SAEB al cálculo de la Disponibilidad Comercial. Al respecto presentamos los siguientes comentarios:*

*47.1. Tal como se indicó en el comentario 6, es necesario que se incluyan reglas de detalle asociadas al cálculo de la disponibilidad comercial de los SAEB como activos de red, las cuales no se identifican en el proyecto de resolución.*

*47.2. Si bien el Regulador planteó ajustes al Numeral 1.1.3 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, será necesario plantear los ajustes propios en la descripción detallada del proceso del cálculo de la disponibilidad comercial que debe efectuar el ASIC, en aplicación del Anexo A-2 de la Resolución CREG 024 de 1995. Dichos ajustes, deberá incluir la diferenciación para el cálculo de la disponibilidad comercial de los tres tipos de SAEB previstos en el proyecto de resolución, lo cual entendemos, son reglas adicionales a la definición de los parámetros técnicos a emplear en los SAEB independientes y recursos de generación híbridos, de las que trata el último párrafo del Artículo 76 del proyecto en consulta*

**Respuesta:** El CND y ASIC deberán enviar una propuesta de cálculo de disponibilidad comercial. Esto es parte del proceso de implementación. Allí deberán con detalle indicar el procedimiento que vean necesario. Esto lo deberán hacer tanto para SAEB independiente como híbrido.

- *El Artículo 78 modifica el Numeral 1.3 del Anexo del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, con respecto a la definición de “Reserva de regulación secundaria”, sugerimos a la Comisión, indicar como tiempo de sostenimiento para este servicio el mismo periodo de la oferta realizada para la programación del despacho y redespacho, lo anterior, teniendo en cuenta que los valores programados de holgura se programan y liquidan en términos de una hora de entrega y que además, es posible que durante la operación se presenten escenarios de escasez potencia que exijan al máximo la utilización prolongada de este servicio, con lo cual, se podría comprometer la atención segura y confiable de la demanda si el servicio se limita a 30 minutos*

**Respuesta:** el código de red ha definido dicha cantidad de reserva de regulación secundaria en esa forma. Esta resolución no busca modificar tal termino. Luego en la modernización del mercado se podrá retomar el tema.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 166 |

- En el segundo párrafo del aparte de Oferta de Precios se incluye la mención a los SAEB independientes y a los recursos de generación híbridos, al respecto, recomendamos incluir la palabra “también”, pues entendemos que la indicado en el segundo párrafo es una extensión de las reglas indicadas en el primer párrafo. Para ello sugerimos la siguiente inclusión:

*“Se considerarán también como recurso de generación de las empresas generadoras sus recursos de generación híbridos o aquellas SAEB independientes que representen...”*

**Respuesta:** se acepta el comentario.

- En el aparte “Declaración de disponibilidad” se incluyó lo siguiente:

*“Para lo anterior, el SAEB independiente podrá seleccionar las horas del día en que desea participar para entregar la energía, de tal forma que pueda entregarla únicamente en un rango de horas de mayor demanda participando en PKSG o en cualquier otra hora.”*

*Tal como se indicó en el comentario 25.1, es necesario que el Regulador establezca si los SAEB independientes van a comercializar la energía en la bolsa a través de dos mecanismos diferentes, PB-SAEB y el PKSG, y a partir de allí se debe definir la diferenciación entre ambos servicios, tanto para la Declaración de disponibilidad y oferta de precio, como para la liquidación de las mismas.*

*Es así que, no resulta claro para el CND las horas del día a las que se hace referencia el texto antes citado, dado que por un lado se indica: “de tal forma que pueda entregarla únicamente en un rango de horas de mayor demanda participando en PKSG”, y luego se establece “o en cualquier otra hora”. Dicha regla entendemos, establece una condición particular (“únicamente”) que subyace una regla general (cualquier otra hora)*

**Respuesta:** el mecanismo indica que el SAEB independiente participa en bolsa como cualquier otra planta de generación. Esa es la dirección a tomar. Se elimina lo de PKSG y otros términos para evitar confusiones.

- Con respecto al Artículo 80, el cual modifica el numeral 3.3 del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 asociado al cálculo del Despacho económico tenemos los siguientes comentarios:

- En el último párrafo del texto propuesto en el Artículo 80 se indica lo siguiente:

*“Cuando dos o más recursos tengan precio de oferta igual al Costo Marginal, la generación se asigna en forma proporcional a la disponibilidad remanente de cada planta o SAEB independiente, teniendo en cuenta las restricciones técnicas y eléctricas (...).”*

*Al respecto no resulta clara esta regla pues entendemos que el desempate de precios de ofertas, lo cual entendemos incluiría las ofertas de precios de los SAEB independientes se realiza como paso previo al cálculo del despacho económico, por lo que no vemos posible que se tengan dos o más recursos de generación o SAEB independiente con igual oferta al costo marginal resultado del Despacho económico*

- Tenido en cuenta que los dispositivos SAEB independientes pueden ser programados en el Despacho Económico y al mismo tiempo puede ser asignado en AGC, sugerimos a la Comisión

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 167 |

*ajustar la redacción del segundo párrafo propuesto y que hace referencia a este servicio. Para ello, proponemos la siguiente redacción para este párrafo*

*“(…) Debe tenerse en cuenta que cuando se programa un SAEB independiente en el despacho económico y al mismo tiempo queda asignado en AGC, el SAEB deberá regular la potencia entregada o absorbida en función del valor de carga o descarga programado, según sea el caso. El SAEB independiente debe tener la capacidad de carga y descarga disponible para subir o disminuir su generación o consumo conforme a la holgura asignada en el AGC.”*

- *Adicionalmente, se indica en la propuesta de resolución lo siguiente:*

*"Respecto de los periodos de carga de un SAEB independiente o un recurso de generación híbrido, cuando este último se cargue del SIN, el agente generador representante decidirá los periodos del día en que se carga el SAEB para poder cumplir con su programa de generación. La carga de los SAEB se considerará en la declaración de la proyección de demanda que realiza el comercializador conforme a lo dispuesto en el numeral 3.1 del Código de Operación.*

*Del anterior texto, y de acuerdo con los comentarios realizados anteriormente, sugerimos a la Comisión reemplazar el texto citado y considerar el siguiente:*

*Respecto de los periodos de carga de un SAEB independiente o un recurso de generación híbrido, cuando este último se cargue del SIN, el agente generador representante decidirá los periodos del día en que se carga el SAEB para poder cumplir con su programa de generación y deberá ser suministrada oportunamente al comercializador respectivo con el fin de que este último considere la carga de los SAEB en la declaración de la proyección de demanda que realiza conforme a lo dispuesto en el numeral 3.1 del Código de Operación*

**Respuesta:** se incluye criterios para tener en cuenta en el despacho económico, sin modificar la regulación. El CND deberá tener en cuenta los criterios para la modificación al despacho económico, el cual siempre ha sido actualizado por CND a través del tiempo. Criterios:

- Para la energía entregada (descarga) el SAEB independiente será programado en los modelos de optimización del despacho y redespacho semejante a una unidad y/o planta de generación, teniendo en cuenta las características técnicas de un SAEB independiente.
- Los agentes generadores representantes del SAEB independiente deberán realizar una Declaración de Disponibilidad y ofertar un Precio de Oferta por la energía que será entregada (descargada) para el despacho económico, en las mismas condiciones que una planta y/o unidad de generación conforme al numeral 3.1 al Código de Operación anexo a la Resolución CREG 025 de 1995.
- El agente generador diariamente, adicional a la declaración de disponibilidad para entregar energía (descarga) y la oferta de precio, deberá decidir y declarar para el despacho económico si el SAEB independiente que representa: i) será cargado en las horas que seleccione el modelo de optimización, con potestad del modelo de optimización la de decidir si es o no cargado, o ii) si se realizará una declaración de las horas en que

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 168 |

quiere participar para que el SAEB independiente sea cargado, en donde igualmente el problema de optimización puede decidir si es o no cargado. En el caso ii) anterior, es decir, por la declaración de disponibilidad de las horas de carga, no existirá oferta de precio.

- Conforme a lo anterior, el SAEB independiente podrá, quedar despachado entregando energía (descargado) conforme a su declaración de disponibilidad y precio de oferta y sujeto en todos los casos a si el problema de optimización decide que es cargado para las horas que este decida.
- En cualquier caso, el modelo de optimización del despacho económico y redespacho para el día  $t$ , tiene en cuenta las condiciones del día  $t-1$ .
- El redespacho se aplicará en la misma forma y conforme al Anexo Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, teniendo en cuenta también lo declarado para el despacho económico.
- Debe tenerse en cuenta que cuando se programa un SAEB independiente en el despacho económico y al mismo tiempo queda asignado en AGC, el SAEB independiente deberá regular la potencia entregada en función del valor de descarga programada. El SAEB independiente debe tener la capacidad de descarga disponible para subir o disminuir su generación conforme a la holgura asignada en el AGC.
- El despacho ideal seguirá aplicando derivado del Despacho económico, teniendo en cuenta adicionalmente las características técnicas de las SAEB y sin considerar las restricciones del STN, STR o SDL y mismos lineamientos del Despacho Ideal de que trata el Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995.
- En la operación real, numeral 5.2 anexo código de operación Resolución CREG 025 de 1995 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, el SAEB independiente podrá ser usado con base en los requerimientos del sistema, su precio de oferta, características técnicas y sus estados de carga y/o descarga y/o según la coordinación que realice el CND.
- Así mismo, se deberá tener en cuenta que el SAEB independiente durante la operación real y ante eventos tendrá las características técnicas definidas en esta resolución y/o según la coordinación que realice el CND.
- *Solicitamos a la Comisión que en la resolución definitiva que se establezcan los criterios que se deben tener en cuenta en relación con la vigencia de la garantía de cumplimiento, dado que no se encuentra definido en el proyecto de resolución*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 169 |

**Respuesta:** luego de los cambios incluidos, entendemos que ya cumplen con los requerimientos de garantías al ser una planta más. El CND y ASIC deberán en la parte de implementación indicar si esto es necesario con el detalle necesario.

## 8.4.2 Reglas asignación capacidad

Resumen de comentarios:

- *Se debe Introducir mecanismos de remuneración por capacidad (subasta de capacidad de la UPME) y disponibilidad (COP/MW-mes)*

**Respuesta:** Este comentario excede el alcance de la propuesta regulatoria considerando que las disposiciones de asignación de capacidad de transporte se encuentran establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021 y un ajuste como el solicitado no puede ser aplicado únicamente para los SAEB. Por lo tanto, este tema será analizado dentro de la revisión de la actualización normativa de la Resolución CREG 075 de 2021.

- El artículo 57 no distingue de forma clara las condiciones aplicables a los proyectos de generación que ya se encuentran en operación o en fase de construcción y que desean adicionar un SAEB, frente a aquellos proyectos nuevos que quieren incorporarlo desde el inicio. Esta diferenciación es importante, ya que los proyectos existentes cuentan con infraestructura y capacidad de transporte previamente asignada, por lo que imponerles el mismo procedimiento de conexión y estudios aplicables a nuevos proyectos podría desincentivar la incorporación de almacenamiento y retrasar su implementación.

**Respuesta:** Con respecto a la asignación de capacidad de transporte la diferencia está entre que el proyecto de generación ya tenga capacidad asignada (lo cual incluye los que ya estén en operación) o no la tenga, al momento de adicionar el SAEB. En la resolución se menciona que los proyectos que ya tienen capacidad asignada deben solicitar un concepto de no objeción emitido por el responsable de la asignación de capacidad. De otra parte, cuando un proyecto no tiene la capacidad asignada, con o sin batería incorporada, debe solicitar la asignación de capacidad de transporte aplicando la regulación que se encuentre vigente para ello. En el texto final se ajusta el artículo con fin de dar mayor claridad.

- Reglamentar un tiempo máximo de respuesta para el concepto de no objeción de la UPME. Este concepto es necesario para la implementación de sistemas de almacenamiento en proyectos híbridos cuando no se requiere aumentar la capacidad de transporte

**Respuesta:** La Comisión entiende que este plazo será determinado por la UPME como parte de los ajustes que tendría el procedimiento de asignación de capacidad de transporte a partir de la expedición de la regulación para incorporación de los SAEB en el sistema.

- Viabilizar proyectos híbridos que integren generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB) u otras combinaciones. que se considere un marco regulatorio que reconozca esta complementariedad y facilite su implementación, incluyendo criterios claros para la asignación

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 170 |

de capacidad de transporte, liquidación de energía, licenciamiento ambiental y operación coordinada de los recursos de generación.

- **Respuesta:** Este comentario excede el alcance de la propuesta regulatoria considerando que las disposiciones de asignación de capacidad de transporte se encuentran establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021 y un ajuste como el solicitado no puede ser aplicado únicamente para los SAEB. Por lo tanto, este tema será analizado dentro de la revisión de la actualización normativa de la Resolución CREG 075 de 2021.

### 8.4.3 Reglas de conexión y operación

Resumen de comentarios:

- *Integración de Grid Forming (GFM): La necesidad de que los SAEB posean la capacidad de Formación de Red (Grid Forming) es importante para soportar sistemas débiles y aportar inercia. Aunque se sugiere la evaluación de esta capacidad, no se establece como un requisito obligatorio en el articulado técnico de la resolución (Art. 58).*

*Establecer la obligatoriedad del control Formador de Red (GFM) para todos los SAEB que se conecten al STN y STR, o de capacidad mayor a 5 MW, dada la necesidad identificada por XM de que aporten inercia emulada o sintética y cortocircuito emulado, lo cual va más allá de los servicios de soporte de red identificados actualmente.*

- *Si bien se propone incluir que los controles de los SAEB tengan capacidades Grid-Forming, de manera que puedan aportar inercia sintética o emulada para fortalecer la red, es importante tener en cuenta la referencia internacional de la FERC, en donde en la directiva E-1-RM25-3-000 indica que se implementen donde sea posible. En la experiencia internacional, estos dispositivos se encuentran en desarrollo y solo se ha instalado un inversor con capacidad Grid-Forming en Hawaii, por lo cual, es importante que, antes de introducir tecnologías en el país*
- *Los artículos 68 solo describen las funcionalidades requeridas (inercia, corriente de cortocircuito, POD, arranque autónomo), pero no establecen niveles mínimos de desempeño ni tiempos de respuesta. La definición de parámetros básicos fortalecerá la seguridad del SIN y facilitará el trabajo posterior del CNO al elaborar los acuerdos técnico*
- *En relación con los servicios que deben proveer los SAEB conectados al SIN (artículo 68), consideramos que no es viable solicitar el servicio de estabilización de potencia, considerando que comercialmente esa función no es ofrecida por los proveedores de sistemas de control de los SAEB*
- *Requisitos técnicos exigentes dificultan el ingreso de nuevas tecnologías, altas barreras exigen experiencias difíciles para nuevos participantes. Deben ser proporcionados al tamaño, función y tipo de proyecto, evitando exigencias que encarezcan innecesariamente la inversión.*
- *El proyecto menciona la adopción de estándares internacionales (como IEEE 2800), pero no detalla cómo se garantizará la interoperabilidad entre diferentes tecnologías, proveedores y sistemas de gestión, requisitos de comunicación, ciberseguridad y actualización tecnológica,*
- *consideramos acertado que no se aplique como requisito arranque autónomo a los recursos, especialmente a los de generación híbrida solar o eólica de 1 a 5 MW, actualmente bajo la regulación vigente una plata de 1 a 5MW o menor a 1MW no debe cumplir con este servicio de arranque autónomo, este requisito se traduciría en*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 171 |

que realizar la transición de una planta de generación a un recurso de generación híbrido añadiría una condición operativa que cumplir, desestimando la instalación de almacenamiento.

- Se sugiere revisar los literales b), c), d), e), f) y g), a efectos de escalonar esos requisitos según la ubicación eléctrica (fortaleza del punto de conexión), tamaño del SAEB, o permitir planes de crecimiento gradual del aporte (fases de cumplimiento) para no penalizar al inicio del proyecto, que es la parte donde los proyectos renovables enfrentan sus costes de capital, que son más considerables que los costes de proyectos fósiles.

Los SAEB ligados a renovables pueden tener más dificultad técnica para cumplir ciertos requisitos de inercia sintética o aportes de cortocircuito frente a SAEB diseñados junto con plantas fósiles convencionales, las cuales ya tienen inercia y robustez eléctrica.

Si el reglamento impone niveles muy altos de rendimiento en estos servicios (por ejemplo, exigir aportes de cortocircuito cercanos al de una planta síncrona grande) puede convertirse en barrera de entrada para SAEB renovables por costo o viabilidad técnica.

Se sugiere que el literal h) permita márgenes de tolerancia o tiempos de transición para esas limitaciones internas del SAEB; reconocer en la regulación esas acciones de protección si están justificadas técnicamente. La “no cesación momentánea de potencia” puede penalizar sistemas que automáticamente limitan potencia para proteger baterías ante ciertas condiciones (temperatura, límites internos) si esa gestión local no está permitida.

- Se requiere especificar cuales de los numerales de a) a p) aplican a cada una de las modalidades: activo de red; SAEB independiente y modo híbrido.
- Respecto a las funciones indicadas que debe suministrar cualquier SAEB que se conecte al SIN se sugiere tener presente que para cada uno de estos servicios se requiere de un dimensionamiento específico de la solución pues cada función listada puede representar ciclos de carga y descarga diferentes en tiempo y energía entregada o consumida, esto afecta tanto el tipo de batería, como su tamaño, el tamaño del inversor y las lógicas a implementar en el BMS, esto sin contar con la función principal para la cual se define la solución y que también tendría un diseño diferente, esto puede impactar el costo de implementación de la solución
- Diferenciar los requisitos. Las capacidades GFM deberían ser inicialmente opcionales, o requeridas solo para SAEB de gran escala (>50MW) o conectados en niveles de tensión críticos (>220kV), e introducirse progresivamente.
- a partir del artículo 58, que los requisitos están siendo exigidos de manera transversal a los distintos tipos de SAEB contemplados en la propuesta (SAEB como activos de red, SAEB independientes y SAEB para recursos de generación híbridos). No obstante, consideramos que los requisitos técnicos deben corresponder a la función específica para la cual los SAEB serán concebidos y utilizados en el SIN. En ese sentido:
  - Arranque autónomo: De acuerdo con el Código de Redes, el servicio de restablecimiento es de carácter opcional y solo lo prestan los activos de generación que cuentan con las condiciones técnicas necesarias. Si bien reconocemos que los SAEB pueden ofrecer condiciones óptimas para este servicio (como el arranque autónomo o el modo de operación conocido como grid-forming inverters), su implementación requiere configuraciones y equipamientos especializados que no todos los proyectos ni proveedores ofrecen, y que en muchos casos no son técnica ni económicamente viables. Por tanto, este servicio no debería ser obligatorio, y su prestación debería incentivarse mediante un esquema de mercado específico o un mecanismo de remuneración
  - Aporte de inercia emulada o sintética, y/o cortocircuito emulado o sintético: La exigencia de estos requisitos a los SAEB concebidos como activos de red podría desvirtuar su función principal (aplazar

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 172 |

*o evitar inversiones, mejorar la calidad del servicio, gestionar congestiones o prestar soporte operativo puntual), afectando su esquema de remuneración y su naturaleza de activo regulado.*

**Respuesta:** CND mediante radicados CREG E2026000686 de fecha 19 de enero de 2026 y E2026005745 de fecha 21 de abril de 2026 envía la propuesta inicial y ajustada del uso del control formador de red (*Grid-Forming - GFM*) para recursos basados en inversores, con énfasis en SAEB, la cual fue puesta en comentarios con el público en enero de 2026.

Para la construcción de la propuesta se observa que hubo retroalimentación de universidades, agentes y desarrolladores de SAEB.

El documento que se comparte con la CREG es el actualizado luego del análisis de comentarios y con la respuesta a los mismos. Este documento se tiene en cuenta para el desarrollo de la presente resolución. Se puede encontrar en el siguiente enlace:

[Conversatorio sobre el uso del control formador de red \(GFM\) en sistemas de almacenamiento con baterías. | Portal XM](#)

Conversatorio: <https://www.youtube.com/watch?v=uuWyID6pHDg>

Documento: [https://www.xm.com.co/sites/default/files/inline-images/video%202\\_0.png](https://www.xm.com.co/sites/default/files/inline-images/video%202_0.png)

A partir de los análisis, discusiones del anterior documento<sup>75</sup>, el cual se tiene en cuenta en la propuesta se encuentra que es posible tener GFM actualmente a partir de 1 MW y que su inclusión permite tener varias funciones integradas, entre otras, como las siguientes que resaltamos:

- Capacidad de operar ante diferente relación  $SCR^{76}$  y  $X/R^{77}$

---

<sup>75</sup> En radicado CREG E2026006383 reposan las funcionalidades donde se aclaran tiempos de respuesta y otras especificaciones sobre los requisitos, las cuales todas se adoptan e incluyen en la misma forma en la resolución. Así mismo se especifican otras particularidades que surgen de las reuniones de trabajo conjunta con CND.

<sup>76</sup> Métrica de la capacidad de un nodo de la red eléctrica para mantener su tensión ante variaciones de corriente. Es un indicador adimensional de la fortaleza de la red y puede ser calculado según la definición de la norma IEEE 2800 de 2022

<sup>77</sup> Comparación numérica entre la reactancia y la resistencia de la impedancia equivalente de la red. Es una métrica adimensional

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 173 |

- Mitigación de perturbaciones por variación instantánea de la amplitud y ángulo de la tensión
- Mitigación y operación ante un evento ROCOF
- Respuesta de potencia reactiva durante contingencias
- Respuesta rápida en potencia activa
- Comportamiento adecuado ante limitación de corriente
- Amortiguamiento de las oscilaciones del sistema de potencia
- Aporte de corriente de corto circuito
- Aporte de inercia sintética
- Capacidad de sobre carga temporal
- Capacidad de arranque autónomo
- Capacidad de permanecer conectado al sistema durante un evento
- Regulación primaria

Luego, derivado de las discusiones y en aclaraciones con el CND, se destaca que estos han encontrado valores mínimos a proporcionar por un SAEB con GFM, como lo son en aportes de inercia sintética, corto circuito emulado y regulación primaria. Aquí se adoptan los valores mínimos sugeridos y simulados para Colombia. Se estudiará en regulación independiente si se necesita de un mercado que aporte por encima del requisito mínimo.

Igualmente sobre otros requerimientos que apliquen sobre los requisitos establecidos para la operación, se podrán establecer en el Acuerdo CNO

Es importante mencionar que los anteriores requisitos aplican sobre el SAEB, sea que este como activo de red, como independiente o en un recurso de generación híbrido.

Queda claro que SAEB como activos de red e independientes se cumplen en punto de conexión y cómo es nueva regulación y no existe ninguno, todos los SAEB entran con GFM, excepto en los casos que sean SAEB como activos de red que su capacidad sea menor a 1 MW, que cumplirán Grid Following GFL con soporte de tensión, soporte de frecuencia, operación ante falla tipo Fault Ride Through (FRT), respuesta rápida de

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 174 |

corriente activa y reactiva en secuencia positiva y negativa y supervisión (lo cual esta incluido también en el documento y aclaraciones con CND). Resta aclarar los recursos de generación híbridos.

Así las cosas, únicamente para los que son híbridos, dado que ya existen actualmente algunas plantas operando en dicha forma, se tiene en cuenta una regla que se conserve el diseño del inversionista si se cumplen los siguientes casos, los cuales cubren mayormente los proyectos comprometidos:

- ya se encuentra operando comercialmente, o
- Si ya ha iniciado un proceso de solicitud de conexión y entra en operación comercial hasta 31 de diciembre de 2029, o
- Ya tiene punto de conexión aprobado y entra en operación comercial antes de 31 de diciembre de 2029, o
- Inicia de forma posterior a la expedición de esta resolución una solicitud de conexión y el inicio de la anterior solicitud es hasta antes de la expedición de los acuerdos y entra en operación comercial antes de 31 de diciembre de 2029,

En aplicación de lo anterior, si un recurso de generación híbrido no cumple con alguno de los casos anteriores y entra en operación comercial antes de 2030, se deberá cumplir con GFL con soporte de tensión, soporte de frecuencia, operación ante falla tipo *Fault Ride Through* (FRT), respuesta rápida de corriente activa y reactiva en secuencia positiva y negativa y supervisión. Esto mismo deberá ser cumplido si el recurso de generación híbrido entra en operación comercial a partir de 2030 y su SAEB es de capacidad menor a 1 MW.

También aplicará un proceso de normalización sobre los anteriores SAEB que entren en operación. Esto es, aquellos que cambien de inversor, si su SAEB es menor de 1 MW cumplirán los aportes antes referidos con GFL y si son de capacidad mayor o igual a 1 MW cumplirán con GFM con los requerimientos establecidos. En estos casos se requiere de un tiempo de implementación para poder incluirlos en el despacho como se explicará más adelante

En cualquier caso, de recurso de generación híbrido, se deberá cumplir con GFM en el SAEB a partir de 2030.

En la resolución se tiene en cuenta que:

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 175 |

- Un SAEB independiente solicita capacidad de conexión con la Res. CREG 075 de 2021. Igualmente, un recurso de generación híbrido deberá solicitar capacidad con la Resolución CREG 075 de 2021, lo anterior cuando no le aplique por capacidad del activo de generación la Res. CREG 174 de 2021.

Aquí se cubre por ejemplo los que apliquen la Res. CREG 025 de 1995 (térmica e hidráulica y otras tecnologías síncronas o convencionales), 060 de 2019 y 148 de 2021 (solar y eólica), todos mayores o iguales a 5 MW.

- Un recurso de generación híbrido aplicará la Resolución CREG 174 de 2021, siempre que la capacidad efectiva neta del activo de generación sea menor a 5 MW (no se tiene en cuenta la capacidad del SAEB). Esto de que un activo de generación de CEN menor a 5 MW aplique la Res. CREG 174 de 2021 no es nuevo, ya está regulado en la Resolución CREG 101 099 de 2026. Así mismo, se aclaran las reglas para híbridos de AGPE, GD y Comunidades energéticas, incorporando cómo se revisa los requisitos por parte del OR. Las reglas usan reglas semejantes en algunas partes como se hicieron en la Resolución CREG 101 104 de 2026.

Con lo anterior se cubren todos los tipos de recursos de generación híbridos que puedan existir en el SIN, teniendo siempre en cuenta que los requisitos técnicos sobre el activo de generación principal son los de la regulación vigente.

Las reglas del SAEB y la planta del recurso de generación híbrido se verifican independiente.

Aquí es importante señalar que las plantas en un recurso de generación híbrido continuarán aplicando sus reglas vigentes conforme la tecnología: por ejemplo las resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022. La inquietud nace es en cómo se miden las respuestas independientes en un mismo punto o cómo se entiende se complementan o se agregan las respuestas. Este es un aspecto de la operación que se determinará en Acuerdo CNO.

- *Que a los SAEB de recursos de generación híbridos no despachados centralmente les apliquen los mismos requisitos para recursos de generación híbridos despachados centralmente*

**Respuesta:** Las reglas del SAEB y la planta del recurso de generación híbrido se verifican independiente. Con lo explicado en la respuesta a las preguntas anteriores, se cubren todos los tipos de recursos de generación híbridos que puedan existir en el SIN,

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 176 |

teniendo siempre en cuenta que los requisitos técnicos sobre el activo de generación principal son los de la regulación vigente.

- *Se recomienda implementar un mecanismo de reporte horario o en tiempo real de la capacidad de carga, generación y puesta en marcha, Si la infraestructura tecnológica no existe, debe desarrollarse para garantizar la seguridad del sistema.*

**Respuesta:** dentro de las variables a supervisar se encuentra el estado de carga. Esta cubierto.

- *Que se incorporen revisiones periódicas para incorporar avances tecnológicos*

**Respuesta:** Esto se tiene en cuenta. Se tendrán revisiones por parte de CND para evaluar nuevos requerimientos, los cuales puede venir acompañados de avances tecnológicos

- *Se recomienda incluir explícitamente en el Art. 58 la obligatoriedad de utilizar modelos EMT en los estudios de conexión para garantizar la estabilidad bajo fallas, inestabilidad de controles y operación con bajo nivel de corto circuito.*

**Respuesta:** Esto se tiene en cuenta. Se incluye EMT.

- *Las funcionalidades que se indican son de obligatorio cumplimiento y se deben entregar según la necesidad operativa en tiempo real. Al respecto, es preciso tener en consideración que la entrega de alguno de estos servicios podría impedir el ciclaje previsto para un SAEB pues podría requerir el mantener un determinado estado de carga o descargar energía en horas en las cuales no estaba previsto que ocurriera. Ello es de gran relevancia para SAEB que proyectan recibir parte importante de sus ingresos por arbitraje de energía.*

**Respuesta:** Los requisitos técnicos exigidos se entregan según la necesidad operativa del sistema. Ahora bien, la participación en el MEM es igual que cualquier otra planta, estas también en el momento que son requeridos son cambiados en su programa. En todo caso no se tiene un servicio de arbitraje implementado propiamente, esto ocurre implícitamente.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 177 |

- *Art 58: modificar que cuando no operan como activo de red, el agente representante del SAEB podrá acogerse a consignas remotas de potencia activa o realizar los cambios en la inyección o retiro por su cuenta por medio de consignas locales*

**Respuesta:** se incluye.

- *Vemos fundamental que los requisitos técnicos y de desempeño sean proporcionales al tamaño y a la función del SAEB. No todas las aplicaciones requieren la misma eficiencia, ni el mismo número de ciclos o disponibilidad operativa. Por tanto, solicitamos que la CREG adopte escalones de exigencia diferenciados de acuerdo con el tipo de SAEB (activo de la red, independiente e híbrido) y que considere la experiencia internacional, donde los límites de indisponibilidad varían ampliamente*

**Respuesta:** Ya se explicaron las diferencias por capacidad

- *Asegurar la implementación efectiva de mediciones sincrofasoriales (PMU), como se considera en la actualización del Código de Redes, para la evaluación continua y detallada de la prestación de SSCC como la RPF, subsanando la deficiencia actual del muestreo discreto del SCADA.*

**Respuesta:** El requerimiento es obligatorio, sino no se puede entrar en operación comercial. En todo caso se complementa que también deben tener supervisión convencional, esto dado que el CND aclara lo siguiente:

*(...) La necesidad de supervisión tradicional mediante protocolos IEC 104 (IEC 60870-5-104) o ICCP (IEC 60870-6) para la supervisión y control de equipos eléctricos radica en su capacidad para ofrecer una comunicación fiable, estandarizada y directa sobre redes TCP/IP, mientras que la supervisión fasorial que se realiza mediante protocolos IEEE (C37.118) es un estándar enfocado en el análisis dinámico de alta velocidad, no en el control operativo ni en la gestión de eventos asociados a cambios de estado o señalización.*

*Ambos estándares (tradicional y fasorial) son esenciales para la operación de las redes eléctricas modernas, y tienen propósitos distintos y complementarios:*

- *Propósito Funcional:*

*IEC 104 o ICCP Está diseñado para el control operativo, la adquisición de datos, el estado de los equipos y la gestión de alarmas (supervisión tradicional SCADA).*

*IEEE C37.118: Está diseñado para la medición sincrofasorial (PMU - Unidades de Medición Fasorial), enfocándose en la precisión de la magnitud y fase de*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 178 |

*voltajes/corrientes, la frecuencia (medición de estados dinámicos), y la sincronización de tiempo de los medidores.*

- **Gestión de Eventos:**

*IEC 104 o IEC 104 está diseñado para reportar eventos discretos (ej. "el interruptor X se abrió").*

*IEEE C37.118 esta diseñado para ver qué le pasó a la forma de onda eléctrica en microsegundos.*

- **Capacidad de Control:**

*IEC 104 o IEC 104 permite enviar comandos de control a los equipos.*

*IEEE C37.118 es principalmente un estándar de medición y transmisión de datos, no de control. (...)*

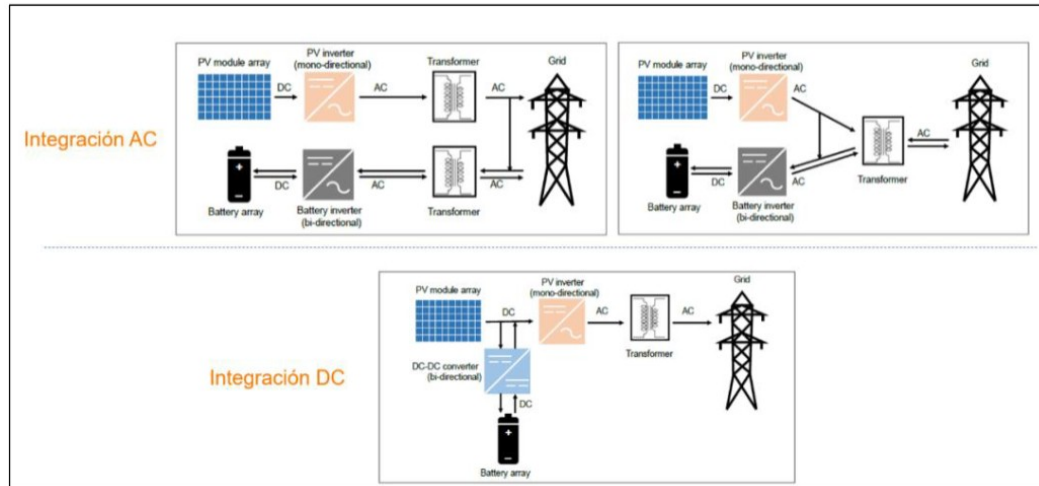
- *Conexión y operación de un SAEB al SIN. Teniendo en cuenta la cantidad de requisitos técnicos y de operación que se menciona debe cumplir un SAEB, se debe validar si algunas de las soluciones que se espera que las baterías mitiguen, tengan una solución más efectiva con otra tecnología, por ejemplo, un STATCOM para el control de tensión o un compensador síncrono para inercia del sistema, de manera que su dimensionamiento y operatividad no se vea afectada por la integración de múltiples servicios*

**Respuesta:** Ya en la planeación que realiza la UPME incluye lo que haya lugar. Sin embargo, por medio del mercado se permite la entrada de SAEB

- *Con base en experiencia y en un referenciamiento técnico internacional, la integración de SAEB en esquemas híbridos puede realizarse mediante dos configuraciones principales: acoplamiento en corriente alterna (AC) y acoplamiento en corriente continua (DC). Ambas opciones ofrecen características y beneficios diferenciados:*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 179 |



De cara a lo planteado en el artículo 58, consideramos necesario que, en las definiciones que establecerá el CNO, se tenga en cuenta la funcionalidad técnica del tipo de acoplamiento (AC o DC) que puede implementarse en un sistema híbrido de generación, así como las restricciones operativas asociadas a cada configuración, evitando que estas definiciones se conviertan en barreras o limitaciones para la integración eficiente de los SAEB en esquemas híbridos

Con lo anterior, la inclusión de los SAEB en proyectos híbridos no debe reconocerse como un activo independiente, sino como un complemento funcional al sistema de generación al cual se integra. En consecuencia, los requisitos técnicos y operativos que se exijan a estos proyectos deben mantenerse únicamente asociados a la planta de generación, de manera que el conjunto (SAEB + planta de generación) sea evaluado como una única instalación integrada.

Exigir un cumplimiento técnico separado para los SAEB en esquemas híbridos, especialmente bajo ciertas configuraciones de acoplamiento, podría restringir la prestación eficiente de algunos servicios y limitar la flexibilidad operativa del conjunto híbrido

**Respuesta:** Ya se explicaron los requerimientos necesarios por capacidad. Se observan dichos ejemplos planteados en el comentario y de las discusiones con CND. La decisión es cumplir GFM a partir de 2030 y los requisitos especificados (SAEB mayor o igual a 1 MW), lo cual deberá ser llevado a cabo con la tecnología y tipo de conexión que lo permita. En otros casos pequeños, los SAEB menores de 1 MW, se cumplirá con GFL con la tecnología (y los requisitos solicitados) y tipo de conexión que lo permita. Esto pues lo que se requiere es una operación segura y confiable en el sistema, se solicita lo actual y que es viable.

- Es indispensable que el marco normativo precise el tratamiento aplicable a los autogeneradores, tanto para aquellos que entregan excedentes al SIN como para los que no lo hacen. En ambos casos, se requiere definir con claridad los parámetros técnicos exigidos, los mecanismos de verificación de su cumplimiento y los incentivos o penalizaciones aplicables en relación con los servicios requeridos.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 180 |

*En particular, para los autogeneradores sin entrega de excedentes, donde no existe una frontera de generación ni una capacidad de transporte asignada, es fundamental establecer cómo se prestarán los servicios que impliquen el uso de dicha capacidad de transporte, asegurando coherencia técnica y regulatoria en su implementación.*

*Una definición clara y transparente de estos aspectos evitará interpretaciones ambiguas y garantizará la proporcionalidad en los requisitos exigidos. Esta claridad debe estar en línea con lo establecido por la Comisión en el Concepto CREG 3889 de 2023, en el cual se reconoce que el CNO tiene la facultad de definir el cumplimiento de los requisitos técnicos según la naturaleza específica de cada proyecto.*

*En este sentido, y con base en las lecciones aprendidas durante la implementación de las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022, reiteramos la importancia de que la Comisión establezca expresamente que será a través de los Acuerdos del CNO donde se definan las necesidades técnicas y la aplicación diferenciada de los requisitos para los SAEB, según el tipo de servicio que se preste y la naturaleza de la instalación*

**Respuesta:** Se tiene en cuenta el comentario. La Regulación se modifica para considerar cualquier tipo de recurso híbrido, entre estos autogeneradores, y de cualquier tamaño. Esto se explicó anteriormente.

- Añadir un literal al Artículo 58 que exija el cumplimiento de estándares robustos de ciberseguridad (ej. IEC 62443 o alineados con NERC CIP) para los sistemas de control y comunicación de los SAEB

**Respuesta:** Cuando se tiene conexión con el CND se usan estándares de conexión seguros. Igual en acuerdo CNO se podrá complementar este hecho, el CNO incluso puede complementar los requerimientos de supervisión para una operación segura.

- *Incorporar reglas de medición avanzada, Adopción de plataformas de gestión y supervisión en tiempo real: Incorporar sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) compatibles con estándares internacionales. • Establecimiento de certificaciones de calidad en medición: Requerir que todos los SAEB cuenten con instrumentos de medición calibrados y certificados según normas internacionales (ej. NTC 4090, NTC 3660 y NTC 5530), entre otros.*

**Respuesta:** Ya se establecen los tipos de supervisión y lo que deben cumplir. Siempre que estén dentro de los protocolos del CND.

- *Si bien el proyecto de Resolución establece que los parámetros técnicos para la prestación de servicios a la red como regulación secundaria de frecuencia los deberá establecer el CNO, es de resaltar que el CNO debe reconocer las características propias de los sistemas de almacenamiento de energía y en ningún caso tratar de trasladar los parámetros exigidos a un generador a un sistema de almacenamiento*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 181 |

**Respuesta:** Ya se establecen los requisitos. La Regla es que el CNO establece acuerdos sobre dichos requisitos.

- *Considerar la revisión, modificación o incorporación de reglas en la Resolución CREG 038 de 2014 (Código de Medida) incentiven que en las diferentes fronteras comerciales asociadas a todos los SAEB (de consumo o entrega) las fallas de los equipos instalados en sus sistemas de medida, se deban reemplazar, reponer o gestionar en tiempos diferentes a los actualmente dispuestos en el citado Código. Lo anterior por cuanto entendemos que para la oportuna y adecuada consideración de los SAEB en el mercado será fundamental contar con la mayor disponibilidad en el reporte y confiabilidad de sus medidas. De igual forma sugerimos a la Comisión considerar la revisión de los plazos de reporte de lecturas de consumo en los SAEB, las consecuencias del no reporte de lecturas y el tratamiento de hallazgos en las fronteras de los SAEB cuando en las diferentes verificaciones y las causales de cancelación de las mismas en armonía con lo definido en el Anexo 11 del Código de Medida. En el mismo sentido recomendamos que en la resolución definitiva se indique que el Consejo Nacional de Operación (CNO) deberá actualizar o definir los acuerdos pertinentes para el tratamiento respecto de curvas típicas para las fronteras comerciales de carga y descarga de los SAEB*

**Respuesta:** con los cambios realizados, CND y ASIC deben evaluar el detalle necesario en el periodo de implementación y enviar la propuesta a la Comisión.

- *De lo indicado en el Artículo 42, entendemos que para la conexión y operación de un SAEB se deberá cumplir con lo dispuesto en el Artículo 58 del proyecto y las condiciones técnicas y operativas que defina el CNO. En ese sentido, solicitamos al Regulador eliminar la mención “De forma general”, dispuesta al inicio del Artículo 42, pues la misma podría conllevar a diferencias de interpretación con los agentes en la aplicación del mencionado artículo. Este mismo comentario, lo extendemos al Artículo 45 y 58, que incluyen igualmente la mención “De forma general”*

**Respuesta:** Se acepta el comentario.

- *Por otro lado, es importante que dentro de la revisión normativa se consideren esquemas actuales en donde participan plantas de generación, y que eventualmente podrían estar presentes los SAEB independientes, como lo son, por ejemplo: Activos de conexión compartidos (Resolución CREG 200 de 2019) y Fronteras de generación embebidas en activos de conexión de usuarios (Resolución CREG 101 070 de 2025), etc*

**Respuesta:** Se acepta el comentario. Se incluye claridad de que podrán participar como híbridos, no podrán aun SAEB independientes, pues las reglas no están diseñadas para SAEB.

- *Respecto al artículo 58, “Conexión y operación de un SAEB al SIN.”, tenemos los siguientes comentarios:*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 182 |

- Respecto al literal e), aporte de inercia emulada o sintética, sugerimos incluir un requerimiento mínimo para este servicio, para lo cual sugerimos un valor de 3 segundos medidos con referencia a la capacidad nominal del SAEB a instalar
- Respecto al literal f), aporte de cortocircuito emulado o sintético, sugerimos indicar que el mismo debe ser como mínimo equivalente a 3 veces la corriente nominal del SAEB que se instala
- Teniendo en cuenta que es de interés probar que esta tecnología es estable, sugerimos a la comisión incluir los siguientes dos ítems:  
  
Operar de forma estable, ante condiciones variables de SCR y X/R. No presentar resonancias y amortiguar oscilaciones en la franja 1-660
- Respecto al literal k), Requisitos del control de tensión y potencia reactiva en modos factor de potencia, tensión y potencia reactiva y de forma remota, sugerimos a la Comisión tener en consideración los siguientes comentarios
  - Indicar en el primer párrafo que los requerimientos aplican para SAEB como activos de red conectado al STN o STR
  - En el caso de los SAEB como activos de red del SDL, solicitamos a la Comisión indicar de forma explícita la resolución que se expida el alcance de la coordinación con el Operador de red propietario de los activos, en términos de la información y plazos a intercambiar para la planeación operativa de mediano, largo, corto y muy corto plazo
  - Sugerimos que para los SAEB para la prestación de servicios complementarios por parte de SAEB, apliquen las mismas disposiciones que para SAEB que se integran como activos de red
  - Sugerimos que la supervisión fasorial sea obligatoria, tal como se indicó en el comentario 19.1. Esto no implica que no se deba tener supervisión convencional para el envío y recepción de comandos entre el SAEB y el CND.
  - Respecto a los plazos establecidos y teniendo en cuenta los requisitos indicados, sugerimos que el tiempo para la presentación al CNO con la propuesta de actualización sea de mínimo cuatro (4) meses contados a partir de la fecha de expedición de la resolución que se expida

**Respuesta:** Estos ajustes se comprenden incluidos en los nuevos cambios. Están aceptándose, teniendo en cuenta las socializaciones y reuniones que se hicieron de aclaración con CND.

#### 8.4.4 Reglas de conexión para menores de 5 MW

Resumen de comentarios:

- Diseñar un proceso de conexión simplificado para SAEB de bajo impacto (ej. <5 MW), basado en criterios pre-aprobado.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 183 |

- Se propone que el CNO y el CND establezcan pruebas y parámetros diferenciados para SAEB pequeños, híbridos o dedicados a servicios específicos, y que se permita certificar ciertas funcionalidades directamente con el fabricante, sin requerir pruebas de campo
- para habilitar un enfoque de acceso democrático para todas las escalas y usos secundarios de red, convendría explicitar la participación de SAEB en esquemas comunitarios, conectados o desconectados del SIN, y su interoperabilidad con programas de respuesta de la demanda y flexibilización.
- La restricción establecida en este artículo 41, que limita la participación en los servicios comercializables del MEM a sistemas de almacenamiento con una capacidad instalada nominal igual o superior a 5 MW, desconoce el papel que desempeñan los esquemas de generación distribuida (GD) y el potencial de los SAEB de menor escala como elementos complementarios en niveles de tensión inferiores.
- Actualmente, el proyecto de resolución establece en el artículo 82 que integra a los SAEB y más adelante se indica el texto “generadores solares o eólicos con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW conectados al SDL se aplicarán los requisitos técnicos y operativos definidos en los anexos 11 y 12”. Bajo ese contexto, no se precisa sobre la inclusión del SAEB en lo referente al texto, es decir, no se menciona sobre las condiciones para los SAEB menores a 5 MW, lo que generaría una brecha reglamentaria frente a su integración.
- Posible solapamiento con regímenes de autogeneración y comunidades energéticas. Crear capítulo de armonización normativa que especifique compatibilidad y restricciones.
- la capacidad mínima de participación de 5 MW desconoce que los sistemas de almacenamiento de menor capacidad pueden agregar valor a la red, mercados como PJM (Estados Unidos) permiten la participación en el mercado de almacenamiento a partir de 0.1 MW de capacidad, en este orden de ideas, es importante que la capacidad mínima se reduzca, si bien no necesariamente a valores de 0.1 MW, una capacidad mínima de 1 MW podría hacer sentido
- Se remite, entre otras, a la Resolución CREG 101 011 de 2022; sin embargo, esta resolución contiene disposiciones para plantas menores o iguales a 5MW. En consecuencia, debe precisarse su aplicabilidad dentro de los recursos de generación híbridos.
- Se solicita a la CREG eximir a los recursos híbridos de la prestación de este servicio, específicamente a las plantas de GD y de capacidades entre 1 y 5 MW que deseen integrar almacenamiento, dado que de exigirse este servicio de arranque autónomo encarecería su implementación.
- No restringir a como mínimo el 5WW. Incluir condiciones para menores. Así mismo debe definirse bien la potencia nominal que indica la tasa máxima de entrega o absorción de energía en un momento determinado. Diferente es la capacidad que es en MWh.

**Respuesta:** Aceptando los comentarios, con los ajustes realizados se tienen en cuenta recursos de generación híbridos de todos los tamaños.

Sobre el SAEB independiente, este si será por ahora únicamente de capacidad mayor o igual a 5 MW.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 184 |

## 8.4.5 Actualización de las reglas técnicas y operativas

Resumen de comentarios:

- *Consideramos relevante dentro del tratamiento de los SAEB como activos de red, la revisión de la definición del conjunto o listado de condiciones técnicas o criterios que deben cumplirse para que estos sistemas sean reconocidos bajo dicha categoría. No obstante, estimamos que esta lista no debería ser estática, sino que debería estar sujeta a revisiones periódicas a cargo del CNO o de la UPME, según corresponda.*

*Dicha revisión permitiría evaluar y actualizar las condiciones técnicas conforme evolucionen las tecnologías, las necesidades del sistema y las experiencias derivadas de su implementación. En ese sentido, proponemos que se establezca formalmente una periodicidad de revisión, por ejemplo, cada cierto número de años, que garantice la incorporación de nuevas características, funcionalidades o parámetros que justifiquen la inclusión de estos sistemas como activos de red dentro del marco regulatorio vigente*

- *Reglas redespacho: Al ser un proceso "rápido y a vanguardia tecnológica" requiere mecanismos de revisión periódica.*
- *Teniendo en cuenta que en la actualidad existen plantas de generación que han realizado algún tipo de hibridación, es decir, planta y/o unidad de generación – SAEB, sugerimos a la Comisión establecer para la mismas un periodo de transición no superior a dos (2) años para que cumplan las disposiciones establecidas en la resolución que finalmente se expida*

**Respuesta:** Los comentarios se comprenden aceptados pues se están definiendo los requerimientos. Si en el tiempo se deben hacer actualizaciones, ya el CND tiene dicha tarea, la cual por su propia cuentan, en todo caso, siempre la ha hecho. Siempre ha informado a la Comisión en uso de sus funciones sobre requerimientos necesarios para la operación.

## 8.4.6 Fronteras comerciales

Resumen de comentarios:

- *No limitar el número de Fronteras que un Recurso de Generación híbrido puede tener, y delimitar el recurso híbrido a través de su punto de Conexión, dado que SAEB y Planta deberán de compartirlo*
- *De acuerdo con lo establecido en el Anexo 7 de la Resolución CREG 038 de 2014, las fronteras distintas a las de generación tienen un tiempo de reporte de 48 horas. Bajo esta condición, la frontera de carga de los SAEB no podría ser contemplada en el despacho ideal ni en la primera versión de la liquidación, dado que la demanda comercial en esa etapa solo incorpora las lecturas de generación. Esto significa que la carga de las baterías sería visible únicamente a partir de la segunda versión de la liquidación, lo que limita su correcta integración operativa. homogeneizar los tiempos de reporte de las fronteras de carga y descarga a máximo 8 horas posteriores al día de operación, de manera que los SAEB sean tenidos en cuenta desde la primera versión de la liquidación.*
- *Que a la frontera de generación se le de el tratamiento de servicios auxiliares.*
- *Que se le de tratamiento de planta no despachada centralmente a un SAEB independiente*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 185 |

- *En cuanto a la responsabilidad y representación de las fronteras comerciales, actualmente, el Código de Medida establece que la frontera de generación puede ser representada por un agente generador; sin embargo, el proyecto de resolución plantea que esto no sería necesario. Si ese es el caso, consideramos fundamental que esta modificación se incorpore directamente en el Código de Medida, y no como una disposición aislada dentro del marco de este proyecto, para evitar inconsistencias o “parches” normativos. En particular, cuando una batería opera como activo de red y realiza inyecciones de energía, su frontera se asimila a una de generación. Por ello, es indispensable que esta condición quede claramente definida y reglamentada dentro del Código de Medida, garantizando coherencia entre ambos marcos regulatorios*
- *Falta de claridad en cómo distinguir energías tomadas y entregadas para proceso de liquidación y auditoría.*

**Respuesta:** Con el fin de tener fronteras debidamente organizadas con reportes en tiempo, se realizan ajustes para que en el SAEB independiente, el SAEB como activo de red y un recurso de generación híbrido tengan fronteras según las condiciones aplicadas. Se tiene en cuenta que:

- SAEB como activo de red la definición sirva para no asignar la energía a ningún agente, se trasladen los costos correspondientes a restricciones y las fronteras las represente el transportador
- SAEB independiente la definición sirva para que el SAEB se cargue a precio de bolsa y sean compras para el agente generador, sin afectar pronósticos de demanda. Así mismo la frontera de entrega de energía cumpla con requisitos similares una de generación.
- SEAB híbridos, en este caso no es necesario crear ningún tipo de frontera, estos cumplen con tener una única frontera de generación igual que cualquier otra planta y no tendrán frontera para carga
- Fronteras de consumos auxiliares, en ningún caso se podrá registrar un consumo que no sea para tal fin. Por ejemplo: la carga del SAEB.

Así las cosas, se incluyen las definiciones siguientes:

***En la Resolución CREG 038 de 2014 y 156 de 2011, atributos:***

***Frontera de consumo auxiliar o propio:*** *corresponde al punto de medición donde se mide el consumo auxiliar o propio. Esta frontera hace parte de las fronteras con reporte al ASIC. Para el caso de activos de red deberá cumplir las reglas y registro de fronteras de comercialización entre agentes. Para el caso de plantas y/o unidades de generación, SAEB independientes, recursos de generación híbridos u otros recursos de generación cumplirá las reglas y registro de Fronteras de comercialización para agentes y usuarios. Estas fronteras deberán reportar al ASIC las lecturas en los mismos tiempos que aplican a Fronteras de generación.*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 186 |

**Frontera comercial para carga de SAEB:** Corresponde al punto de medición de un SAEB donde se registra la energía tomada desde el STN, el STR o el SDL. Esta frontera hace parte de las fronteras con reporte al ASIC. Para el caso de SAEB como activo de red y de SAEB independientes cumplirán las reglas y registro de Fronteras de comercialización para agentes y usuarios. Estas fronteras no serán sujetas de cobro de cargos por uso, deberán tener medidor de respaldo y cumplir el proceso de verificación inicial.

**Frontera comercial para descarga de SAEB:** Corresponde al punto de medición de un SAEB donde se registra la energía entregada al STN, al STR o al SDL. Esta frontera hace parte de las fronteras con reporte al ASIC. Para el caso de SAEB como activo de red cumplirá las reglas y registro de Fronteras de comercialización para agentes y usuarios y deberá reportar al ASIC las lecturas en los mismos tiempos que aplican a fronteras de generación. Para el caso de los SAEB independientes cumplirá las reglas y registro que aplican a fronteras de generación.

**En la Resolución CREG 038 de 2014, representante:**

**Frontera comercial para carga de SAEB:** La representará el transportador, para el caso de los SAEB como activo de red. Para el caso de los SAEB independientes la representará un agente Generador.

**Frontera comercial para descarga de SAEB:** La representará el transportador, para el caso de los SAEB como activo de red. Para el caso de los SAEB independientes la representará un agente Generador.

**Frontera de consumo auxiliar o propio:** La representará un transportador, para el caso los activos de red. Para el caso de plantas y/o unidades de generación, SAEB independientes, recursos de generación híbridos u otros recursos de generación la representará el agente Generador.

#### 8.4.7 Tiempos de implementación CND SIC LAC C.N.O.

Resumen comentarios:

- En general, sugerimos a la CREG un tiempo no menor a seis (6) meses para instrumentar todas las tareas asignadas al CNO en la Resolución definitiva, contados a partir del momento en que el CND presente al Consejo sus propuestas.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 187 |

- Proponemos ampliar los tiempos de implementación de la norma propuesta de manera que permitan realizar una adecuada gestión del cambio en los actores del Mercado de Energía Mayorista. Esto permitirá a los agentes tener tiempo para comentar el modelo de optimización matemática, realizar talleres con la Comisión y con XM, definir previamente los Acuerdos CNO que correspondan, entre otros
- El proyecto de resolución otorga plazos muy ajustados (dos meses) para que el CND y el CNO propongan las causales de redespacho y solo un mes adicional para que el CNO defina el acuerdo de condiciones técnicas y pruebas. La complejidad de integrar la tecnología y armonizar las reglas podría requerir un período más extenso, como nueve (9) o doce (12) meses o más (18), para asegurar que las propuestas sean robustas y completa y se incluya la modificación de software.
- Confirmar la viabilidad y suficiencia del plazo de seis meses para la implementación y pruebas de los modelos de optimización de AGC, despacho económico, redespacho y DEOTR (Art. 62), lo cual es fundamental para el inicio de la aplicación de las funcionalidades de los SAEB. se recomienda un plazo de doce (12) meses para establecer las pruebas a realizar.
- Dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, el CND elaborará una propuesta y estudio de actualización de las condiciones técnicas a exigir para la conexión de los SAEB al SIN y las pruebas que deben cumplir estos equipos antes de su entrada en operación comercial. Esta propuesta debe ser enviada al CNO para que, con base en ella y durante los 3 meses siguiente a su recibo, defina y publique el acuerdo donde se determinen las condiciones de conexión, operación y las pruebas a cumplir por parte de los SAEB.
- Si bien el Regulador modifica varias reglas previstas en la regulación vigente para incorporar las reglas asociadas a los SAEB independientes, y hace algunos ajustes para la incorporación de los SAEB para recursos de generación híbridos, es importante considerar que pueden existir otras normas que requieran ajustes y que no han sido identificadas en el momento
- El Artículo 62 establece lo siguiente:

*“Adicionalmente, el CND y el ASIC deberán considerar si deben realizar ajustes al modelo de Despacho Económico de Operación en Tiempo real (DEOTR) a partir del momento en que se encuentre vigente.*

*Para los ajustes propuestos en esta resolución, el CND y ASIC en el despacho y liquidación deberán tener implementados y probados en un periodo de seis (6) meses contados a partir de la entrada en vigor de la presente resolución. Cumplido el tiempo anterior, se iniciará la aplicación de las funcionalidades definidas para los SAEB.” (Subrayado fuera de texto)*

*En línea con lo anterior y tal como se mencionó en los comentarios generales, recomendamos considerar que la implementación en firme de esta Resolución implica que previamente se debe definir en el marco normativo los aspectos relacionados al mecanismo DEOTR. Esto debido a que no se puede cumplir con la implementación definida en el artículo subrayado si previamente no se dispone de la regulación asociada al DEOTR.*

*Por otro lado, sugerimos a la Comisión que, una vez finalizada la socialización de las modificaciones a los modelos, el documento técnico con las reglas a aplicar en los procesos de Despacho, Redespacho, DEOTR y Despacho Ideal, el mismo sea enviado a la Comisión para su publicación y adopción mediante circular, lo anterior, teniendo en cuenta que las reglas para garantizar una operación segura, confiable y económica pueden generar impactos comerciales en los agentes del mercado*

*Por último, sugerimos a la Comisión evaluar el tiempo de implementación propuesto, ya que entendemos que tanto los acuerdos CNO, como la publicación para comentarios del modelo, talleres, entre otras actividades*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 188 |

*que se deben surtir, entendemos deben ser dentro de los seis (6) meses propuestos. A partir de lo anterior, solicitamos que los plazos de implementación para reflejar los ajustes en el despacho y la liquidación inicien a partir del momento en el cual se disponga de los acuerdos del CNO y luego de la realización de los respectivos talleres a realizar por parte del CND*

- *Tal como se indicó en la sesión llevada a cabo, XM identifica diferentes actividades que este debe realizar con el fin de implementar la Resolución CREG SAEB próxima a ser emitida. Estas actividades implican:*

*Modificación en el sistema de registro fronteras para SAEB independientes*

*Modificación en los sistemas de información que calculan las demandas con el fin de considerar la carga y la descarga de los SAEB independientes en el sistema.*

*Modificación e implementación de las reglas de carga y descarga de las baterías para el despacho, redespacho, operación e ideal, de acuerdo a lo definido en las resoluciones definitivas.*

*Modificaciones en el despacho ideal*

*Modificación a los sistemas de información de la Liquidación*

*Modificación al modelo matemático de optimización.*

*Cambio en los sistemas de información del LAC.*

*Ajuste y pruebas de integración a las funciones automática de control del sistema SCADA – AGC para la prestación del servicio por parte de las baterías.*

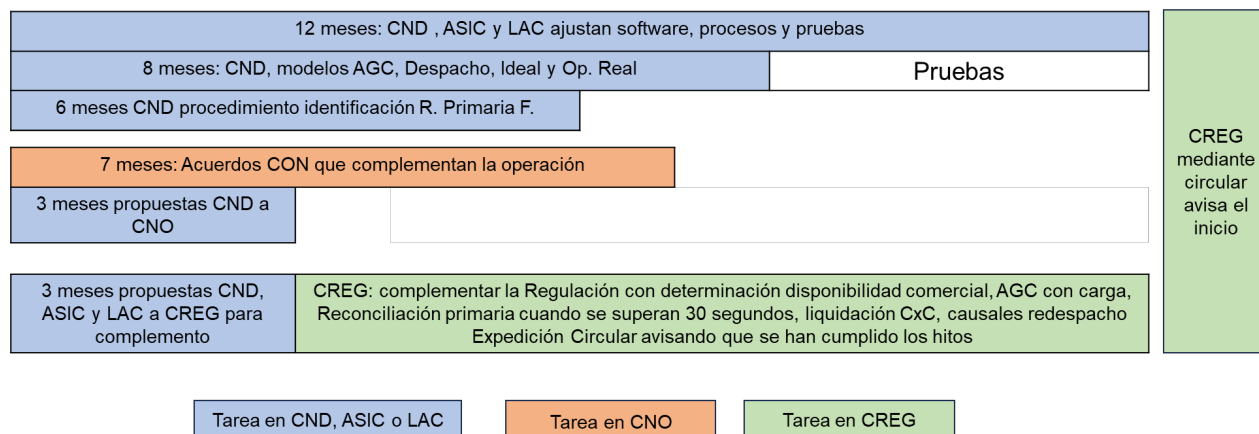
*Teniendo en cuenta lo anterior, se estima un impacto alrededor de 15 aplicativos de XM. Dado lo anterior, solicitamos respetuosamente a la Comisión un plazo de implementación de 12 meses para reflejar dichos cambios en los procedimientos, sistemas de información y demás necesarios en el ASIC, LAC y CND.*

## Respuesta:

Aceptando los comentarios. Se incluye que la implementación de los SAEB independientes y su capítulo obedece a un periodo de implementación que es necesario por todos los ajustes en el despacho y liquidación, por lo que no se activara tal capítulo hasta que la CREG lo notifique vía circular. En general los tiempos son los que se muestran en la siguiente figura:

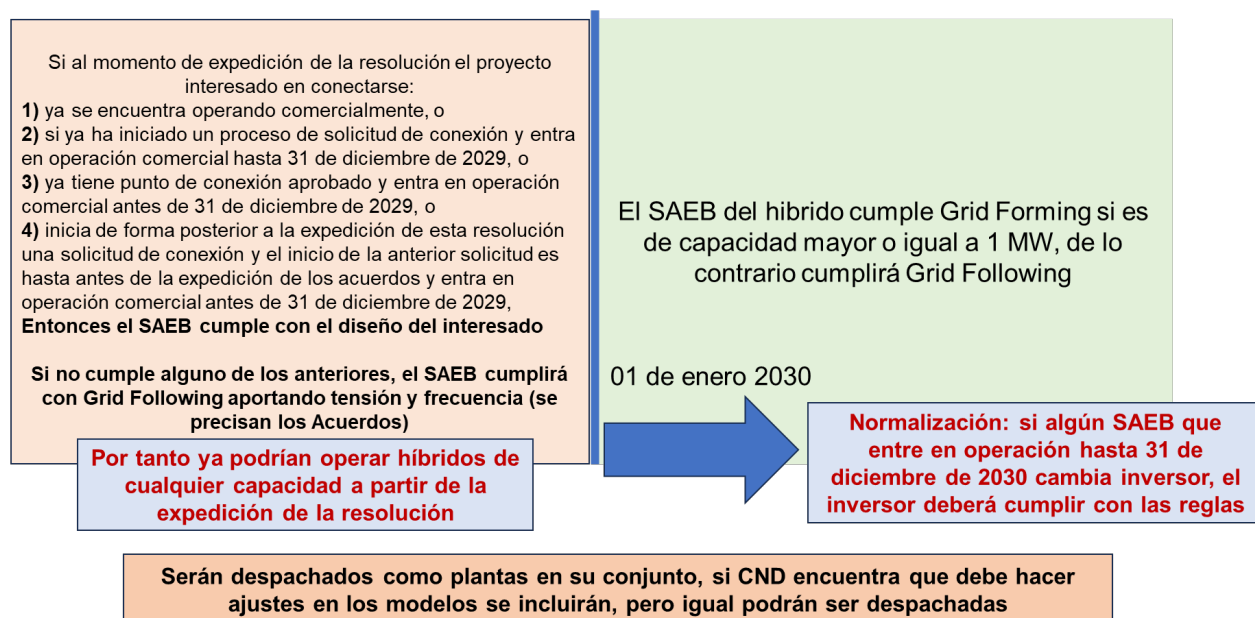
POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 189 |

**Hitos de implementación:**

En los tres meses siguientes la tarea es para CND, ASIC y LAC, de buscar el complemento necesario en la regulación. Luego la CREG lo complementara con base en lo enviado.

Ahora bien, sobre los recursos de generación híbridos, se conoce que actualmente el CDN realiza el despacho al menos de 1 planta en esa modalidad, por lo que podrán operar desde la entrada en vigencia de esta resolución. En todo caso aquí se presenta en la siguiente figura lo mencionado en respuesta a preguntas anteriores sobre los requisitos técnicos a cumplir a partir de 2030 y antes de dicho año:



POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 190 |

#### 8.4.8 Ampliación plazo de comentarios

Resumen de comentarios:

- Ampliación plazo para enviar observaciones de 1 mes adicional

**Respuesta:** no se encuentra necesario

#### 8.4.9 Taller, medios de divulgación

Resumen de comentarios:

- *Que la Comisión realice un taller técnico explicativo previo a la publicación de la versión definitiva de la resolución*
- *Proponemos que la CREG publique junto con la resolución definitiva guías de implementación que incluyan ejemplos prácticos de aplicación, plantillas metodológicas y formatos de curvas de desempeño de los SAEB para la prestación de servicios complementarios*
- *Que se programe un taller técnico de socialización sobre el proyecto de resolución, con el objetivo de aclarar aspectos técnicos y operativos relacionados con la aplicación de los servicios auxiliares, la metodología de remuneración, las fronteras comerciales, y los criterios de desempeño y calidad previstos en el proyecto*

**Respuesta:** Luego de publicada la resolución se analizarán estos aspectos.

#### 8.5 Título V - Disposiciones complementarias

Resumen de comentarios:

- Establecer un marco de seguimiento regulatorio con indicadores de desempeño técnico y económico de los SAEB

**Respuesta:** Esta tarea está dentro de las de seguimiento que realiza el CND. Esta incluido

- Se identifica la necesidad de coordinar el uso de los recursos de almacenamiento entre la planificación del sistema (UPME) y la planeación operativa (XM). Existe centralización. El planeador debe considerar baterías detrás del medidor.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 191 |

**Respuesta:** El Decreto 393 de 2026 establece que la planeación de los SAEB será responsabilidad del MME y/o la entidad que delegue en coordinación con la UPME para el caso del STN y STR y para el SDL el OR deberá identificarlos, pero requerirá aprobación por parte del MME y la UPME.

- Art 69: El numeral 1.4 define que los SAEB independientes ofertan con base en los "costos de oportunidad" de entregar la energía almacenada para el día de operación. Bajo esta redacción, se da a entender que podrían ofertar cualquier precio.

**Respuesta:** Se modifica así para no malinterpretar: *las ofertas deberán reflejar el costo de oportunidad del uso de la energía almacenada, considerando las condiciones esperadas de operación del Sistema Interconectado Nacional, las características técnicas y operativas del SAEB y teniendo en cuenta una operación económica del SIN para el día de la operación*

- Art 78: La definición "SAEB independientes que cumplan con la definición de AGC" parece contradecirse con la obligación previa que exige que los SAEB mayores o iguales a 5 MW estén diseñados para AGC. Aquí se desprende que solo participan en AGC los SAEB técnicamente habilitados y aprobados, no todos los mayores o iguales a 5 MW.

**Respuesta:** se incluye una regla para que CND analice desde 5 MW, la regulación no puede fijar esto, pues las condiciones del sistema son dinámicas.

- Cuando son representados por TN, TR o OR, Despacho ideal. Es la programación de la inyección de energía de los generadores y los sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB) que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), en la cual se atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación y los SAEB independientes. Este despacho se realiza considerando las ofertas de precios en la Bolsa de Energía, las ofertas de Precios de Arranque-Parada, las ofertas de los enlaces internacionales y las características técnicas de las plantas o unidades de generación y las disponibilidades de los SAEB, para obtener la combinación de generación e inyecciones de energía de los SAEB que resulte en mínimo costo para atender de demanda total del día, sin considerar la red de transporte. En la demanda total del día se incluirán los retiros de energía que realizan los SAEB

**Respuesta:** Se incluye algo similar, pero haciendo referencia al despacho ideal. Puesto que en el despacho económico son programados directamente por el modelo de optimización.

- Cuando son representados por TN, TR o OR, Disponibilidad Comercial. Es la disponibilidad calculada por el SIC, la cual considera la declaración de disponibilidad de los generadores, modificada cuando se presenten cambios en las unidades de generación. La disponibilidad comercial de un SAEB independiente es igual a su inyección de energía en la hora correspondiente, medida en la frontera comercial respectiva. Cuando el SAEB independiente presta el servicio de regulación secundaria de frecuencia, su disponibilidad comercial es igual a cero (0) por la cantidad de reserva (HO) suministrada, para efectos del Despacho Ideal

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 192 |

Incluir lo anterior también en la función de determinación de la disponibilidad comercial.

- El texto actual del artículo 1.1.3. podría generar un riesgo de tratamiento discriminatorio hacia las fuentes renovables híbridas (por ejemplo, solar + batería) o hacia los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB) integrados, ya que los parámetros técnicos para determinar la disponibilidad comercial derivan de modelos operativos tradicionales aplicables a unidades térmicas o hidráulicas despachables.

**Respuesta:** La determinación de la disponibilidad comercial se complementará luego y se expedirá una propuesta a consulta

- Incluir en el despacho ideal en las restricciones la variable de carga de la SAEB y la de descarga

**Respuesta:** Esto está incluido.

- En capacidad remanente: incluir que La capacidad remanente de un SAEB independiente es aquella declarada por el agente representante al CND, cuando ocurra un evento no programado o un mantenimiento programado del mismo

**Respuesta:** Se incluyen algunas definiciones, sin embargo, serán sujeto de revisión en el CND.

- Declaración de disponibilidad: Los representantes de los SAEB independientes declararán diariamente al CND antes de las 8:00 horas, la mejor estimación de su potencia y energía disponible para el día siguiente, considerando el estado de carga esperado. Los SAEB independientes que participen de la bolsa de energía o en el servicio de mover energía en el tiempo podrán indicar los períodos del día en los cuales estarán disponibles para ser considerados en el despacho económico para inyectar energía al SIN. Los SAEB independientes que participen del servicio de regulación secundaria de frecuencia declararán la potencia disponible durante los períodos de prestación del servicio

Si el representante del SAEB independiente se acoge a la opción de que el SAEB sea programado por el CND, este último incluirá los períodos de carga, de acuerdo con los resultados de la optimización del despacho del día anterior.

**Respuesta:** Ya se explicó la forma en cómo se realizará el despacho y la declaración de disponibilidad.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 193 |

- Anexo CO4: último párrafo literal a numeral 3, cambiar así: para un SAEB independiente la preoferta será la potencia con la cual se realizaron las pruebas de integración al control jerárquico del CND. Este valor será modificado por el agente de allí en adelante

**Respuesta:** Se realiza una armonización del Anexo CO4 con los acuerdos CNO. Sin embargo, si el CND encuentra algo en la revisión, se incluirán más cambios.

- Se sugiere incluir un segundo párrafo:

"Artículo 54. Conexión, operación y despacho de un recurso de generación híbrido en el SIN. (...)

Los recursos híbridos con participación de energía renovable deberán mantener, durante su vida útil, una proporción mínima del 70% de energía proveniente de fuentes no convencionales de energía renovable. Cualquier modificación sustancial de esa proporción requerirá aprobación previa de la CREG."

**Respuesta:** La CREG no tiene competencia de realizar lo sugerido, siempre el despacho debe obedecer a la minimización de costo de operación atendiendo la demanda al mínimo costo, como lo establece la Ley.

- *El artículo propuesto establece que las ofertas de precio de las plantas de generación variable (con o sin SAEB) deben reflejar "los costos de oportunidad de generar en el momento de la oferta".*

*Esta redacción resulta problemática, pues generaliza un concepto que no aplica de manera uniforme a todas las tecnologías incluidas bajo esta categoría. En particular, introduce un sesgo técnico y económico que puede desincentivar la participación de generación renovable variable (solar y eólica) pura en el mercado mayorista.*

*El costo de oportunidad no es un costo variable operativo, sino una estimación económica del valor alternativo de la energía en otro momento.*

*En tecnologías con capacidad de almacenamiento o restricción física intertemporal (como hidroeléctricas con embalse o sistemas de almacenamiento en baterías, SAEB), este concepto es pertinente: el agente decide si entregar energía ahora o reservarla para un momento futuro de mayor valor.*

*Sin embargo, en las fuentes renovables variables puras (solar y eólica sin almacenamiento), la energía generada no puede diferirse: se inyecta en tiempo real o se pierde (vertimiento). Por tanto, no existe un costo de oportunidad real asociado a su despacho.*

*Aplicar un criterio uniforme de costo de oportunidad a todas las plantas de generación variable (con o sin SAEB) distorsiona el costo marginal del sistema y puede afectar la competitividad de las fuentes limpias.*

*En la práctica, esto puede inducir una sobrevaloración artificial de los costos de generación renovable, reduciendo su participación en el despacho económico frente a tecnologías fósiles que internalizan costos variables más altos.*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 194 |

**Respuesta:** en esta consulta no se discute la forma de declaración de oferta de otros recursos. La discusión no se ha dado y debe tener un análisis de competencia y de las ofertas a través del tiempo para considerar cambios.

- Art 68: teniendo en cuenta que se hace referencia a los procedimientos de conexión establecidos en las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 030 de 1996, se sugiere tener en cuenta que el Código de Conexión correspondiente a la citada Resolución CREG 025 de 1995, aplica a “los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo Usuario debe cumplir por o para su conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN)”, mientras que la citada Resolución CREG 030 de 1996, fue sustituida por la Resolución CREG 106 de 2006, la cual a su vez fue derogada por el artículo 58 de la Resolución CREG 75 de 2021.

**Respuesta:** Se tiene en cuenta la regulación actual y se modifica.

## 9. ANÁLISIS DE IMPACTO

Los impactos se conservan de la consulta y se complementan así:

- **Impacto técnicos y operativos:**

Se habilita el uso de los SAEB como soluciones operativas localizadas, con criterios de conexión, disponibilidad y control. Permite atender zonas con problemas de insuficiencia red en el corto plazo y brinda más alternativas de expansión que flexibilizan los escenarios evaluados en el ejercicio de planeación que realiza la UPME y en la labor de operación que realiza el CND.

Mejora la confiabilidad en zonas congestionadas, reduce la activación de generación de seguridad térmica, que es la de mayor costo, y ofrece una herramienta de implementación de corto plazo frente a atrasos en obras de transporte, brindando soporte de tensión y reactivos, soporte ante fallas, amortiguamiento de oscilaciones, aporte de corto circuito, atención de islas, inercia y restablecimiento (arranque autónomo o *blackstart*).

Aunque ya existe un modelo de despacho y liquidación de los SAEB implementado por el CND y el ASIC, con base en lo que se encontraba dispuesto en la Resolución CREG 098 de 2019, podría ocurrir que se requiere complementar el modelo incluyendo más requerimientos, lo cual adicionalmente requiere de pruebas.

Se tiene que podrán participar en la bolsa, prestar AGC y generación de seguridad, ampliando el soporte técnico al sistema. Esto amplía y requiere el ajuste de los modelos actuales. En impacto de CND, ASIC y LAC, deberán ajustar todos sus procedimientos.

Igualmente, en el CNO se deberán incluir los Acuerdos correspondientes.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 195 |

Así mismo, dado que se brindan reglas para recursos híbridos, estos podrán gestionar mejor su recurso y ayudar al sistema de forma mejorada en operación normal y ante contingencia.

El modelo de optimización se conserva su objetivo: minimizar el costo de operación y de usar los recursos más económicos, por lo tanto, si las SAEB independientes no son competitivas o no se usan los SAEB como activos de red, el despacho debe ser el mismo. Con esto siempre se busca atender la demanda de forma confiable, segura y económica.

- **Impacto económico:**

Se pueden reducir los costos por restricciones y aplazar inversiones de infraestructura de forma temporal. Aunque se aprovechan más servicios que pueden prestar los SAEB.

Dado que son remuneradas como activos de red, el inversionista recupera su inversión y esto genera el incentivo necesario de participación.

Se crea la posibilidad de participar en el mercado. Los agentes deberán valorar su participación a través de la bolsa (en las horas que decida), AGC o generación de seguridad para su remuneración. El SAEB siempre en independiente se carga si el problema de optimización decide que así será, esto para atención mas económica de la demanda.

En el caso de los recursos híbridos con SAEB, participan igual que una planta sin diferenciación en el MEM, el SAEB solo la complementa la planta de forma interna

En el mercado de AGG y generación de seguridad, los SAEB y recursos de generación híbridos deberán competir por prestar dichos servicios.

- **Impacto regulatorio:** la CREG deberá analizar de forma complementara mas regulación a incluir, puesto que los cambios son grandes. Esta es una primera etapa para dar las señales al mercado del camino a continuar.
- **Disminuir el vertimiento de energías renovables y disminución de desviaciones:** se espera que las renovables puedan gestionar su recurso de mejor forma cuando funcionen como híbridos. No existirá contaminación en su oferta dado que el SAEB no se cargara del SIN.
- **Incrementar la resiliencia ante contingencias:** Gracias a su capacidad de respuesta rápida y su operación autónoma, los SAEB pueden actuar como soporte ante fallas locales o eventos inesperados, fortaleciendo la continuidad del servicio y reduciendo el riesgo de desconexiones de demanda. Incluso en aquellos recursos híbridos, el SAEB estaría proporcionado dichos servicios propuestos.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 196 |

- **Mejorar la flexibilidad en la operación del sistema:** Al actuar los SAEB como recursos flexibles y modulares, los SAEB podrían contribuir a una operación más estable del sistema. En todo caso, aunque se esté regulando el SAEB, se deben incluir más tipos de elementos que ayuden a la flexibilidad operativa y que se analizaran más adelante en regulación.

## 10. INDICADORES DE SEGUIMIENTO

El objetivo de las disposiciones propuestas en la resolución se entenderá alcanzado si se cumplen los siguientes indicadores:

$$N_i \geq 1$$

$$N_i \geq 1$$

$$N_i \geq 1$$

Donde:

$N_{SAEB_{AR}}$ : Número de SAEB como activos de red instalados en el SIN con base en las disposiciones establecidas en la presente resolución.

$N_{RHib_{SAEB}}$ : Número de recursos de generación híbridos cuyos SAEB hayan sido instalados con base en las disposiciones establecidas en la presente resolución.

$N_{SAEB_{SC}}$ : Número de SAEB prestando servicios comercializables instalados en el SIN con base en las disposiciones establecidas en la presente resolución.

Estos indicadores se espera que se encuentre cumplidos en un periodo máximo de 4 años, considerando los tiempos que puede tomar su ejecución.

## 11. CONCLUSIONES

La resolución propuesta define las reglas a través de las cuales se podrán integrar al Sistema Interconectado Nacional los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías, SAEB.

Con base en estas reglas los inversionistas podrán llevar a cabo proyectos en alguna de las tres modalidades definidas:

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 197 |

- SAEB como activos de red. Los cuáles serán tratados como activos de uso de los sistemas de transmisión y distribución de energía, por lo cual serán remunerados por la demanda. En estas reglas se definen los propósitos que podrán considerarse para su identificación, quienes podrán participar, reglas de funcionamiento, entre otras.
- SAEB independientes. Los cuales podrán ser conectados en el sistema para participar en bolsa, AGC y generación de seguridad, cumpliendo las exigencias técnicas y recibiendo la remuneración definida con base en las reglas definidas para tal fin.
- SAEB Híbridos. Los cuales podrán ser incorporados en instalaciones de generación para almacenar energía producida por dichos generadores y entregada en el sistema aplicando las reglas para tal fin. Serán entendidos, en su conjunto, como una planta y/o unidad de generación

Para la aplicación de estas disposiciones en esa resolución se incluyen disposiciones que armonizan este marco regulatorio con el existente.

## 12. ABOGACIA DE LA COMPETENCIA

A continuación, se presenta el formulario diligenciado para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos con fines regulatorios, establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 198 |

|                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                       |                                                                          |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|
| <br><b>Superintendencia de Industria y Comercio</b> | <b>EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS CON FINES REGULATORIOS</b><br>Resolución 44649 de 2010-Abogacía de la Competencia | <b>CÓDIGO:</b> PC01-F02<br><b>VERSIÓN:</b> 4<br><b>FECHA:</b> 2025-05-02 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|

| Nombre de la entidad solicitante:                |                                                                                                                                                                                                                                                  | COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS                                                                                                                                                                         |    |                                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|--------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|----------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Nombre(s) de la(s) entidad(es) interviniente(s): |                                                                                                                                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                 |    |                                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Nombre del Proyecto de Regulación:               |                                                                                                                                                                                                                                                  | Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías -SAEB- en el Sistema Interconectado Nacional                                                 |    |                                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Objeto del Proyecto de Regulación:               |                                                                                                                                                                                                                                                  | Definir las reglas aplicables para la instalación, operación y los aspectos comerciales de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías - SAEB- en el Sistema Interconectado Nacional -SIN. |    |                                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Fecha de diligenciamiento:                       |                                                                                                                                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                 |    |                                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| CUESTIONARIO                                     |                                                                                                                                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                 |    |                                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| PREGUNTA                                         |                                                                                                                                                                                                                                                  | SI                                                                                                                                                                                                              | NO | ARTÍCULO DEL PROYECTO QUE GENERA RESTRICCIÓN | JUSTIFICACIÓN A LA RESPUESTA                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| 1.                                               | ¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la repuesta a alguna de las siguientes preguntas: |                                                                                                                                                                                                                 |    |                                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| a)                                               | ¿El proyecto regulatorio otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes?                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                 | X  |                                              | No. La resolución definitiva habilita a que los agentes de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica puedan emplear SAEB en desarrollo de su actividad, en consecuencia no se otorgan derechos exclusivos a ninguna empresa                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| b)                                               | ¿El proyecto regulatorio establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta?                                                                                                                            |                                                                                                                                                                                                                 | X  |                                              | No. La resolución definitiva no se establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta para los propositos y servicios que prestarán los SAEB en el SIN                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| c)                                               | ¿El proyecto limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio?                                                                                                                                          | X                                                                                                                                                                                                               |    |                                              | Si. La Resolución definitiva establece que los servicios comercializables de los SAEB independientes solo pueden ser prestados o ofrecidos por un generador que represente los activos. Esta disposición es la misma que aplica hoy en día para participación en la bolsa de energía en Colombia como vendedor. Estamos asimilando que el SAEB al entregar energía al sistema debe participar en bolsa, por lo tanto debe ir representado por un agente generador. En todo caso, el propietario del activo puede ser cualquier tercero.<br><br>Asi mismo, Los SAEB no pueden participar en el cargo por confiabilidad porque no cumple con el producto de entregar energía firme por el tiempo requerido |
| d)                                               | ¿El proyecto eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas?                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                 | X  |                                              | No. La implementación de todos los SAEB en el sistema es voluntaria. Los requisitos técnicos si bien pueden implicar un costo, este no es significativo, y los análisis y estudios elaborados por el CND y el BID considerados por la Comisión, se encuentra que es lo que debe solicitarse para una operación segura, onfiable y económica del sistema.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| e)                                               | ¿El proyecto crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión?                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                 | X  |                                              | No. Los SAEB se pueden instalar en cualquier parte del SIN                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| f)                                               | Incrementa de manera significativa los costos:                                                                                                                                                                                                   |                                                                                                                                                                                                                 |    |                                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|                                                  | ¿El proyecto incrementa de manera significativa los costos para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados?                                                                     |                                                                                                                                                                                                                 | X  |                                              | No. La resolución definitiva aplica condiciones igualitarias para los SAEB                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|                                                  | ¿El proyecto incrementa de manera                                                                                                                                                                                                                |                                                                                                                                                                                                                 |    |                                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                        |            |          |     |
|-----------|-----------------------|------------------------|------------|----------|-----|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código:                | RG-FT-005  | Versión: | 1   |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: | 14/11/2017 | Página:  | 199 |

|                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                        |   |   |                                                                                                                                                                                                                 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|---|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>2.</b>                                                                                                                            | <b>¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la respuesta a alguna de las siguientes preguntas:</b>            |   |   |                                                                                                                                                                                                                 |
| a)                                                                                                                                   | ¿El proyecto controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción?                                                                                                                                                  |   | X | No. Los SAEB independientes participan en el mercado con su propia oferta                                                                                                                                       |
| b)                                                                                                                                   | ¿El proyecto limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos?                                                                                                                                                                         |   | X | No. Los SAEB independientes participan en la bolsa de energía, bajo las mismas reglas que otros recursos que entregan energía al sistema y la venden                                                            |
| c)                                                                                                                                   | ¿El proyecto limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos?                                                                                                                                                                                        |   | X | No. La Resolución definitiva no limita la libertad de las empresas a promocionar sus productos                                                                                                                  |
| d)                                                                                                                                   | ¿El proyecto otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes?                                                                                                                                               |   | X | No. A los SAEB se les aplican las mismas disposiciones.                                                                                                                                                         |
| e)                                                                                                                                   | ¿El proyecto otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras?                                                                                                                                                                                           |   | X | No. A los SAEB se les aplican las mismas disposiciones.                                                                                                                                                         |
| f)                                                                                                                                   | ¿El proyecto limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial?                                                                                                                                          |   | X | No. A los SAEB se les aplican las mismas disposiciones.                                                                                                                                                         |
| g)                                                                                                                                   | ¿El proyecto limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas?                                                                                                                                                        | X |   | Si. La Resolución definitiva no incluye la remuneración de servicios nuevos que puedan ser prestados, porque aun no se cuentan con estudios que permitan soportar su necesidad de implementación en el sistema. |
| <b>3.</b>                                                                                                                            | <b>¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la respuesta a alguna de las siguientes preguntas:</b> |   |   |                                                                                                                                                                                                                 |
| a)                                                                                                                                   | ¿El proyecto genera un régimen de autorregulación o coregulación?                                                                                                                                                                                                      |   | X | No. La Resolución definitiva no genera un régimen de autorregulación o coregulación                                                                                                                             |
| b)                                                                                                                                   | ¿El proyecto impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo precios, nivel de ventas, costos, etc.)?                                                                     |   | X | No. La Resolución definitiva no impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores                                                 |
| <b>En opinión del regulador ¿El Proyecto genera alguna otra limitación a la libre competencia económica?</b>                         |                                                                                                                                                                                                                                                                        |   |   |                                                                                                                                                                                                                 |
| No se evidencia                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                        |   |   |                                                                                                                                                                                                                 |
| <b>CONCLUSIONES</b>                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                        |   |   |                                                                                                                                                                                                                 |
| Se debe agotar el trámite de abogacía de la competencia, dado que se obtuvo una respuesta positiva a dos de las preguntas formuladas |                                                                                                                                                                                                                                                                        |   |   |                                                                                                                                                                                                                 |

### 13. RESPUESTA ABOGACIA DE LA COMPETENCIA

Mediante radicado SIC 26-199135-3 del 10 de junio de 2026, radicados CREG 2026 E2026008516 y E2026008600 de 11 de junio de 2026, la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, se pronunció respecto del proyecto normativo remitido por la CREG el 14 de mayo de 2026, en el siguiente sentido:

#### “(…) 4.2.2. Análisis de la SIC

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 200 |

*El **proyecto** establece que los servicios comercializables asociados a **SAEB** independientes únicamente podrán ser ofrecidos en el **MEM** a través de un agente generador que represente dichos activos. En consecuencia, aunque cualquier tercero podría ser propietario o inversionista de un sistema de almacenamiento, la participación comercial del activo como vendedor en bolsa requiere necesariamente la intermediación de un agente habilitado bajo la categoría regulatoria de generador.*

*De acuerdo con lo señalado por el regulador en el cuestionario de abogacía de la competencia, esta restricción obedece a que la entrega de energía realizada por los **SAEB** independientes se asimila funcionalmente a la actividad de generación para efectos de participación en bolsa, razón por la cual el regulador considera procedente aplicar el mismo esquema actualmente vigente para vendedores en el **MEM**.*

*Desde la perspectiva de libre competencia económica, esta disposición introduce una limitación a la capacidad de ciertos agentes económicos para participar directamente en la prestación de servicios asociados al almacenamiento y comercialización de energía. En efecto, la regla excluye la posibilidad de que desarrolladores, inversionistas u operadores especializados en almacenamiento participen autónomamente en el mercado como vendedores, obligándolos a canalizar su participación a través de un agente generador habilitado.*

*Esta circunstancia fue reconocida expresamente por el regulador en el cuestionario de abogacía de la competencia, en el cual indicó que la medida sí limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer bienes o servicios en el mercado eléctrico<sup>14</sup>. En ese sentido, el análisis de competencia debe centrarse en determinar si dicha restricción resulta necesaria, proporcional y suficientemente justificada frente a los objetivos regulatorios perseguidos. La Superintendencia observa que la medida podría generar ciertos riesgos competitivos.*

*En primer lugar, la obligación de que los **SAEB** independientes participen en bolsa únicamente a través de agentes generadores podría incrementar las barreras de entrada para nuevos participantes especializados en*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 201 |

almacenamiento energético. En efecto, desarrolladores o inversionistas que no cuenten con la calidad de generadores deberán acudir obligatoriamente a un tercero habilitado para poder comercializar energía, lo que podría traducirse en mayores costos de transacción, dependencia operativa y menores incentivos para el ingreso de nuevos agentes al mercado.

En segundo lugar, la medida podría fortalecer la posición competitiva de agentes incumbentes del mercado de generación, quienes pasarían a desempeñar un rol de intermediarios necesarios para la participación de **SAEB** independientes en bolsa. Esta circunstancia podría generar riesgos de dependencia contractual y comercial respecto de dichos agentes, así como eventuales incentivos para establecer condiciones de acceso, representación o negociación menos favorables para nuevos competidores especializados exclusivamente en almacenamiento energético.

Finalmente, la restricción podría limitar el desarrollo de modelos de negocio innovadores asociados a tecnologías de almacenamiento. Lo anterior, considerando que los **SAEB** presentan características técnicas y económicas diferenciadas frente a las plantas convencionales de generación, pues además de entregar energía al sistema, pueden prestar servicios de flexibilidad, arbitraje energético, gestión de congestiones y soporte operativo. En consecuencia, la aplicación de esquemas regulatorios diseñados históricamente para generación convencional podría restringir el desarrollo competitivo y autónomo de esta tecnología emergente dentro del mercado eléctrico.

No obstante, los riesgos previamente identificados, esta Superintendencia considera que la restricción analizada cuenta con elementos de justificación técnica y regulatoria que permiten concluir que su adopción persigue objetivos legítimos asociados al funcionamiento y estabilidad del **MEM**. En particular, de acuerdo con lo señalado por el regulador en el cuestionario de abogacía de la competencia y en los documentos soporte del **proyecto**, la obligación de representación por parte de agentes generadores obedece a la necesidad de mantener coherencia con el diseño actual del mercado eléctrico colombiano, en el cual los agentes vendedores en bolsa deben actuar bajo esquemas previamente habilitados y sujetos a responsabilidades operativas, comerciales y

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 202 |

regulatorias claramente definidas.

*En efecto, el regulador explica que los **SAEB** independientes, al entregar energía al sistema, participan funcionalmente como vendedores dentro de la bolsa de energía, razón por la cual se considera necesario que dicha actividad sea canalizada a través de agentes generadores ya habilitados en el **MEM**. Bajo esta lógica, la restricción no parece orientada a excluir competidores o reservar el mercado para determinados agentes económicos, sino a preservar la trazabilidad operativa, la supervisión regulatoria y la correcta administración de las transacciones en bolsa bajo estructuras regulatorias ya existentes.*

*Adicionalmente, esta Superintendencia advierte que los **SAEB** independientes no corresponden plenamente a la categoría regulatoria de agentes generadores bajo el diseño actual del **MEM**. En particular, los agentes generadores habilitados para participar directamente en bolsa se encuentran sujetos a un conjunto de obligaciones regulatorias, operativas, técnicas y comerciales relacionadas, entre otros aspectos, con garantías de participación, obligaciones de despacho, cumplimiento operativo, mecanismos de respaldo, responsabilidades frente al sistema y reglas específicas de participación en el mercado eléctrico. En ese sentido, permitir que los **SAEB** independientes participen directamente como vendedores sin encontrarse sometidos integralmente a dichas obligaciones podría generar asimetrías regulatorias frente a los demás agentes actualmente habilitados para participar en el **MEM**.*

*Bajo esta perspectiva, la obligación de representación por parte de un agente generador también responde a la necesidad de evitar que determinados participantes accedan al mercado bajo un régimen regulatorio menos exigente que el aplicable a los demás vendedores de energía. Lo anterior resulta particularmente relevante considerando que los **SAEB** presentan características operativas diferenciadas y que el marco regulatorio vigente aún no contempla una categoría autónoma plenamente desarrollada para este tipo de tecnologías dentro del **MEM**.*

*Así mismo, esta Superintendencia observa que el **proyecto** no limita la propiedad, inversión o desarrollo de proyectos de almacenamiento energético,*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 203 |

*pues cualquier tercero puede ser propietario de un **SAEB** independiente. La restricción recae exclusivamente sobre la participación comercial directa en bolsa como vendedor de energía, circunstancia que reduce la intensidad del potencial efecto restrictivo identificado. No obstante, esta Superintendencia considera que persiste un riesgo competitivo asociado a la relación de representación obligatoria entre los **SAEB** independientes y los agentes generadores habilitados para participar en el **MEM**.*

*Aun cuando las condiciones contractuales entre las partes se pacten libremente, esta Superintendencia considera pertinente recomendar que la Comisión incorpore expresamente dentro del **proyecto** regulatorio reglas mínimas aplicables a la relación de representación entre agentes generadores y **SAEB** independientes, particularmente orientadas a garantizar condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias de acceso al mercado.*

*En particular, se recomienda evaluar la inclusión de disposiciones relacionadas con: (i) la obligación de ofrecer esquemas de representación bajo criterios objetivos y verificables; (ii) la prohibición de tratos discriminatorios injustificados entre operadores de **SAEB**; y (iii) la definición de condiciones mínimas de información y transparencia respecto de los términos bajo los cuales se prestará dicha representación comercial.*

*Lo anterior, con el propósito de mitigar riesgos de dependencia estratégica respecto de agentes incumbentes y reducir posibles barreras de acceso para nuevos participantes especializados en tecnologías de almacenamiento energético dentro del Mercado de Energía Mayorista.*

## **5.RECOMENDACIONES**

- *En relación con los artículos 15, 16 y 17 del **proyecto**: **Incorporar** expresamente dentro del **proyecto** regulatorio reglas mínimas aplicables a la relación de representación entre agentes generadores y **SAEB** independientes, particularmente orientadas a garantizar condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias de acceso al mercado.*
- *En relación con el alcance del **proyecto**: **Remitir** los proyectos*

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|                                 |                                   |             |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 204 |

*regulatorios relacionados con la incorporación y remuneración de los **SAE** en el **SIN** y en las **ZNI** que se pretendan expedir posteriormente, para el correspondiente estudio en sede de abogacía de la competencia.”*

(Subraya y negrilla fuera de texto)

Mediante el radicado CREG E2026008600 de 11 de junio de 2026, la SIC realizó las siguientes aclaraciones:

*“La recomendación se deriva del análisis del numeral 4.2 del concepto y está orientada a la regla conforme a la cual los SAEB independientes que pretendan comercializar servicios en el Mercado de Energía Mayorista deben ser representados por un agente generador. Sobre esa regla, la Superintendencia identificó que la intermediación obligatoria a través de un generador, sumada a la libertad de las partes para acordar las condiciones de dicha representación, puede traducirse en barreras de entrada y en una eventual dependencia de los desarrolladores e inversionistas de SAEB frente a los agentes incumbentes. De ahí que la recomendación se dirija a incorporar reglas mínimas que garanticen condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias de acceso en esa relación de representación. En ese sentido, la recomendación está referida a las disposiciones que el proyecto desarrolla para los SAEB independientes en el Título II, lo anterior incluye las disposiciones relacionadas con los servicios comercializables (artículo 44 de la última versión radicada del proyecto), las disposiciones relacionadas con la representación y participación del SAEB independiente en el MEM y cambio de actividad (Artículo 45) y las disposiciones relacionadas con la propiedad de un SAEB y participación en el Mercado de Energía Mayorista (Artículo 46).”*

Analizadas las citadas recomendaciones, esta Comisión las acogió en su totalidad y procedido a incorporarlas ajustando el artículo 46, incluyendo la obligación a cargo de los agentes generadores de publicar en su página web las condiciones de la contratación para llevar a cabo la representación comercial ante el MEM de los SAEB independientes, procurado que las mismas sean objetivas, transparentes y no discriminatorias de acceso al mercado.

POR LA CUAL SE DEFINEN LOS MECANISMOS PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

|           |                       |                                   |             |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 1  |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 14/11/2017 | Página: 205 |