

Propuesta Elementos Normativos para Sistemas de Almacenamiento de Energía

A continuación, una breve descripción del reglamento o norma que se propone modificar, y una breve explicación, con base en lo anteriormente apuntado. Los cambios se registran como sigue:

Eliminación: se hace con ~~tachado~~.

Adición: se refleja en color rojo.

Propuesta de modificaciones al Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE)

Se ha identificado como necesario incluir cambios en el RLGIE, entre otros, la definición de conceptos claves relacionados con SAE y la incorporación de una definición de SAE que sirva para la interpretación y aplicación del resto de la regulación, asimismo, la incorporación de SAE independientes en transmisión y reglas para regular la incorporación de SAE en equipos de generación de los Usuarios Autoprodutores. Se modifican los artículos 2, 3, 28, 47, 48 y 49 y se adicionan los artículos 27 *bis* y 50 *bis*. Se propone que los artículos queden redactados de la manera siguiente:

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes
<p>Artículo 2. Siglas y acrónimos.</p> <p>...</p> <p>SAE Sistema de Almacenamiento de Energía</p> <p>..."</p>
<p>Artículo 3. Definiciones. Para los efectos...</p> <p>Actores del Mercado...</p> <p>Agentes Compradores...</p> <p>Agentes del Mercado...</p> <p>Agente Transmisor...</p> <p>Arbitraje de Energía: Se refiere a la práctica realizada por medio de sistemas con capacidad de almacenamiento de energía, mediante la cual se retira energía eléctrica del sistema en momentos de baja demanda y/o precios bajos, para su posterior inyección al sistema en momentos de alta demanda y/o precios altos, buscando con ello generar un beneficio económico derivado de la diferencia de precios en los distintos momentos en que se hace el retiro y la inyección de la energía al sistema.</p> <p>Calidad Comercial del...</p> <p>Calidad del Producto...</p> <p>Calidad del Servicio...</p> <p>Calidad Técnica del...</p>

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

...

Sistemas Aislados...

Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un momento posterior.

Sistema Eléctrico Regional...

...

Artículo 27 bis. Incorporación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión. El ODS podrá incorporar la consideración de Sistemas de Almacenamiento de Energía como alternativas para la expansión y fortalecimiento de la Red de Transmisión, orientados a optimizar los costos de inversión, operación y mitigación de incidencias dentro del SIN.

Los SAE seleccionados para incorporarse al Plan de Expansión de la Red de Transmisión deben demostrar su capacidad para mejorar la seguridad y capacidad de transmisión, y proveer suministro a usuarios finales en situaciones donde soluciones convencionales (líneas de transmisión, subestaciones, etc.) resulten menos eficientes desde el punto de vista económico o de implementación. El análisis para la incorporación de SAE se basará en criterios técnicos y económicos, incluyendo un análisis de coste-beneficio. Solo se considerarán aquellos SAE cuyo cociente entre la capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 0.5, y cuya implementación no supere la capacidad de infraestructura existente o proyectada. No se considerarán para inclusión en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión aquellos SAE diseñados primordialmente para el Arbitraje de Energía.

Los SAE que sean considerados como opciones viables para el Plan de Expansión de la Red de Transmisión serán sujetos a un proceso de evaluación y selección equitativo, bajo los mismos criterios y consideraciones aplicables a las opciones de infraestructura de transmisión convencionales. Esto incluye la evaluación de impacto, viabilidad técnica, y beneficios a largo plazo para el SIN.

Artículo 28. Licitación de la construcción de las obras de transmisión. Una vez aprobado el Plan de Expansión de la Red de Transmisión, e identificadas y seleccionadas las Empresas Transmisoras para realizar las obras contenidas en este, la CREE solicitará que se proceda a realizar licitaciones públicas internacionales competitivas para la construcción de las respectivas obras dentro de los plazos establecidos en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

La CREE determinará la modalidad de la licitación de acuerdo con cualquiera de las siguientes dos modalidades:

- A. **Licitación de obra.** La Empresa Transmisora seleccionada para efectuar una licitación con el fin indicado, deberá financiar la construcción y será la propietaria de los activos correspondientes. La suma de los costos resultantes de la licitación y de la posterior construcción de las obras, así como los costos de las servidumbres, los costos derivados de los requerimientos ambientales dispuestos por autoridad competente, los costos de la administración, ingeniería y supervisión, los costos financieros de la inversión demostrable durante el periodo preoperativo hasta la entrada en operación comercial y otros que a solicitud de la Empresa Transmisora la CREE determine procedentes, definirán el Valor Nuevo de Reemplazo de los activos que conformen las obras y que se considerará en el cálculo de los costos de la Empresa Transmisora durante un período congruente con la vida útil de las obras, a ser determinado por la CREE en el momento de asignar dichas obras a la Empresa Transmisora.

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

La tasa de actualización que se utilizará para el cálculo de los costos de transmisión asociados a las obras, y que la CREE deberá establecer al momento de asignar la construcción de las obras a la Empresa Transmisora, se mantendrá fija durante el periodo de vida útil de dichas obras. La tasa de actualización que establezca la CREE se basará en una metodología que refleje objetivamente y con índices reconocidos internacionalmente el nivel de riesgo de este tipo de inversiones en el país.

Adicionalmente, se reconocerán, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Tarifas, los costos de administración, operación y mantenimiento, los costos de pérdidas de potencia y energía, y el costo asociado al valor esperado de las indemnizaciones que como Empresa Transmisora debe pagar si la calidad del servicio corresponde con lo establecido en la Norma Técnica respectiva.

Después de transcurrido el periodo de vida útil de las obras, su Valor Nuevo de Reemplazo será determinado según se establece en el Reglamento de Tarifas.

Los impuestos de todo tipo que deban pagar las Empresas Transmisoras serán trasladados a las tarifas a los usuarios finales, con la excepción de impuestos sobre las utilidades.

- B. **Licitación para construcción, operación y propiedad de la obra.** En esta modalidad, la Empresa Transmisora desarrollará una licitación para seleccionar un operador inversionista que se hará cargo del financiamiento, construcción y operación de las obras, y a quien la CREE le otorgará una licencia de operación como Empresa Transmisora. El oferente a quien se le adjudique la licitación será el que ofrezca el menor requerimiento de ingreso, en la forma de una anualidad constante, para cubrir todos los costos relacionados con el financiamiento, construcción y operación de las obras, incluyendo el costo de capital de las inversiones, los costos de operación y mantenimiento, los costos de pérdidas de potencia y energía, y el costo asociado al valor esperado de las indemnizaciones que como Empresa Transmisora debe pagar si la calidad del servicio corresponde con lo establecido en la Norma Técnica respectiva. El pago de la anualidad se hará por medio de doce (12) cuotas iguales a ser pagadas en forma mensual durante un periodo de amortización que podrá ser de hasta veinte (20) años, el cual empezará el día en que la obra entre en operación comercial.

Una vez concluido el periodo de amortización, y durante el resto de la vigencia de la licencia de operación, los costos de transmisión asociados a las obras que el oferente ganador, como Empresa Transmisora, podrá trasladar a tarifas serán calculados de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Tarifas.

Los impuestos de todo tipo que deban pagar las Empresas Transmisoras serán trasladados a las tarifas a los usuarios finales, con la excepción de impuestos sobre las utilidades.

Cuando se trate de licitaciones que tengan por objeto la incorporación de SAE en el sistema de transmisión, las bases deberán establecer los requerimientos técnicos mínimos del SAE.”

Artículo 47. Usuarios Autoproductores. Son Usuarios Autoproductores los Usuarios que dentro de sus instalaciones internas poseen equipos de generación de energía eléctrica capaces de operar en paralelo con la red.

- A. **Requisitos.** Los Usuarios Autoproductores deberán cumplir con los requisitos mínimos siguientes:

- i. **Los equipos de generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía en las instalaciones de los usuarios, de haberlos, deberán cumplir con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en la normativa, incluyendo, pero no limitado a, sistemas de medición que permitan el monitoreo y control del flujo de energía intercambiado con la red. La capacidad de generación que tenga instalada un Usuario Autoproductor en ningún momento será mayor que su demanda máxima determinada en un periodo de doce (12) meses consecutivos, aplicando esta limitación a la capacidad de generación en corriente alterna que pueda operar en paralelo con la red.**
- ii. La producción anual estimada de energía del equipo de generación deberá ser menor que el consumo anual del suministro al que ese equipo suplirá su energía se cuente o no con dispositivos de almacenamiento de energía.

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

~~Los Usuarios Autoprodutores deberán cumplir las normativas específicas que regulen la conexión e inyección de excedentes de energía a las redes de distribución y transmisión que para este efecto emita la CREE.~~

Artículo 48. Inyección de excedentes. Las inyecciones de excedentes deberán cumplir con las reglas siguientes:

- A. Las Empresas Distribuidoras dentro los límites de inyección que establece la Norma Técnica están obligadas a comprar el exceso de energía inyectada por los Usuarios Autoprodutores residenciales y comerciales que estén conectados a la red de distribución, únicamente cuando esta sea fuentes de energía renovable.
- B. Las inyecciones de excedentes de energía de los demás Usuarios Autoprodutores a la red de distribución o de transmisión que posean unidades de generación serán consideradas como transacciones en el Mercado Eléctrico de Oportunidad en lo que corresponda. Para tal fin, estos Usuarios deberán clasificarse como Consumidores Calificados cumpliendo el límite de demanda establecido legalmente para ello y solicitar su autorización ante el operador del sistema en los términos de la reglamentación del subsector eléctrico. El operador del sistema podrá requerir del agente la información necesaria para efectuar el despacho económico y liquidación de las transacciones de inyección. Para efectos del despacho económico tendrán un costo variable nulo los excedentes de energía de las unidades de generación que utilizan fuentes de energía renovable.
- C. **Los Sistemas de Almacenamiento de Energía que instalen los usuarios solo podrán inyectar a la red energía que haya sido producida por los equipos de generación de energía renovable del mismo usuario.**

Artículo 49. Pago por los excedentes de energía inyectados a la red. Los excedentes de energía inyectados por los Usuarios Autoprodutores a las redes de distribución y transmisión se remunerarán de la manera siguiente:

- A. En el caso de Usuarios Autoprodutores residenciales y Comerciales conectados a la red de distribución que utilicen exclusivamente fuentes de energía renovable, la energía inyectada será remunerada a la tarifa propuesta por la Empresa Distribuidora y aprobada por la CREE, la cual estará basada en los costos evitados a la Empresa Distribuidora debido a la inyección de energía que haga el Usuario Autoprodutor. ~~Las Empresas Distribuidoras deberán cobrar una tarifa binómica aprobada por la CREE, por el suministro a los Usuarios Autoprodutores conectados en su red de distribución.~~
- B. En el caso de los demás Usuarios Autoprodutores conectados a la red de distribución que posean unidades de generación, el operador del sistema realizará la liquidación de la energía inyectada por dichos Usuarios valorándola como una transacción en el mercado de oportunidad, en este caso, al Precio Nodal del nodo en alta tensión de la subestación que alimenta el circuito de distribución en el que está conectado el Usuario Autoprodutor, durante los Períodos de Mercado en los que se realizó la inyección.
- C. En el caso de Usuarios la red de transmisión que posean unidades de generación, el operador del sistema realizará la liquidación de la energía inyectada por dichos Usuarios valorándola al Precio Nodal del nodo en el que se realiza la inyección, durante los Periodos de Mercado en los que se realizó la inyección.

Las Empresas Distribuidoras deberán cobrar por el suministro a los Usuarios Autoprodutores conectados en su red de distribución una tarifa binómica aprobada por la CREE, que incluya un cargo por demanda para cubrir los costos fijos de inversión, operación y mantenimiento de la red. ~~por el suministro a los Usuarios Autoprodutores conectados en su red de distribución.”~~

Artículo 50. bis. Verificación y control.

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

- A. **Inspecciones y Auditorías:** La Empresa Distribuidora tendrá la facultad de realizar inspecciones y auditorías periódicas a los Usuarios Autoprodutores para verificar el cumplimiento de las normativas establecidas, especialmente en el aspecto de la medición, seguridad y las protecciones, incluyendo la revisión de los Sistemas de Almacenamiento de Energía.
- B. **Medidas por Incumplimiento:** En caso de detectarse el incumplimiento de las condiciones aquí establecidas en este capítulo, la Empresa Distribuidora o Empresa Transmisora propietaria de la red donde esté conectado el usuario podrá desconectar la instalación del usuario hasta que éste no demuestre fehacientemente que ha corregido e implementado medidas adecuadas para que el incumplimiento no se repita. Adicionalmente, la Empresa Distribuidora que compró la energía inyectada a la red de manera indebida, realizará los ajustes en la facturación del usuario de manera que éste devuelva en un periodo de tres meses los valores que en su momento se determinaron incorrectamente a favor del usuario.”

Propuesta de modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM).

Los cambios propuestos en este reglamento esencialmente se vinculan con la definición de dos conceptos claves para la incorporación de SAE en los términos propuestos por los consultores, estos conceptos son “Central Generadora Híbrida” y “Recurso de Generación”. La definición de estos conceptos a nivel reglamentario facilita la construcción de elementos normativos para SAE en su primera etapa de incorporación en la regulación del subsector eléctrico. Adicionalmente, se consideró necesaria la modificación de definiciones de sistemas o acciones relacionadas con la prestación de servicios complementarios para eliminar situaciones que obstaculizaban su aplicación a los SAE.

La incorporación de estas consideraciones en el reglamento abarca distintas disposiciones de este, incluyendo en temas sobre planificación operativa, obligaciones de Centrales Generadoras Híbridas y de Empresas Transmisoras que posean SAE y sobre la participación de estas modalidades de SAE en la provisión de Servicios Complementarios (SSCC). Los cambios propuestos se detallan a continuación:

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“Artículo 3. Siglas.

AGC	Control Automático de la Generación (por sus siglas en inglés)
CNFFF	Contrato No Firme Físico Flexible
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CVT	Cargo Variable de Transmisión
EOR	Ente Operador Regional
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
ODS	Operador del Sistema
OS/OM	Operadores del Sistema / Operadores del Mercado
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
RTR	Red de Transmisión Regional
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional”

Artículo 4. Definiciones. Para los efectos de este Reglamento los siguientes vocablos y frases, ya sea en singular o en plural, en género masculino o femenino, tienen el significado abajo expresado, a menos que dentro del contexto donde se utilicen expresen otro significado.

Agentes Compradores: ...

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: ...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Agentes Productores: ...

Área de Control: Conjunto de ~~unidades de generación~~ **Centrales Generadoras**, subestaciones, líneas de transmisión, líneas de distribución y demanda que son controladas desde un mismo centro de control, según se define en la regulación regional.

Arranque en Negro: Es la capacidad que tiene ~~una unidad generadora~~ **un recurso de generación** para arrancar sin necesidad de una fuente externa en un tiempo inferior a un máximo establecido, la cual puede permanecer en servicio alimentando exclusivamente sus servicios auxiliares. Este tipo de ~~unidades generadoras~~ **recursos de generación** son necesarios a fin de iniciar el proceso de restablecimiento del servicio tras la formación de islas o el colapso total del sistema causado por una perturbación en el Sistema Interconectado Nacional o en el Sistema Eléctrico Regional.

Central Generadora: Es un conjunto de unidades generadoras que se encuentran en un mismo lugar y que están bajo la responsabilidad de un mismo operador. Estas centrales generadoras pueden o no incluir Sistemas de Almacenamiento de Energía, en caso de que lo hagan se denominan Centrales Generadoras Híbridas.

Central Generadora Híbrida: Tipo de central generadora que incluye un Sistema de Almacenamiento de Energía que solo puede cargarse con energía producida por las unidades de la propia central generadora.

Condiciones de Emergencia: ...

Consumidor Calificado: ...

Consumo Específico de Combustible: ...

Consumo Propio de Generación: ...

Contrato No Firme Físico Flexible: ...

Control Automático de Generación (AGC): Control centralizado y automático de ~~las unidades de generación~~ **los recursos de generación** para mantener dentro de rangos específicos la frecuencia del sistema y los intercambios de energía entre Áreas de Control.

Costo de Arranque: ...

Costo Variable de Centrales Hidráulicas de Embalse: ...

Costo Variable de Centrales Renovables No Controlables: ...

Costo Variable de Centrales Térmicas: ...

Costo Variable de Operación y Mantenimiento: ...

Demanda Firme: ...

Despacho Económico: Es la programación de mínimo costo de producción de ~~las centrales o unidades de generación~~ **los recursos de generación** disponibles para suministrar la demanda eléctrica teniendo en cuenta las restricciones operativas de ~~dichas centrales o unidades de generación~~ **dichos recursos**, así como **teniendo en cuenta** las restricciones que imponen la calidad y seguridad del sistema.

Desviaciones en Tiempo Real: ...

Desvíos de Potencia Firme: Para el Agente Comprador, es la diferencia entre el Requerimiento de Potencia Firme que fue aprobado en el informe definitivo de demanda y el valor de potencia firme que este tenga contratada. Para el Agente Productor, es la diferencia entre el valor máximo de la potencia firme vendida en contratos y el valor que resulte menor entre la potencia firme determinada en el informe definitivo sobre las potencias firmes de ~~las unidades generadoras~~ **los recursos de generación** y la potencia real disponible durante el cinco por ciento (5%) de horas del mes, no necesariamente consecutivas, en las que se produce la máxima demanda del sistema.

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Disponibilidad de una Unidad de Generación: ...

Empresa Comercializadora: ...

Empresa Generadora: ...

Empresa Transmisora: ...

Generación Forzada: Es la energía producida por ~~aquellas unidades generadoras~~ aquellos **recursos de generación obligados** ~~obligadas~~ a operar fuera del Despacho Económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad.

Generador Marginal: ...

Indisponibilidad: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o **recurso de generación** ~~unidad generadora~~ que está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado.

Indisponibilidad Programada: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o ~~unidad generadora~~ **recurso de generación** que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme a los procedimientos establecidos para este efecto por el Operador del Sistema.

Indisponibilidad Forzada: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o **recurso de generación** ~~unidad generadora~~ que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el Operador del Sistema debido a una condición de Indisponibilidad Programada.

Ingresos Variables de Transmisión: ...

Ley: ...

Mantenimiento Forzado: ...

Mantenimiento de Emergencia: ...

Mantenimiento Programado: ...

Mantenimiento Mayor: ...

Mantenimiento Menor: ...

Mercado de Contratos: ...

Mercado de Oportunidad: ...

Mercado de Oportunidad Regional: ...

Mercado Eléctrico Nacional: ...

Mercado Eléctrico Regional: ...

Normas Técnicas: ...

Norma Técnica de Contratos: ...

Norma Técnica de Inspección y Verificación: ...

Norma Técnica de Liquidaciones: ...

Norma Técnica de Mantenimientos: ...

Norma Técnica de Medición Comercial: ...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Norma Técnica de Potencia Firme: Norma que establece los procedimientos de cálculo de la potencia firme de ~~las unidades y centrales generadoras~~ **los recursos de generación, incluyendo las Centrales Generadoras Híbridas**, en función de su tecnología y su disponibilidad efectiva, así como el método para la determinación del Período Crítico del Sistema. Esta norma fija el método de cálculo de la disponibilidad efectiva de ~~las unidades generadoras~~ **los recursos de generación**, así como las pruebas a realizar por el Operador del Sistema para verificar la capacidad y disponibilidad de estas. Esta norma también establece los criterios y metodología de cálculo del margen de reserva, de los Desvíos de Potencia Firme y criterios de asignación de pérdidas usados para el cálculo del Requerimiento de Potencia Firme de los Agentes Compradores.

Norma Técnica de Programación de la Operación: Norma que establece las metodologías, datos, criterios, plazos y procedimientos de notificación en todo lo relativo a la planificación de la operación del sistema, el despacho de ~~las unidades generadoras~~ **los recursos de generación** y la operación del sistema en tiempo real.

Norma Técnica de Servicios Complementarios: Norma que define los requisitos técnicos y el proceso de habilitación para la prestación de cada Servicio Complementario definido en este Reglamento, así como los criterios de cálculo de las reservas y asignación de estas a ~~las unidades generadoras~~ **los recursos de generación** para la prestación del servicio de control de frecuencia. Esta norma también define el proceso de seguimiento y supervisión que realizará el Operador del Sistema para verificar la prestación de los Servicios Complementarios.

Operador del Sistema: ...

Período Crítico del Sistema: ...

Periodo de Mercado: ...

Planificación Operativa de Largo Plazo: ...

Potencia Efectiva de una Unidad Generadora: Potencia máxima neta que puede entregar a la red ~~una unidad generadora~~ **un recurso de generación en consideración de sus propias condiciones y restricciones operativas**, en función de su capacidad instalada, ~~temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, restricciones propias de la unidad y consumos propios.~~

Potencia Firme Contratada: ...

Potencia Firme de una Unidad Generadora: Potencia eléctrica que ~~una central o unidad generadora~~ **un recurso de generación** puede garantizar durante el Período Crítico del Sistema y que se determina de acuerdo con lo establecido en este Reglamento y la metodología definida en la Norma Técnica de Potencia Firme.

Potencia Máxima Neta de una Unidad Generadora: Es la máxima potencia que, estando conectada, ~~la unidad~~ **un recurso de generación** podría entregar de manera sostenida en un plazo de al menos quince (15) minutos, de requerirse máxima generación, teniendo en cuenta las restricciones operativas que pueden limitar dicha entrega.

Precio de Referencia de la Potencia: ...

Precio Nodal: ...

Precios *ex-ante*: ...

Precios *ex-post*: ...

Pre despacho: ...

Pos despacho: ...

Programación Hidrotérmica: Programación de la operación de la generación con el objetivo de minimizar los costos de suministrar la demanda en un plazo determinado considerando las restricciones de operación de ~~las unidades térmicas e hidráulicas~~ **los recursos de generación** y que permite calcular el Valor del Agua almacenada en los embalses.

Recurso de Generación: **unidad o central generadora bajo control del Operador del Sistema. Se considerará a las centrales generadoras híbridas como recurso de generación.**

Red de Transmisión Regional: ...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Redespacho: ...

Regulación Primaria de Frecuencia: ~~Regulación automática~~ es el servicio de control automático de la frecuencia, con un tiempo de respuesta menor de 30 segundos, realizada por los reguladores de velocidad de las unidades generadoras y de los sistemas de almacenamiento de energía que son parte de centrales híbridas, cuyo objetivo es mantener el equilibrio instantáneo entre la generación y la demanda. **Se realiza de manera descentralizada por medio de los equipos y sistemas de control de los recursos de generación habilitados para brindar ese servicio.**

Regulación Secundaria de Frecuencia: Regulación automática de la frecuencia realizada por el sistema de Control Automático de la Generación cuyo objetivo es recuperar el valor nominal de la frecuencia y llevar nuevamente a las unidades **los recursos de generación** que participan en la Regulación Primaria de Frecuencia a su generación programada, así como mantener los intercambios entre Áreas de Control a los valores programados.

Regulación Terciaria de Frecuencia: ...

Regulador de Potencia-Frecuencia: es un dispositivo de control que hace variar la potencia producida por un recurso de generación para mantener la frecuencia del sistema. Los Reguladores de Velocidad de las unidades sincrónicas son un tipo de regulador potencia-frecuencia.

Regulador de Velocidad: es un dispositivo de control que actúa sobre la entrada de energía del generador para controlar su velocidad y, por lo tanto, su frecuencia.

Requerimiento de Potencia Firme: ...

Reserva Fría: es la capacidad de generación disponible, pero no sincronizada al sistema eléctrico, ~~Reserva provista por unidades generadoras~~ que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de quince (15) minutos, y cuyo objetivo es reponer la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia. Esta también puede ser provista por demanda interrumpible ~~o sistemas de almacenamiento de energía.~~

Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia: es la capacidad disponible en el sistema eléctrico de incrementar o disminuir la generación con el objeto de controlar las desviaciones de frecuencia y restablecer el equilibrio entre generación y demanda eléctrica. Esta reserva se activa casi instantáneamente, automáticamente y de manera descentralizada entre los diferentes participantes en su provisión. ~~Valor de Reserva Rodante de potencia activa de unidades de generación previsto para responder automáticamente a cambios de frecuencia.~~

Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia: es aquella capacidad de incrementar o disminuir la generación disponible en el sistema eléctrico con el objeto de restablecer tanto la frecuencia a su valor nominal como el intercambio de potencia entre áreas de control mediante el denominado control de error de área (ACE - en sus siglas en inglés, Area Control Error). Estas reservas se activan de forma automática y centralizada mediante la actuación de un control automático de la generación (AGC - en sus siglas en inglés, Automatic Generation Control) que envía las consignas a los proveedores de este servicio dentro de cada área de control. ~~Valor de Reserva Rodante de potencia activa de unidades de generación requerida para recuperar la Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia y mantener la frecuencia y los intercambios por los enlaces entre Áreas de Control.~~

Reserva Rodante: Es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles en el corto plazo de las unidades generadoras sincronizadas **de los recursos de generación sincronizados en el sistema eléctrico** al Sistema Interconectado Nacional y la suma de las potencias realmente entregadas en un momento dado.

Servicio Auxiliar Regional: ...

Servicios Complementarios: ...

Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un momento posterior.

Sistema Eléctrico Regional: ...

Sistema Principal de Transmisión: ...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Sistema Secundario de Transmisión: ...

Unidad Generadora: Instalación conectada al sistema eléctrico que produce energía eléctrica a partir de una fuente primaria de energía.

Valor del Agua: ...”

Artículo 10. Funciones del Operador del Sistema. La principal función...

Para el cumplimiento...

Igualmente, serán...

- A....
- B....
- C....
- D....
- E. Impartir instrucciones de operación a ~~las unidades~~ **los recursos** de generación de generación e instalaciones de transmisión, incluidas las interconexiones internacionales, con el objetivo de asegurar la continuidad del suministro eléctrico nacional y satisfacer las transacciones resultantes del MEN y el MER.
- F...
- G...
- H. Verificar los costos variables de ~~las unidades generadoras~~ **los recursos de generación** de acuerdo con la metodología definida en este Reglamento e informar a la CREE sobre aquellos generadores cuyos costos variables no cumplan con lo establecido en este Reglamento y las Normas Técnicas, o que no representen el costo real de generación.
- I. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de ~~las unidades~~ **los recursos** de generación y de las instalaciones de transmisión.
- J....
- K....
- L....
- M....
- N....
- O...
- P...
- Q...
- R...
- S...
- T...
- U...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

V...
W...
Y...
Z...
La CREE podrá...”

Artículo 15. Autorización para Suministrar y Obligación de Comprar Potencia Firme. Cada central...
La potencia firme que los Agentes Productores vendan en el MEN o en el MER mediante contratos deberá estar respaldada por la potencia firme de ~~sus propias centrales generadoras~~ **sus propios recursos de generación** o por potencia firme comprada a otros Agentes Productores mediante contratos suscritos con ellos. El ODS supervisará y controlará que los Agentes Productores cumplan con estas condiciones, e informará a la CREE de cualquier incumplimiento que detecte, para las acciones que corresponda tomar.
Cada Agente Comprador...”

Artículo 21. Planificación operativa. La Planificación operativa...
Para realizar la planificación operativa y el cálculo de los Precios Nodales en el Sistema Principal de Transmisión, el ODS utilizará modelos de Programación Hidrotérmica que permitan determinar la planificación de mínimo costo de ~~las unidades de generación~~ **los recursos de generación**, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad.”

Artículo 23. Herramienta de modelo para la Planificación Operativa de Largo Plazo. La herramienta utilizada...
Los datos que...
A. Parámetros operativos de las plantas hidroeléctricas **y de las Centrales Generadoras Híbridas.**
B. Características técnicas y económicas (costos variables) de ~~las unidades generadoras~~ **los recursos de generación** (plantas térmicas, renovables y renovables no controlables)
C...
D...
E...
F...
G...
H...
El ODS deberá poner a...”

Artículo 24. Información a remitir al ODS y auditoría técnica de las centrales generadoras. Los Agentes del MEN con plantas de generación deberán realizar una declaración mensual de los costos variables de sus ~~unidades generadoras~~ **recursos de generación**, el cual podrá ser auditado por la CREE. El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

de cada unidad generadora según su nivel de carga y los costos de arranque y parada. Asimismo, el ODS podrá realizar una auditoría técnica de los parámetros operativos de cualquier tipo de centrales.”

Artículo 25. Programación semanal. La programación semanal se realizará una vez por semana, para la siguiente semana de calendario, con un detalle horario. El objetivo de esta es realizar una programación y despacho indicativos de ~~las unidades de generación~~ **los recursos de generación**, así como una estimación de los Precios Nodales en el Sistema Principal de Transmisión.

La Herramienta utilizada...

A...

B. Características técnicas y económicas detalladas de las plantas térmicas, **así como las características técnicas y económicas de las Centrales Generadoras Híbridas.**

C. Producción horaria esperada de ~~las unidades generadoras~~ **los recursos de generación** que utilizan un recurso renovable variable.

D...

E...

F...

El ODS deberá poner a disposición de los Agentes del MEN **y de las empresas transmisoras** un informe con los resultados obtenidos en la programación semanal.”

Artículo 27. Descripción del Predespacho nacional. El Predespacho nacional se realiza con detalle horario el día anterior al despacho físico de ~~las unidades~~ **los recursos de generación**, utilizando como base la demanda horaria prevista en cada nodo, ~~las unidades de generación~~ **recursos de generación** e instalaciones de transmisión declaradas como disponibles teniendo en cuenta los límites operativos asociados a las restricciones de seguridad, y los márgenes de reserva y potencia reactiva necesarios para la operación segura del sistema.

El ODS realizará...

Los resultados del...”

Artículo 28. Entrega de información por parte de los Agentes Productores. Antes de las...

La información que...

A. Disponibilidad y condiciones técnicas de ~~las unidades de generación~~ **los recursos de generación.**

B...

C...”

Artículo 29. Entrega de información por parte de las Empresas Transmisoras. Antes de las...

La información que...

A. Las Indisponibilidades del Sistema Principal de Transmisión, **incluyendo las de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que la empresa transmisora posea.**

B...

C...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

D...
E...”

Artículo 31. Horario y consideraciones mínimas en la determinación del Predespacho nacional. Antes de las...

A. La disponibilidad de ~~las unidades~~ **los recursos** de generación y la producción esperada de las centrales que utilizan un recurso renovable variable y los posibles excedentes de los Usuarios Autoprodutores.

B. Los costos variables de ~~las unidades~~ **los recursos** de generación.

C. Las restricciones técnicas de ~~las unidades~~ **los recursos** de generación.

D...

E...

F...

G...

H...

I. Las características de operación de las Centrales Generadoras Híbridas.

El predespacho se...

El ODS verificará...”

“Artículo 32. Resultados mínimos del Predespacho nacional. El Predespacho nacional...

A...

B...

C...

D...

E...

F...

G...

Antes de las 12:30 p.m. de cada día, el ODS publicará en su sitio web los resultados del Predespacho nacional, de manera que sean accesibles a los Agentes **y empresas transmisoras** del MEN.”

“Artículo 34. Horario e información requerida para la declaración de contratos regionales. Antes de las...

Si se trata de una inyección hacia el MER realizada por un contrato, el Agente del MEN deberá identificar ~~la unidad o unidades~~ **los recursos** de generación con ~~las los~~ que pretende cumplir con su compromiso contractual y el nodo de la RTR donde se propone realizar la inyección de energía.

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Si se trata de..."

Artículo 41. Ofertas en el mercado de oportunidad regional. A partir de...

Para ello, el ODS...

A...

B...

Las ofertas de oportunidad se calcularán a partir de la escalera de inyecciones y retiros resultantes del Predespacho nacional en cada nodo de la RTR, una vez retiradas las ofertas de cantidad-costo correspondientes a ~~aquellas unidades~~ **aquellos recursos** de generación que, para el mismo Periodo de Mercado, hayan informado de un compromiso contractual físico de carácter regional."

"Artículo 45. Verificación y ajuste del predespacho regional. Antes de las...

A...

B...

C...

D...

E...

F...

G. Violaciones a las restricciones técnicas operativas de ~~las unidades generadoras~~ **los recursos de generación** a las que se le haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas.

De identificarse alguna..."

"Artículo 50. La operación del sistema y la operación comercial regional como actividad permanente. Como una actividad...

A...

B...

C...

D...

E...

F...

G. Violaciones a las restricciones técnicas operativas de ~~las unidades generadoras~~ **los recursos de generación** a las que se les haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas por el OS/OM respectivo."

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“Artículo 53. Operación en tiempo real. El ODS podrá realizar modificaciones en el despacho de ~~las unidades generadoras~~ **los recursos de generación** en tiempo real por razones de seguridad del sistema.

Estas modificaciones...

Asimismo, el ODS...”

“Artículo 56. Posdespacho nacional. El ODS calculará el Posdespacho nacional el día siguiente a aquel en que se efectuó el suministro físico de electricidad basándose en la medición comercial, ~~las unidades~~ **los recursos** de generación y activos de transmisión que estuvieron efectivamente disponibles, así como las transacciones regionales realizadas.

El ODS incluirá en el Posdespacho la energía inyectada en cada Periodo de Mercado por ~~aquellas unidades despachadas~~ **aquellos recursos de generación despachados** como Generación Forzada a costo variable nulo, no interviniendo los costos de este tipo de generación en la formación de los precios del Mercado de Oportunidad.

Para realizar el Posdespacho...

El objetivo del Posdespacho...

Se habilita al ODS...

Asimismo, el ODS...”

“Artículo 64. Obligación de proveer el servicio. ~~Todas las unidades generadoras~~ **Todos los recursos de generación** que cumplan los requisitos técnicos fijados en la Norma Técnica de Servicios Complementarios deberán prestar el servicio de control de frecuencia, aportando la reserva asignada y contando con los equipos de control adecuados para mantener la frecuencia del SIN dentro de los límites establecidos, tanto en condiciones normales como en Condiciones de Emergencia. **Los Sistemas de Almacenamiento de Energía que sean parte de Centrales Generadoras Híbridas podrán contribuir al servicio de control de frecuencia.”**

“Artículo 65. Regulación Primaria de Frecuencia. Al efecto de proveer la Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia, los reguladores de ~~velocidad~~ **potencia-frecuencia** de ~~las unidades generadoras~~ **los recursos de generación** deberán permanecer desbloqueados, salvo autorización del ODS.”

“Artículo 66. Regulación Secundaria de Frecuencia. Al efecto de proveer la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia, ~~las unidades generadoras~~ **los recursos de generación** con capacidad nominal igual o superior a ocho (8) MW deberán estar habilitadas para integrarse en el AGC.

El margen de Reserva Rodante que debe ser provisto por ~~las unidades acopladas~~ **los recursos de generación** será calculado por el ODS, en coordinación con el EOR, para el día siguiente en el Predespacho. Este margen de Reserva Rodante debe ser asignado a ~~las unidades despachadas~~ **los recursos de generación despachados** siguiendo los criterios fijados en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.”

“Artículo 67. Reserva Fría. La Reserva Fría será provista por ~~unidades generadoras~~ **recursos de generación** que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de quince (15) minutos. El objetivo de la Reserva Fría es reponer la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia. **También los Sistemas de Almacenamiento de Energía que sean parte de Centrales Generadoras Híbridas podrán proveer reserva fría.**

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

El margen de Reserva...

Cuando ~~una unidad generadora programada~~ un recurso de generación programado para proveer Reserva Fría sea llamada llamado a producir por el ODS dicha unidad dicho recurso será compensada por los costos incurridos de acuerdo con su declaración de costos variables y de arranque y paro. Estos costos se liquidarán por el ODS a los Agentes Compradores a través del cargo por Servicios Complementarios.”

“**Artículo 71. Obligación de proveer el servicio.** El ODS deberá...

~~Los Agentes del MEN con unidades de generación~~ Los recursos de generación propiedad de Agentes del MEN están obligados a participar en el control de voltaje y deberán seguir las consignas dadas por el ODS mediante el regulador automático de voltaje inyectando o absorbiendo potencia reactiva dentro de los límites impuestos por la curva de funcionamiento de cada unidad generadora. La Norma Técnica de Servicios Complementarios podrá fijar unos niveles mínimos de inyección y absorción de potencia reactiva para ~~las unidades generadoras~~ los recursos de generación.

Las Empresas Transmisoras...

Las Empresas Distribuidoras...”

“**Artículo 72. Control de Voltaje y potencia reactiva.** El ODS debe...

Cuando el ODS detecte que en algún nodo no se puede mantener el voltaje dentro de los límites especificados una vez adoptados todos los medios previstos para el control de potencia reactiva, podrá despachar o redespachar ~~unidades de generación~~ recursos de generación con el criterio de mínimo costo.”

“**Artículo 74. Guía de Restablecimiento del Servicio.** En el caso de darse una condición de voltaje cero en parte del sistema o en su totalidad, el ODS deberá conducir las operaciones para el restablecimiento del servicio en el SIN. Para ello el ODS elaborará la Guía de Restablecimiento del Servicio donde se especificarán ~~las unidades generadoras~~ los recursos de generación con capacidad de Arranque en Negro, el proceso de formación en islas de carga e interconexión progresiva de las mismas, y las obligaciones de los Agentes del MEN para la prestación del servicio. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía que sean parte de Centrales Generadoras Híbridas podrán ser llamados por el ODS a proveer el servicio de arranque en negro. El ODS coordinará...”

“**Artículo 79. Plan anual de mantenimientos.** El ODS es...

El ODS elaborará...

Este plan se elaborará siguiendo criterios de minimización de costos y mantenimiento de la seguridad de suministro, evaluando escenarios futuros de inyecciones y retiros con base en las proyecciones de demanda, y el Despacho Económico de ~~las unidades de generación~~ los recursos de generación existentes y previstos previstas considerando los costos variables auditados e hidráulidad. El plan anual de mantenimientos deberá justificar que, de acuerdo con los escenarios evaluados, se lograrían alcanzar los niveles mínimos de seguridad de suministro determinados por la energía no suministrada esperada y márgenes de reservas. El modelo a utilizar será el mismo que el empleado a nivel operativo para la Planificación Operativa de Largo Plazo.

El ODS tendrá de...

El ODS publicará...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

El ODS según lo...
El ODS publicará...”

“**Artículo 81. Seguimiento de las Indisponibilidades de generación.** De acuerdo con el Artículo 28 del presente Reglamento, los Agentes Productores están obligados a comunicar al ODS su estado de disponibilidad para realizar la programación semanal y diaria. El ODS realizará un seguimiento de la disponibilidad registrada por cada ~~unidad generadora~~ **recurso de generación**. En caso de Indisponibilidades no programadas de larga duración y/o reiteradas por encima de los valores medios históricos de la unidad, el ODS podrá abrir un expediente para determinar posibles responsabilidades y, en su caso, realizar propuesta de sanción a la CREE.”

“**Artículo 91. Mercado de contratos regional.** Los Agentes productores...

Los Agentes Compradores...

Los contratos de potencia...

Los CNFFF serán despachados...

Los Contratos No Firmes Financieros...

Los CNFFF y los contratos no...

Ningún tipo de contrato regional podrá imponer restricciones físicas al despacho de ~~unidades de generación~~ **recursos de generación** resultante del Despacho Económico nacional o regional, salvo las derivadas de la contratación de potencia firme en caso de racionamiento por falta de capacidad de generación.

Los contratos regionales...”

“**Artículo 101. Comunicación de contratos al ODS.** Todos los Agentes...

En relación con sus contratos de potencia firme, los Agentes del MEN deben enviar al ODS la información relativa a la Potencia Firme Contratada, ~~la unidad~~ **los recursos de generación** ~~o unidades generadoras~~ que respaldan dicho contrato, el Agente Productor y Agente Comprador que suscriben dicho contrato y las fechas de comienzo y finalización de la vigencia del contrato.

En relación con sus...”

“**Artículo 117. Gradualidad en la aplicación de los requisitos técnicos relativos a la provisión de Servicios Complementarios por parte de las unidades generadoras los recursos de generación.**

Los propietarios de ~~unidades generadoras~~ **recursos de generación** dispondrán de un plazo de un (1) año a partir de la entrada en vigor de la Norma Técnica de Servicios Complementarios para adaptar sus instalaciones de manera que puedan cumplir con los requisitos técnicos relativos a la provisión de Servicios Complementarios.”

“**Artículo 118. Potencia firme de contratos suscritos con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley.** El ODS calculará anualmente la Potencia Firme de ~~Unidades Generadoras~~ **recursos de generación** cuyos titulares tengan suscritos contratos con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley, siguiendo la metodología descrita en este Reglamento. A pesar de esto, los Agentes Productores en tanto titulares de estos contratos estarán exentos de los derechos y obligaciones relativos a la potencia firme establecidos en este Reglamento. Los Agentes Compradores que se conviertan en la contraparte de estos contratos, podrán declarar esta potencia firme a efectos de cobertura de su Requerimiento de Potencia Firme.”

Propuesta de modificaciones al Reglamento de Tarifas.

Se ha identificado como necesario introducir cambios en este reglamento, esencialmente para el caso de SAE en posesión de Empresas Transmisoras. Se recomienda reconocer un tratamiento de estos SAE como Activos Regulatorios Eléctricos, toda vez que estos se dediquen de manera exclusiva a la actividad de transporte. A continuación, los artículos que se proponen modificar:

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“**Artículo 3. Acrónimos.** A los efectos de...

...

SAE Sistema de Almacenamiento de Energía

...

“**Artículo 4. Definiciones.** Para los efectos de...

Acometida: ...

Activos Regulatorios: ...

Activos Regulatorios Eléctricos: ...

Activos Regulatorios No Eléctricos: ...

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: ...

Agentes del Mercado Eléctrico Regional o Agentes del MER: ...

Alta Tensión: ...

Alumbrado Público: ...

Baja Tensión: ...

Base de Activos Regulatoria: ...

Base Blindada: ...

Base Histórica: ...

Base Incremental: ...

Cálculo Tarifario: ...

Calidad del Producto: ...

Calidad del Servicio: ...

Calidad del Servicio Técnico: ...

Cargos por la Operación del Sistema: ...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Cargos por Uso de la Red de Distribución: ...
Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión: ...
Ciclo Tarifario: ...
Costo Base de Generación: ...
Comisión Reguladora de Energía Eléctrica: ...
Consulta Pública: ...
Consumidor Calificado: ...
Consumo de Energía: ...
Costo de la Energía no Suministrada: ...
Costos Controlables: ...
Costos No Controlables: ...
Cuadro Tarifario: ...
Día: ...
Empresa Distribuidora: ...
Empresa Comercializadora: ...
Empresa Transmisora: ...
Energía No Suministrada: ...
Entrada del Servicio Eléctrico: ...
Equipo de Medición: ...
Esquema de Ajustes Tarifarios: ...
Estructura Tarifaria: ...
Factor K: ...
Factor X: ...
Fecha de Referencia: ...
Ingresos Variables del Sistema Principal de Transmisión: ...
Kilovar-hora: ...
Kilovatio: ...
Kilovatio-hora: ...
Media Tensión: ...
Mercado Eléctrico Regional: ...
Mercado de Oportunidad Regional: ...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Mercado de Oportunidad: ...

Nivel Tarifario: ...

Peaje de Transmisión: ...

Plan Quinquenal de Negocio: ...

Planificación de Largo Plazo: ...

Precio de Referencia de la Potencia: ...

Punto de Entrega: ...

Servicio Eléctrico: ...

Servicios Complementarios: ...

Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un momento posterior.

Sistema Principal de Transmisión: ...

Sistemas Aislados: ...

Tarifa: ...

Tasa de Actualización: ...

Unidad Constructiva: ...

Usuario Autoproducción: ...

Usuario: ...

Valor Agregado de Distribución: ...

Valor Nuevo de Reemplazo: ...

Vatio (W): ...

Zona de Operación: ...”

“Artículo 69. Los Activos Regulatorios...

a. ...

b. ...

Los Activos Regulatorios Eléctricos (ARE) forman parte de la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica y su función está directamente asociada a la prestación del servicio considerado. Los activos de este grupo incluyen: líneas, equipos de subestaciones, transformadores, equipos de medición, **Sistemas de Almacenamiento de Energía**, entre otros. **Para ser incorporados como Activos Regulatorios Eléctricos, los Sistemas de Almacenamiento de Energía deben estar dedicados exclusivamente a la actividad de distribución.**

El valor de dichos...

Los Activos Regulatorios No...

El valor de estos activos es...”

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“Artículo 95. La actualización de los...

- Índice de...
- Evolución...
- Costo del...
- Costo del...
- Costo de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía según su tecnología.

La formulación matemática...

$$FAUC = \partial_1 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + \partial_2 \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_3 \times \frac{IPcu_t}{IPcu_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_4 \times \frac{IPCal_t}{IPCal_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_5 \times \frac{IPCbat_t}{IPCbat_0} \times \frac{TC_t}{TC_0}$$

Donde:

∂_1 : ...

∂_2 : ...

∂_3 : ...

∂_4 : ...

∂_5 : Coeficiente de participación del insumo principal de la tecnología de los Sistemas de Almacenamiento de Energía instalada en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

IPC_t : ...

$IPDC_0$: ...

TC_t : ...

TC_0 : ...

$IPcu_t$: ...

$IPcu_0$: ...

$IPal_t$: ...

$IPal_0$: ...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

$IPbat_t$: Índice de precios de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía de la tecnología instalada del período t

$IPbat_0$: Índice de precios de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía de la tecnología instalada del período base (0)

Las ponderaciones de cada...”

“**Artículo 96.** Los ARE correspondientes...”

- a. ...
- b. ...
- c. ...
- d. ...
- e. ...
- f. **Sistemas de Almacenamiento de Energía y otros equipos.”**

“**Artículo 120.** Con el objetivo de...”

- a. ...
- b. ...
- c. ...
- d. ...
- e. ...
- f. **Pérdidas Técnicas – PT**; Porción de las pérdidas de distribución inherente al proceso de distribución, transformación de tensión y medición de la energía en la red de la Empresa Distribuidora, expresada en megavatio-hora – MWh. **Estas pérdidas incluirán las pérdidas por el nivel de eficiencia de los Sistemas de Almacenamiento de Energía aprobado por la CREE en consideración de la tecnología utilizada.**
- g. ...
- h. ...”

Artículo 155. Presentación de información. A fines del mes...

- a. ...
- b. ...
- c. ...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Deberá adjuntar toda...

- i. ...
- ii. **Costos de distribución:** costos de inversión, depreciación anual de los activos, costos de operación y mantenimiento, costos comerciales. Se adjuntará información sobre la extensión y tipo de red, cantidad de transformadores, **Sistemas de Almacenamiento de Energía incorporados a la red** y demás equipamiento utilizado para proveer el servicio de distribución e información sobre el sistema de medición, facturación y cobranza.
- iii. ...
- iv. ...
- v. ...
- vi. ...
- vii. ...

La información de costos...”

“**Artículo 173. Forma del cálculo de los Peajes de Transmisión.** Los Peajes de...

Los peajes de transmisión...

Para el Cálculo Tarifario, los...

$$Pu_{T230_0} = \frac{IR_{T230} - IVT_{T230}}{P_1 + P_2 + P_{2.5} + P_3 + P_4}$$

Donde:

Pu_{T230_0} : ...

IR_{T230} : ...

IVT_{T230} : ...

P_1 : ...

P_2 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/138 kV medidas en la barra de 230 kV, **descontando la potencia de carga en horario punta de los SAE propiedad de la empresa transmisora conectados en 138 kV.**

$P_{2.5}$: suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/69 kV medidas en la barra de 230 kV, **descontando la potencia de carga en horario punta de los SAE propiedad de la empresa transmisora conectados en 69 kV.**

P_3 : ...

P_4 : ...

Para las subestaciones de...

$$Pu_{T230/138_0} = \frac{IR_{T230/138}}{P_5}$$

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Donde:

$Pu_{T230/138_0}$: ...

$IR_{T230/138}$: ...

P_5 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/138 kV medidas en la barra de 138 kV, **descontando la potencia de carga en horario punta de los SAE de Transmisión conectados en 138 kV.**

Los Peajes unitarios...

$$Pu_{T138_0} = \frac{IR_{T138} - IVT_{138}}{P_6 + P_7 + P_8 + P_9}$$

Donde:

Pu_{T138_0} : ...

IR_{T138} : ...

IVT_{T138} : ...

P_6 : ...

P_7 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 138/69 kV medidas en la barra de 138 kV, **descontando la potencia de carga en horario punta de los SAE de la empresa transmisora conectados en 69 kV.**

P_8 : ...

P_9 : ...

Para las subestaciones de...

$$Pu_{T138/69_0} = \frac{IR_{T138/69}}{P_{10}}$$

$Pu_{T138/69_0}$: ...

$IR_{T138/69}$: ...

P_{10} : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 138/69 kV medidas en la barra de 69 kV, **descontando la potencia de carga en horario punta de los SAE de la empresa de transmisión conectados en 69 kV.**

Los Peajes unitarios para...

$$Pu_{T69_0} = \frac{IR_{T69} - IVT_{69}}{P_{11} + P_{12} + P_{13}}$$

Donde:

Pu_{T69_0} : ...

IR_{T69} : ...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

IVT_{T69} : ...

P_{11} : ...

P_{12} : ...

P_{13} : ...”

“**Artículo 198. Fórmula de ajuste de las Unidades Constructivas.** Para el primer...

∂_1 : ...

∂_2 : ...

∂_3 : ...

∂_4 : ...

∂_5 : 0%”

“**Artículo 201. Vida Útil Regulatoria de los Activos.** Para el primer...

...

...

...

...

...

Sistemas de Almacenamiento de Energía: 20 años.”

Propuesta de modificaciones al Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución.

Se identificó cambios para un único artículo, se considera que la introducción de cambios en este artículo por si sólo lleva a la reglamentación a reconocer la incorporación de SAE detrás del medidor en el caso de Usuarios de las empresas distribuidoras, lo anterior, sin perjuicio de que estos Usuarios deban cumplir con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en la normativa. Se propone modificar el artículo 41 de este reglamento en los términos siguientes:

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Artículo 41. Plantas de Emergencia y Sistemas de Almacenamiento de Energía. Los Usuarios pueden instalar equipos de generación de energía eléctrica y **Sistemas de Almacenamiento de Energía** para autoabastecerse parcial o totalmente, ya sea en condiciones normales o ante mantenimientos programados.

El Usuario deberá solicitar a la Empresa Distribuidora la autorización para la conexión de equipo de generación de energía eléctrica o **de Sistemas de Almacenamiento de Energía**, indicando si su instalación permitirá la inyección de excedentes a la red de distribución. La Empresa Distribuidora dispondrá de un plazo de quince (15) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la solicitud para dar por autorizada o rechazada la misma. La Empresa Distribuidora deberá verificar el correcto funcionamiento de las medidas de desconexión entre las instalaciones del Usuario y la red de distribución, para tal fin, podrá realizar las inspecciones que correspondan.

Si la conexión es autorizada, la Empresa Distribuidora informará al Usuario las condiciones técnicas para la operación del equipo de generación de energía eléctrica o **del Sistema de Almacenamiento de Energía**. En caso de ser necesaria la realización de obras para eliminar limitaciones técnicas en la red que impidan la conexión de los equipos, se deberá seguir el procedimiento descrito en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.

Si la instalación del Usuario permite la inyección de excedentes dentro de los límites establecidos en Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, este será considerado un ~~usuario~~ **auto-productor Usuario Autoproducer**. Por lo tanto, la Empresa Distribuidora deberá instalar un Equipo de Medición bidireccional previo a la operación del equipo de generación de energía eléctrica. En caso de que la Empresa Distribuidora no cuente con el Equipo de Medición bidireccional, el solicitante podrá suministrarlo con base en los criterios definidos en el Artículo 19 del presente reglamento.

Posterior a la instalación del...

Todos los usuarios que instalen Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán cumplir con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en la normativa, incluyendo, pero no limitado a, sistemas que permitan la medición, el monitoreo y control del flujo de la energía almacenada y la energía intercambiada con la red.

La Empresa Distribuidora deberá..."

Propuesta de modificaciones a la Norma Técnica de Potencia Firme.

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“Artículo 2. Definición de período crítico del sistema Definiciones. Para efectos de esta norma se utilizarán los términos definidos a continuación y los definidos en la Ley General de la Industria Eléctrica y en su reglamento, y en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

Período de Máximo Requerimiento Térmico: es un período de 12 semanas no necesariamente consecutivas en un año en que es máxima la cantidad de energía compuesta por los elementos siguientes: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía de las importaciones no pactadas mediante contratos firmes, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación con respecto a la demanda. El Operador del Sistema identificará el lapso en que se produce dicho máximo requerimiento térmico aplicando el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta norma.

Período Crítico del Sistema: ~~El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un~~ **es un** conjunto de horas ~~del año que se presenta dentro del período de máximo requerimiento térmico~~ **dentro del período de máximo requerimiento térmico** en el cual se producen valores mínimos del margen de la potencia de generación disponible por sobre el requerimiento horario de potencia del sistema. ~~dentro de un lapso de tiempo en el que es máxima la cantidad de energía compuesta por los elementos siguientes: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía de las importaciones no pactadas mediante contratos firmes, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación con respecto a la demanda. Esa cantidad de energía se designa en la presente norma como “máximo requerimiento térmico”.~~ El Operador del Sistema identificará el lapso de tiempo en que se produce dicho máximo requerimiento térmico aplicando el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta norma.

Requerimiento de Potencia Firme: se entenderá como la demanda de potencia de un agente comprador durante el período crítico del sistema, incrementada por las pérdidas en la red atribuibles a la demanda de ese agente en ese momento y por el margen de reserva reglamentario.”

“Artículo 7. Clasificación de centrales generadoras. Para los propósitos del...

- a. ...
- b. ...
 - i. Centrales sin capacidad de almacenamiento **de energía de la fuente primaria de energía**, ni **capacidad** de regulación.
 - ii. Centrales con capacidad de almacenamiento **de energía de la fuente primaria de energía** y **capacidad de** regulación diaria, semanal o mensual.
 - iii. ...
- c. **Centrales generadoras híbridas, que son centrales generadoras a las que se les ha asociado un sistema de almacenamiento de la fuente primaria de energía.”**

“Artículo 8. Bases para el cálculo de potencia firme del informe. Como base para el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras para el siguiente año calendario, el Operador del Sistema simulará el despacho económico del sistema para ese año con el mismo modelo computacional y los mismos datos que utiliza la más reciente estimación anual para la planificación operativa de largo plazo, pero sin incluir la red. ~~La simulación incluirá la optimización de la gestión de los embalses de centrales hidroeléctricas.~~

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

El modelo computacional que utilice el Operador del Sistema para la simulación deberá tener la capacidad de modelar todos los tipos de recursos disponibles en el sistema eléctrico, en particular las centrales hidroeléctricas con embalse, las centrales eólicas y solares, los sistemas de almacenamiento de energía asociados a la transmisión y las centrales generadoras híbridas. La simulación incluirá la optimización de la gestión de cada recurso, en particular la optimización de la gestión de los embalses de centrales hidroeléctricas tradicionales y la optimización de la operación de las centrales generadoras híbridas, para así minimizar los costos de operación del sistema. Para esta optimización, que será parte del despacho óptimo de todo el sistema eléctrico, el programa de cómputo deberá gestionar el proceso de carga y de descarga del o de los sistemas de almacenamiento de energía asociados.

El Operador del Sistema hará...

El Operador del Sistema usará la proyección de la demanda que haya utilizado para la planificación operativa de largo plazo del año en estudio y representará la demanda proyectada de cada etapa con una discretización horaria al menos cinco bloques.

Para determinar los costos variables...

Para proyectos nuevos o modificación...

Cuando las nuevas centrales o sus...

El modelo computacional usado...

Para las Centrales hidroeléctricas...

La simulación deberá optimizar la operación de cada central generadora híbrida, optimización que será parte del despacho óptimo de todo el sistema eléctrico. El programa de cómputo deberá gestionar el proceso de carga y de descarga del o de los sistemas de almacenamiento de energía asociados.”

“**Artículo 9. Definición-Determinación del período de máximo requerimiento térmico. ...**”

Artículo 10. Determinación del período crítico del sistema. Una vez determinado el lapso...

1. ...

a. ...

b. ...

i. ...

ii. ...

iii. ...

iv. ...

v. Para las centrales generadoras híbridas, considerará la capacidad instalada, la disponibilidad del recurso primario, los mantenimientos programados, y el factor de indisponibilidad forzada proyectado, más la potencia máxima que puede producir el sistema de almacenamiento de energía en la descarga, sujeto a que la potencia horaria disponible no podrá superar la potencia máxima de inyección de la central generadora híbrida.

vi.

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

vii.

2. ...
3. ...
4. ...”

“**Artículo 11. Determinación del factor de disponibilidad promedio anual y definición de potencia efectiva.** En el proceso de determinar...

El Operador del Sistema calculará...

Donde ΔD es la reducción...

El Operador del Sistema considerará las siguientes cuatro causas de reducción de disponibilidad: (1) Los mantenimientos programados consistentes en mantenimientos mayores para el año de estudio y mantenimientos menores de los últimos dos años, incluyendo los de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central **generadora** a la red de transmisión o a la red de distribución según corresponda; (2) las indisponibilidades forzadas, incluyendo las fallas de las líneas radiales mencionadas en el numeral anterior; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad disponible de unidades generadoras no asociada a ninguna de las otras causas; y (4) cualquier reducción de capacidad asociada a una afectación en el suministro de la fuente primaria de energía, sea esta debida a retrasos, interrupciones o disminuciones. Esta última causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas.

El Operador del Sistema calculará...

Donde NMa es el número de...

El Operador del Sistema calculará...

Donde ΔDT es la tasa de indisponibilidad debida a esas tres últimas causas; el subíndice I indica las ocasiones en que cada unidad generadora **o Sistema de Almacenamiento de Energía** salió de servicio por alguna de esas tres causas durante el período de 24 meses considerado; NT es el número total de ocasiones de reducción de capacidad por las tres causas mencionadas. HTI es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión I . RTI es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión I . $HT24m$ es el número total de horas del período de 24 meses en que se basan los registros de operación utilizados para el cálculo.

Por potencia efectiva de una central se entenderá ~~como~~ la potencia máxima neta que puede entregar a la red **una central generadora** ~~una unidad generadora~~ bajo condiciones de período crítico en función de su capacidad instalada, temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, restricciones propias ~~de la unidad~~ y consumos propios de la central. La potencia efectiva se verificará mediante pruebas como se especifica en la Norma Técnica de Inspección y Verificación. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema determinará la potencia efectiva de una central con base en los datos del medidor comercial de la misma, aplicando el procedimiento siguiente:

1. ...
2. Posteriormente, de los datos resultantes se seleccionará el máximo valor como la potencia efectiva (K) de la central.

La reducción de disponibilidad...

El factor de disponibilidad...”

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“Artículo 12. Monitorización de la potencia efectiva. El Operador del Sistema monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de cada unidad generadora y de cada central por los medios siguientes:

- a. ...
- b. ...
- c. ...
- d. ...
- e. **Para el caso de las centrales generadoras híbridas, la monitorización de la potencia efectiva deberá realizarse fuera del período de carga.**

En su base de datos de la generación, el Operador del Sistema mantendrá el valor de la potencia efectiva de cada unidad generadora, **Sistema de Almacenamiento de Energía asociado a las centrales generadoras híbridas**, y **la capacidad máxima de inyección** de cada central generadora. El Operador del Sistema verificará ese valor **durante** en el curso de la operación del sistema **para** por los medios descritos al inicio del presente artículo.

Además, el Operador del Sistema...

El Operador del Sistema programará...

Al elaborar el programa de pruebas...

El Operador del Sistema deberá...

Si los resultados de cualquier...

El Operador del Sistema podrá...”

“Artículo 13 bis. Potencia firme de centrales térmicas, geotérmicas y biomasa no estacional con Sistemas de Almacenamiento de Energía. Para Centrales Generadoras Híbridas formadas por una central generadora térmica, geotérmicas y biomasa no estacional, a la cual se ha incorporado un sistema de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema calculará la potencia resultante de dividir el promedio de energía generada por la central en los 100 escenarios utilizados durante el período crítico por las horas del período crítico, y comparará el resultado al producto de la capacidad efectiva de la central térmica sola por su factor de disponibilidad, y escogerá el mayor de los dos.

“Artículo 15. Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni regulación, y con capacidad de almacenamiento y regulación diaria o semanal. Para las centrales hidroeléctricas ...

Para las centrales hidroeléctricas...

En ambos casos, el Operador....

Para efectos de la presente norma, se entenderá por central con capacidad de regulación diaria aquella cuyo embalse no tiene capacidad anual, mensual ni semanal, pero que es suficiente para transferir energía como volumen embalsado entre distintas horas del día. ~~Adicionalmente, el volumen del embalse utilizable para regulación debe representar por lo menos tres (3) horas de generación a carga máxima, es decir, tres (3) horas de erogación del máximo caudal turbinable.”~~

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“Artículo 16. Determinación de la potencia firme de centrales eólicas y solares. Para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas y las **centrales generadoras híbridas que utilicen como insumo fuente primaria de energía solar o eólica**, el Operador del Sistema determinará la cantidad de energía generada por cada central durante el período de máximo requerimiento térmico, ante cada uno de los 100 escenarios representados. Posteriormente, identificará entre las 100 cantidades de energía resultantes, el valor que es excedido en el 95 % de los casos y el escenario al cual corresponde dicho valor.

Enseguida, procederá a determinar para cada central ~~eólica y solar~~ **generadora a la que hace referencia este artículo**, las potencias horarias generadas de forma sintética a lo largo del período de máximo requerimiento térmico ante el escenario identificado. Luego, el Operador del Sistema calculará para cada central el valor promedio de las potencias horarias generadas únicamente en las horas del período crítico. El valor resultante será la potencia firme de la central.

Artículo 17 bis. Determinación de la potencia firme de centrales generadoras híbridas hidroeléctricas. Para centrales generadoras híbridas hidroeléctricas, el Operador del Sistema determinará la cantidad de energía inyectada por cada central durante el período de máximo requerimiento térmico, ante cada uno de los 100 escenarios representados. Posteriormente, identificará entre las 100 cantidades de energía resultantes, el valor que es excedido en el 95 % de los casos y el escenario al cual corresponde dicho valor.

Enseguida, procederá a determinar para cada central generadora híbrida hidroeléctrica las potencias horarias generadas de forma sintética a lo largo del período de máximo requerimiento térmico ante el escenario identificado. Luego, el Operador del Sistema calculará para cada central el valor promedio de las potencias horarias generadas únicamente en las horas del período crítico y sumará el valor de potencia promedio correspondiente a la reserva secundaria para subir proveída por la central al sistema durante este período. Al valor resultante se le sumará la potencia promedio provista por la central en la simulación como reserva para subir para regulación secundaria de frecuencia durante esas horas.

Artículo 22. Determinación de la potencia firme disponible mensual de las centrales generadoras.

~~Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central durante el mes m se definirá el período crítico del mes tomando la semana modelo de horas críticas del informe de potencia firme aplicable, la cual resulta de emplear el procedimiento detallado en el artículo 10, y replicando lo establecido en esta semana a lo largo del mes m según el tipo de día.~~

Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central térmica que utiliza combustibles fósiles, una central que utiliza biomasa o una central que utiliza biomasa más combustibles fósiles y que opera todo el año, o una central geotérmica, **que sean híbridas o no**, el Operador del Sistema tomará el menor de los dos valores siguientes: (1) la potencia firme de la central, publicada por el Operador del Sistema en su informe definitivo de potencia firme de centrales generadoras, o (2) el producto del factor de disponibilidad de la central determinado para el mes m multiplicado por su potencia efectiva como indica la siguiente expresión:

$$Fm = Dm \times K$$

Donde Dm es el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes m y K es la potencia efectiva de la central.

~~Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central durante el mes m se definirá el período crítico del mes tomando la semana modelo de horas críticas del informe de potencia firme aplicable, la cual resulta de emplear el procedimiento detallado en el artículo 10, y replicando lo establecido en esta semana a lo largo del mes m según el tipo de día.~~

Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central eólica o solar fotovoltaica, **y las centrales generadoras híbridas que utilicen como insumo fuente primaria de energía solar o eólica**, el Operador del Sistema tomará como valor de potencia firme disponible el menor entre (1) la potencia firme de la central publicada en el informe definitivo de potencia firme y (2) el promedio de la potencia neta horaria generada por la central durante el período crítico del mes.

Propuesta de modificaciones a la Norma Técnica de Programación de la Operación

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

"2.1 Acrónimos-Abreviaturas

AGC	Control Automático de Generación (en inglés, "Automatic Generation Control")
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CCSDM	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo para el SIN
DI	Demanda Interrumpible
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional del MER
MAE	Error Absoluto Medio
MAPE	Error Porcentual Absoluto Medio
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
NT-PO	Norma Técnica de Programación de la Operación
NT-SSCC	Norma Técnica de Servicios Complementarios
ODS	Operador del Sistema de Honduras
OS/OM	Operador del Sistema y del Mercado Nacional, en el MER
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
RTR	Red de Transmisión Regional
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SCADA	Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (en inglés, " <i>Supervisory Control and Data Acquisition System</i> ")
SIN	Sistema Interconectado Nacional de Honduras
SSCC	Servicios Complementarios

”

“2.2 Definiciones

Sin perjuicio y sin limitar...

Agente Comprador: ...

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: ...

Central Generadora: Es un conjunto de unidades generadoras que se encuentran en un mismo lugar y que están bajo la responsabilidad de un mismo operador. Estas centrales generadoras pueden o no incluir sistemas de almacenamiento de energía, en caso de que lo hagan se denominan Centrales Generadoras Híbridas.

Central Generadora Híbrida: Tipo de central generadora que incluye un Sistema de Almacenamiento de Energía que solo puede cargarse con energía producida por las unidades de la propia central generadora.

Centro de Despacho: ...

Congestión: ...

Consumo Específico de Combustible: ...

Consumo Propio de Generación: ...

Contrato Firme Regional: ...

Contrato Pre-existente: ...

Coordinado: ...

Costo de Arranque y Parada: ...

Costo Variable de Generación: ...

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM): ...

Demanda Interrumpible: ...

Despacho Económico: ...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Empresa Comercializadora: ...

Empresa Distribuidora: ...

Empresa Generadora: ...

Empresa Transmisora: ...

Estado de Alerta: ...

Estado de Apagón: ...

Estado de Emergencia: ...

Estado de Restablecimiento: ...

Estudios de Seguridad Operativa: ...

Generación Forzada: es la energía producida por ~~aquellas unidades generadoras~~ aquellos **recursos de generación obligados** ~~obligadas~~ a operar fuera del Despacho Económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad.

Generación Programada: ...

Generación Renovable No Controlable o Generación Renovable Variable: ...

Informe del Posdespacho Operativo: ...

Norma Técnica de Mantenimientos: ...

Operación de Emergencia: ...

Operación en Tiempo Real: ...

Operación Normal: ...

Planificación Operativa de Largo Plazo: ...

Potencia Efectiva: de una ~~unidad~~ **central generadora**, es la potencia máxima neta que puede entregar a la red una unidad generadora, en función de su capacidad instalada, temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, restricciones propias de la unidad y consumos propios de la central generadora.

Pre despacho: ...

Programación Hidrotérmica: es la programación de la operación de la generación del SIN con la que se calcula el Valor del Agua almacenada en los embalses con capacidad anual, mensual o semanal, con el objetivo de minimizar los costos de abastecer la demanda durante un período determinado considerando las restricciones de operación de ~~las unidades y centrales generadoras~~ **los recursos de generación**, las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM.

Racionamiento: ...

Recurso de Generación: unidad o central generadora bajo control del Operador del Sistema. Se considerará a las centrales generadoras híbridas como recursos de generación.

Redespacho: ...

Reglamento de Tarifas: ...

Reserva Fría: ...

Seguridad de Servicio: ...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Seguridad Operativa: ...

Servicios Complementarios: ...

Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un momento posterior.

Sistema de Almacenamiento de Energía en Transmisión: Equipamientos de transmisión capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un momento posterior

Tiempo Mínimo de Operación: ...

Tiempo Mínimo Fuera de Línea: ...

Unidad Generadora: Instalación conectada al sistema eléctrico que produce energía eléctrica a partir de una fuente primaria de energía.

Unidad de Racionamiento Forzado: ...

Valor del Agua: ...

Se definen también las siguientes...

Calidad: ...

Confiabilidad: ...

Centro de Control: ...

Período de Mercado: ...

Pre despacho Regional: ...”

“3 CAMPO DE APLICACIÓN

Son sujetos de aplicación de...

- El Operador...
- Los propietarios de...
- Cada Coordinado...
 - Toda Empresa Transmisora...
 - Toda central o unidad...
 - Las centrales o unidades...
 - Instalaciones de sistemas...
 - Consumidores Calificados...
 - Empresas Comercializadoras...
 - ~~Sistemas de Almacenamiento de Energía y sus propietarios cuando quieran ofertar y proveer Servicios Complementarios de conformidad con la normativa correspondiente.”~~

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“5 MODELADO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS, CENTRALES GENERADORAS HÍBRIDAS Y RIESGO DE DÉFICIT”

“5.1 bis Optimización de Centrales Generadoras Híbridas

El despacho de una central generadora híbrida deberá incluir la optimización de la gestión del proceso de carga-descarga del sistema de almacenamiento de energía asociado con el objetivo de minimizar los costos de abastecer la demanda durante un período determinado considerando las restricciones de operación de las unidades y centrales generadoras y los recursos de generación, las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM.

Para ello, las Empresas Generadoras propietarias de una o más centrales generadoras híbridas deberán entregar al ODS un Programa Referencial de Operación que incluirá la programación de los siguientes modos de operación:

- Modo de carga: Consiste en la transformación de la energía eléctrica producida por la unidad generadora en otro tipo de energía con fines de almacenamiento. Se reitera que la carga no se realiza desde la red eléctrica.
- Modo de descarga: Transformación de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento en energía eléctrica, inyectándola así a la red eléctrica.
- Modo de generación directa: Inyección directa desde la unidad generadora a la red, sin intervención del sistema de almacenamiento.

El modo de descarga y el modo de generación directa pueden ocurrir de manera simultánea y dependerán de la configuración de la central generadora híbrida.

El ODS podrá utilizar el programa referencial entregado por cada propietario o alternatively realizar la propia optimización de la operación de cada central generadora híbrida. En el último caso, el ODS deberá incorporar en la programación de la operación a las centrales generadoras híbridas. Para tales efectos y para efectos de la planificación del Predespacho y Redespacho, el ODS deberá optar por una de las siguientes metodologías en lo referente a su modo de descarga:

- a) Considerar la inyección de energía bajo el modo de descarga en el Despacho Económico con un costo variable determinado por el ODS en los términos señalados en el Anexo 4 de la presente norma;
- b) Determinar la inyección de energía bajo el modo de descarga en un determinado horizonte de tiempo, minimizando los costos de abastecer la demanda durante un período determinado considerando las restricciones de operación de las unidades y centrales generadoras y los recursos de generación, las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el ODS deberá determinar un valor para la energía almacenada en sistema de almacenamiento de energía. Este valor no podrá ser inferior al costo variable calculado según lo dispuesto en el Anexo 4 de la presente norma.”

“7.1 Pronósticos de Demanda

La demanda prevista para...

Cada Agente Comprador...

El ODS tiene la responsabilidad...

Para la Planificación Operativa...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

El ODS incluirá en los informes...

El ODS deberá realizar un...

El ODS supervisará el desempeño de sus pronósticos de demanda para el SIN, con la meta de que el desvío de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia $\pm 5\%$ comparada con la prevista en el Predespacho. El ODS y cada Coordinado que debe suministrar pronósticos, Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora, ~~Sistema de Almacenamiento de Energía~~ y Consumidor Calificado buscarán mejorar sus metodologías o herramientas de pronóstico si en la evaluación del desempeño se supera la tolerancia del 5% durante más del 10% de los días del mes.”

“10.1 Objetivos

La Planificación Operativa...

- Contar con una planificación...
- Calcular el Valor del Agua de las centrales hidroeléctricas de embalse, que se utilizarán en la Programación Semanal y en el Predespacho. Determinar las restricciones del sistema principal de transmisión y otras restricciones para cumplir con los CCSDM, y definir los márgenes de reservas para regulación de frecuencia;
- Realizar los estudios sobre...
- Contar con previsiones de...
- Identificar y cuantificar con...
- Calcular en la Planificación...”

“10.4 Modelo de Optimización

La herramienta principal...

El ODS debe modelar el...

- Topología de la red...
- La demanda semanal...
- En caso de existir...
- La representación de...
- El parque de generación...
- Los requerimientos...
- Representación de la...

El ODS pondrá a disposición...

El ODS debe utilizar la base...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

Para el cálculo de costos...

El ODS realizará el estudio...

- Uno (1) o más...
- Uno (1) o más...
- Modelado estocástico...
- Márgenes de reserva en generación **y en sistemas de almacenamiento de energía** para regulación primaria y secundaria de frecuencia, determinados por el ODS con base en los estudios anuales que requiere la NT-SSCC;
- Restricciones previstas..."

"11.3 Información

Cada Coordinado tiene...

La información a suministrar...

- Actualizar o confirmar...
- Informar mantenimientos...
- Informar disponibilidad...
- La Empresa Transmisora...
 - la información necesaria...
 - disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación y compensación, capacidad de cada vinculo de transmisión, **estado de carga y disponibilidad de los SAE de transmisión y** cualquier otra restricción que puede afectar el despacho y la operación informando los motivos de dicha restricción;
- La Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora, ~~Sistema de Almacenamiento de Energía~~ o Consumidor Calificado que es Agente del Mercado Eléctrico Nacional: pronósticos de demanda para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal (energía diaria y demanda horaria) en cada punto de conexión (energía diaria y demanda horaria);
- Cada Empresa Generadora, informar Potencia Efectiva disponible **de sus recursos de generación** prevista para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal;
- **Cada Central Generadora Híbrida, informar el Programa Referencial de Operación.**
- Cada central hidroeléctrica...
- Cada central térmica...
- Cada parque eólico...

El coordinado, cuando...

El ODS actualizará la...

- La información suministrada...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

- Completando los datos no...
- Actualizando las restricciones...
- Los programas de...
- Realizar la previsión...
- Incorporar las restricciones...
- Intercambios indicativos...”

“11.5 Modelo

El ODS utilizará para...

- Horizonte: siete (7) días con etapas horarias (es decir, ~~192~~ 168 horas), de lunes hasta el lunes subsiguiente;
- Representación de la...
- Representación de la...
- Disponibilidad horaria...
- Representación del...
- Representación de las Centrales Generadoras Híbridas, tomando en consideración la disponibilidad del recurso primario y el Programa Referencial de Operación suministrado por la central.
- Representación de las...
- Representación de...
- Representación de la...
- Representación de uso de SAE de transmisión.
- Como dato, generación horaria para los parques de generación eólica y solar fotovoltaica; Centrales Generadoras Híbridas y centrales de generación hidroeléctrica de pasada;
- Poder forzar generación...
- Representación de la...
- Representación de los...

El ODS debe utilizar la...”

“11.6 Informe de Programación Semanal y Cronograma

Antes del comienzo de...

El Informe de Programación...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

- Demanda para cada...
- Restricciones previstas...
- Información sobre...
- Características de la...
- Generación térmica: ...
- Previsión de Generación Programada: energía prevista por tecnología, por ~~central o unidad generadora~~ **recurso de generación** y por Coordinado, consumo de combustibles, evolución del nivel de embalses de regulación **y del estado de carga de los SAE de Centrales Generadoras Híbridas**, previsión de importación y exportación por contratos firmes;
- Energía semanal...
- Congestionamientos previstos...
- Asignación indicativa...
- Requerimientos previstos...
- **Requerimientos previstos de utilización de SAE de transmisión.**
- Abastecimiento de la...
- Precios medios diarios...

Si en la Programación...”

“12.3 Información

Cada Coordinado tiene la...

La información a suministrar...

- Actualizar o confirmar...
- Solicitar ensayos o...
- Informar disponibilidad...
- Las Empresas Transmisoras: informar la disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación, **SAE de transmisión** y compensación de energía reactiva;
- Cada Empresa Distribuidora...
- Cada Empresa Generadora...
- Cada central de generación...
- Cada central hidroeléctrica...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

- **Adicionalmente a requerimientos mencionados anteriormente para centrales generadoras, cada Central Generadora Híbrida debe informar su Programa Referencial de Operación.**
- Los Agentes del Mercado...

El ODS actualizará la...

- La información suministrada...
- Completando los datos no...
- Calculando la demanda...
- Actualizando las restricciones...
- Incorporando los programas...
- Incorporando las restricciones..."

"12.5 Modelo Diario de Despacho Económico

El ODS realizará el...

- Horizonte de treinta y seis...
- El dato del estado inicial...
- Representación de la...
- Demanda horaria en...
- Permitir incluir intercambios...
- Para cada central de...
- Requerimiento horario...
- **Representación de los modos de operación de las Centrales Generadoras Híbridas, de acuerdo con lo especificado en el artículo 5.1 bis, definidas por el operador del sistema, teniendo en cuenta la energía diaria prevista en la Programación Semanal. El modelo optimizará los programas horarios de generación de estas centrales tomando en cuenta el Plan de Carga y las restricciones operativas de la central, admitiendo una diferencia entre la energía almacenada diaria programada y la prevista en la Programación Semanal de hasta 5%.**
- Representación de las...
- Representación de las...
- Representación detallada...
- Como dato, generación horaria para los parques de generación eólica, solar fotovoltaica, **centrales generadoras híbridas** y generación hidroeléctrica de pasada, Generación Programada para ensayos o pruebas, y la Generación Forzada requerida en la Programación Semanal o los Estudios de Seguridad Operativa o la administración de Congestión, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica;
- Los bloques de Unidad...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

- Cálculo de los precios...

El ODS pondrá a disposición...

El ODS debe utilizar la base...”

“12.6 Administración del Riesgo de Déficit

De resultar en el Predespacho...

- De ser posible, ajustes a los programas de mantenimiento y modos de operación de las Centrales Generadoras Híbridas para incrementar la disponibilidad;
- Presentar al EOR para...

De resultar en el Predespacho...

- Reducción de los márgenes...
- Si la reducción de márgenes...
- Si la reducción de márgenes...
- Si todas las medidas anteriores...

Junto con los resultados del...

El ODS asignará el racionamiento...”

“13.1 Responsabilidades del ODS

El ODS es el responsable de...

Para ello, el ODS tiene la autoridad de realizar modificaciones a la Generación Programada y la asignación de SSCC, enviando instrucciones en tiempo real a los Coordinados, incluyendo requerir el arranque o parada de unidades o centrales generadoras, **conexión a, o desconexión de la red de otros recursos de generación**, desconexión de cargas, realizar o requerir operaciones en la red de transmisión, y forzar generación.

El ODS debe mantener...”

“15.5 Administración de Incumplimientos

El ODS debe informar al...

Si el Coordinado no...

Si el Coordinado responde...

El ODS debe informar a...

Una condición de falta...

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

El incumplimiento reiterado...

En caso de que un recurso una máquina genere por encima de lo requerido por Despacho Económico o instrucciones, fuera de la tolerancia que define esta Norma Técnica, el ODS no reconocerá remuneración por venta en el mercado de oportunidad de esta energía (es decir, que se le asignará un precio cero).

Si un incumplimiento de...”

ANEXO 1: BASE DE DATOS DEL SIN

2 INFORMACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA GENERACIÓN

Cada Empresa Generadora...

Toda empresa con nueva...

La información a suministrar para generación incluirá como mínimo la siguiente:

- Fechas previstas para la entrada en operación comercial de nueva generación;
- Tecnología de generación;
- Datos de potencia, incluyendo potencia instalada, Potencia Efectiva a plena carga, potencia mínima operativa, y Consumo Propio de Generación informado como porcentaje de la potencia generada;
- Parámetros eléctricos de los equipos o instalaciones de la central y de las unidades generadoras, incluyendo diagramas;
- Parámetros y restricciones operativas de arranque y parada de unidades generadoras térmicas, incluyendo tiempo de arranque desde parada fría hasta sincronismo y desde sincronismo hasta plena carga; restricciones, en caso de existir, al tiempo mínimo requerido entre una parada y un nuevo arranque;
- Restricciones al despacho: rampas máximas de subida (toma de carga) y bajada (reducción de carga); cualquier otra restricción que afecte el despacho, así como los motivos que justifican dicha restricción;
- Datos referidos a los Servicios Complementarios de acuerdo a lo establecido en la NT-SSCC para el procedimiento de habilitación, incluyendo entre otros: (i) parámetros y características para regulación primaria y secundaria de frecuencia; (ii) parámetros y características para regulación de voltaje y potencia reactiva, curva de capacidad, márgenes de sub-excitación y sobreexcitación, y (iii) toda restricción a los compromisos acordados en la habilitación de SSCC;
- Información adicional según tecnología:
 - Para cada central hidroeléctrica...
 - Para cada unidad térmica: ...
 - Para cada central geotérmica: ...
 - Para cada central de biomasa: ...
 - Para cada parque eólico...
 - Para cada parque solar fotovoltaico ...
 - Para cada central de generación híbrida: De manera adicional a los parámetros solicitados en los puntos anteriores, que dependerán de la tecnología de la unidad de generación, la información a suministrar incluirá, la potencia máxima de inyección, capacidad de almacenamiento de energía mínimo, capacidad de almacenamiento de energía máximo, energía

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

almacenada inicial, potencia máxima en modo de operación de descarga, tiempo máximo de regulación, eficiencia de carga, eficiencia de descarga, rampa en modo de operación de carga, rampa en modo de operación de descarga, y por último, el Programa Referencial de Operación entregado por el propietario de la central generadora híbrida.

ANEXO 3: CENTRALES DE GENERACIÓN HÍBRIDAS

1 OBJETO

El Anexo Centrales de Generación Híbridas (en adelante este Anexo) tiene como objeto establecer los requisitos, criterios y procedimientos para definir el tipo de central generadora que incluye un Sistema de Almacenamiento de Energía que solo puede cargarse con energía producida por las unidades de la propia central generadora.

2 CAMPO DE APLICACIÓN

Este Anexo aplica al ODS y a las Empresas Generadoras con centrales generadoras híbridas.

3 RESPONSABILIDAD DEL OPERADOR DEL SISTEMA

Para la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal y Despacho Económico del SIN, el ODS modelará las centrales generadoras híbridas teniendo en cuenta los modos de operación definidos en artículo 5.1 bis.

4 REQUISITOS Y OBLIGACIONES DE LOS GENERADORES

Toda Empresa Generadora que cuente con una o más centrales generadoras híbridas tiene la obligación de suministrar al ODS toda la información sobre su equipamiento y la, requerida por este último. Asimismo, debe suministrar y actualizar periódicamente el pronóstico de generación o de caudales afluentes, según corresponda.

5 PLANIFICACIÓN OPERATIVA DE LARGO PLAZO

El ODS debe realizar el despacho hidrotérmico en la Programación Operativa de Largo Plazo tomando como referencia la información proporcionada por las Empresas Generadoras propietarias de una o más centrales generadoras híbridas. El ODS deberá optimizar la gestión del proceso de carga-descarga del sistema de almacenamiento de energía asociado, para los siguientes doce (12) meses, ante escenarios de oferta y demanda incluyendo hidrologías, buscando minimizar los costos totales de operación y el riesgo de déficit cumpliendo con los CCSDM.

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

El ODS podrá utilizar el programa referencial entregado por cada propietario o alternatively realizar la propia optimización de la operación de cada central generadora híbrida. En el último caso, el ODS deberá determinar la inyección de energía bajo el modo de descarga en un determinado horizonte de tiempo, minimizando los costos de abastecer la demanda considerando las restricciones de operación de las unidades y centrales generadoras y los recursos de generación, las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el valor de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento de energía será equivalente 0.

La Programación Operativa de Largo Plazo determinará el paquete de energía bajo el modo de inyección directa, carga y descarga con detalle semanal para el período de doce (12) meses.

6 PROGRAMACIÓN SEMANAL

El ODS debe realizar el despacho hidrotérmico en la Programación Semanal tomando como referencia la información proporcionada por las Empresas Generadoras propietarias de una o más centrales generadoras híbridas. En particular, y para efectos de la programación, ODS podrá utilizar los programas referenciales proporcionados por dichas Empresas Generadoras o alternatively realizar la propia optimización de la operación de cada central generadora híbrida.

El ODS podrá utilizar el programa referencial entregado por cada propietario o alternatively realizar la propia optimización de la operación de cada central generadora híbrida. En el último caso, el ODS deberá determinar la inyección de energía bajo el modo de descarga en un determinado horizonte de tiempo, minimizando los costos de abastecer la demanda considerando las restricciones de operación de las unidades y centrales generadoras y los recursos de generación, las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el valor de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento de energía será equivalente 0.

La Programación Semanal determinará el paquete de energía bajo el modo de inyección directa, carga y descarga semanal y diariamente en cada central generadora híbrida, de acuerdo a la optimización semanal hidrotérmica.

7 PREDESPACHO Y REDESPACHO

El ODS debe realizar el despacho hidrotérmico en el Predespacho y Redespacho para cada central generación híbrida.

El ODS podrá utilizar el programa referencial entregado por cada propietario o alternatively realizar la propia optimización de la operación de cada central generadora híbrida. En el último caso, el ODS deberá incorporar en la programación de la operación a las centrales generadoras híbridas. Para tales efectos, el ODS deberá optar por una de las siguientes metodologías en lo referente a su modo de descarga:

- a) Considerar la inyección de energía bajo el modo de descarga en el Despacho Económico con un costo variable determinado por el ODS en los términos señalados en el Anexo 4 de la presente norma;
- b) Determinar la inyección de energía bajo el modo de descarga en un determinado horizonte de tiempo, minimizando los costos de abastecer la demanda durante un período determinado considerando las restricciones de operación de las unidades y centrales generadoras y los recursos de generación, las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el ODS deberá determinar un valor para la energía almacenada en sistema de almacenamiento de energía. Este valor no podrá ser inferior al costo variable calculado según lo dispuesto en el Anexo 4 de la presente norma.

ANEXO 43: COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN

8 OBLIGACIONES DE LA GENERACIÓN Y DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES

Todos los titulares ...

La declaración de costos variables será según la tecnología de acuerdo a lo siguiente:

- Generación térmica: ...
 - Generación con Contrato Pre-existente: ...
 - Generación sin Contrato Pre-existente: ...
- a) El ODS llevará a cabo...
- b) En caso de que...
- Centrales generadoras hidroeléctricas:...
- Generación geotérmica:
 - Generación con Contrato Pre-existente: ...
 - Generación sin Contrato Pre-existente:
- •Generación solar fotovoltaica y eólica:
 - Generación con Contrato Pre-existente: ...
 - Generación sin Contrato Pre-existente: ...
- **Generación de centrales híbridas**
 - **Generación de centrales híbridas**
 - **Modo de inyección directa: el costo variable corresponderá a aquel determinado por la unidad de generación.**
 - **Modo de descarga en la Planificación Operativa de Largo Plazo y Planificación Semanal: el costo variable que se le asignará a la energía almacenada en el sistema de almacenamiento será igual a 0.**
 - **Modo de descarga en el Predespacho y Redespacho para primeras 24 horas de planificación: el costo variable que el ODS asignará a la energía almacenada en el sistema de almacenamiento se determinará siguiendo el siguiente procedimiento:**
 - a. **Valor de energía almacenada que podría haber sido inyectada a la red: Corresponde al valor que se asigna a la energía que podría haber sido inyectada a la red, pero en cambio fue destinada a la carga del sistema de almacenamiento de energía. Este fenómeno ocurriría cuando la central generadora híbrida se encuentra operando simultáneamente en modo de carga y modo de generación directa bajo Despacho Económico, y la potencia en el modo generación directa es menor a la potencia máxima de inyección de la central. Su cálculo se realiza para el intervalo en el que la energía fue almacenada en el SAE considerando los siguientes tres pasos:**

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

- Paso 1 – Volumen de energía: se determina el volumen la energía que podría haber sido inyectada a la red, pero el ODS instruyó que fuera destinada a la carga del SAE.
 - Paso 2 – Valor de energía: para cada intervalo horario en el que la central generadora híbrida operó bajo el modo de carga, se realiza un cálculo correspondiente al múltiplo entre i) la energía que podría haber sido inyectada a la red, pero el ODS instruyó que fuera destinada a la carga del SAE y ii) costo marginal registrado en la barra de inyección de la central generadora híbrida.
 - Paso 3 – Ajuste de valor por pérdidas: Se ajusta el valor determinado en el Paso 2, por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de carga, almacenamiento e inyección de energía eléctrica.
- b. Valor de energía almacenada que no podría haber sido inyectada a la red: Corresponde al valor de la energía que no podría haber sido inyectada a la red si no hubiera sido destinada a la carga del sistema de almacenamiento de energía. Este fenómeno ocurriría cuando la central generadora híbrida se encuentra operando solo en modo de carga, o está operando conjuntamente en modo de generación directa, pero bajo Generación Forzada, o está operando en modo de generación directa bajo Despacho Económico, pero no podría haber sido inyectada a la red dado que la potencia de generación directa de la central es igual a la potencia máxima de inyección de la central. Su cálculo se realiza para el intervalo en el que la energía fue almacenada en el SAE considerando los siguientes tres pasos:
- Paso 1 – Volumen de energía almacenada: se determina el volumen la energía destinada a la carga del SAE que no hubiera podido ser inyectada a la red.
 - Paso 2 – Valor de energía almacenada: para cada intervalo horario en el que la central generadora híbrida operó bajo el modo de carga, se realiza un cálculo correspondiente al múltiplo entre i) la energía que el ODS instruyó que fuera destinada a la carga del SAE y que no hubiera podido ser inyectada a la red y ii) costo variable de la unidad de generación de la central generadora híbrida.
 - Paso 3 – Ajuste de valor por pérdidas: Se ajusta el valor determinado en el Paso 2, por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de carga, almacenamiento e inyección de energía eléctrica.
- c. Costo variable equivalente de la energía almacenada: Se determina como la suma del valor ajustado determinado en el Paso 3 de a) y Paso 3 de b), dividido por la suma del volumen de energía determinado en el Paso 1 de a) y Paso 1 de b).
- Modo de descarga en el Predespacho y Redespacho para horas posteriores a las primeras 24 horas de planificación: el costo variable que el ODS asignará a la energía almacenada en el sistema de almacenamiento será igual a 0.
 - Para cumplir lo anterior, el ODS deberá llevar diariamente el registro del costo variable equivalente del sistema de almacenamiento de cada central generadora híbrida.

ANEXO 54: MODELADO DEL DÉFICIT

ANEXO 65: CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO MÍNIMO

Propuesta de modificaciones a la Norma Técnica de Usuarios Autorproductores.

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“**Artículo 1. Objetivo.** El objeto de la presente Norma Técnica es establecer los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a la conexión, operación y control de equipos de generación eléctrica que aprovechan recursos renovables, **y sistemas de almacenamiento de energía**, ubicadas dentro de las instalaciones internas de un Usuario residencial o comercial de la Empresa Distribuidora, que posee equipos de generación con el objeto de abastecer su demanda y que podría inyectar a la red de distribución eléctrica el exceso de energía generada.”

“Artículo 2. Siglas.

ANSI American National Standards Institute.

AT Alta tensión.

BT Baja tensión.

CIMEQH Colegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas y Químicos de Honduras y sus ramas afines.

CREE Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

IEC International Electrotechnical Commission.

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers.

MT Media tensión.

NT-CD Norma Técnica de Calidad de Distribución.

SAE Sistema de Almacenamiento de Energía

UTM Sistema de coordenadas universal transversal de Mercator.”

“**Artículo 3. Definiciones.** En adición a las...

Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un momento posterior.

Usuario Autoprodutor: ...

Usuario Comercial: ...

Usuario Residencial: ...”

“**Artículo 4.bis Usuarios Autorproductores con Sistemas de Almacenamiento de Energía.**

Los Usuarios Autorproductores podrán utilizar Sistemas de Almacenamiento de Energía para almacenar excedentes de energía producida por sus equipos de generación.”

“**Artículo 5. Contenido de la base de datos:** Las Empresas Distribuidoras...”

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

- A. ...
 - i. ...
 - ii. ...
 - iii. ...
 - iv. ...
 - v. ...
 - vi. ...
 - vii. ...
 - viii. ...
 - ix. ...
- B. ...
 - i. ...
 - ii. ...
 - iii. ...
 - iv. ...
 - v. ...
 - vi. ...
 - vii. ...
 - viii. ...
 - ix. ...
- C. ...
 - i. ...
 - ii. ...
 - iii. ...

D. Datos de los SAE:

- i. Potencia en KW.
- ii. Capacidad de almacenamiento en kWh.
- iii. Nivel de Tensión en el punto de conexión.

Las Empresas Distribuidoras...”

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“Artículo 7. Solicitud de autorización. Todo Usuario Residencial...

Los nuevos Usuarios que...

- A. ...
 - i. ...
 - ii. ...
 - iii. ...
 - iv. ...
 - v. ...
 - vi. ...
 - vii. ...
 - viii. ...
 - ix. **Características de los SAE, si los tuviese: capacidad en kWh y capacidad de almacenamiento en kWh.**
- B. ...
 - i. ...
 - ii. ...
 - iii. ...
- C. ...
 - i. ...
 - ii. ...
 - iii. ...
 - iv. ...
 - v. ...”

“Artículo 16. Verificación de requisitos reglamentarios de los Usuarios Autoprodutores. Las Empresas Distribuidoras deberán verificar anualmente, mediante un análisis de las proyecciones y registros de energía y potencia, que la energía asociada a los **Sistemas de Almacenamiento de Energía** y equipos de generación de los Usuarios Autoprodutores estarán destinadas exclusivamente para abastecer parcial o totalmente la demanda de sus consumos, según los requisitos mínimos establecidos en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica para los Usuarios Autoprodutores.”

“Artículo 17 Análisis técnicos requeridos para la conexión de equipos de generación de Usuarios Autoprodutores tipo B1. Previo a la respuesta...

La capacidad de generación...

En donde:

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

i. ...

ii. ...

Las capacidades de generación...

En donde:

i. ...

ii. ...

iii. ...

iv. ...

v. $EG_{SolarCA}$ = Equipo de generación solares con capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún **SAE**, conectados o previstos de conectar al punto de conexión común asociado al punto de suministro del solicitante;

vi. ...

vii. ...

viii. ...

En caso de que las demandas...

B. Con el fin de evaluar...

En donde:

i. ...

ii. n_i = Factor de contribución a cortocircuito correspondiente al equipo de generación, siendo 1 para equipos de generación con inversor de corriente **y SAE**, 6 para equipos de generación asíncronos y 8 para equipos de generación asíncronos;

iii. ...

iv. ...

La evaluación en cuestión deberá considerar los equipos de generación **y SAE** conectados en el alimentador en evaluación, así como los equipos de generación **y SAE** asociados a Usuarios Autoprodutores con solicitudes de autorización que se encuentren válidas.

En caso de que el análisis ponga en evidencia que la instalación de los equipos de generación **y SAE** ocasiona que se supere la potencia admisible de cortocircuito de algunos elementos o que genere la inversión de flujo de potencia a través de elementos que estén imposibilitados para operar con flujos de potencia invertidos, será responsabilidad del Usuario Autoprodutor limitar la perturbación que provoque, o, en su caso readecuar los elementos que exhiban un funcionamiento fuera de las especificaciones técnicas.”

“**Artículo 22. Instalación de equipo de medición bidireccional.** Previo al inicio de...

Los Usuarios Autoprodutores tipo B y C deberán instalar adicionalmente al equipo de medición del suministro, un equipo de medición exclusivo para los equipos de generación **y Sistemas de Almacenamiento de Energía**, el cual deberá ser instalado de acuerdo con ~~la~~ **su** potencia ~~de los equipos de generación~~ y su flujo de energía. Estos deberán estar debidamente sincronizados con

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

el equipo de medición de la Empresa Distribuidora, reflejando los mismos valores de fecha, hora y parámetros por registrar. Este equipo podrá estar incorporado en el equipo de control y monitoreo de los equipos de generación o en el inversor en los casos que aplicare. Los datos de energía y potencia recolectados por dicho equipo deberán ser enviados a la Empresa Distribuidora de acuerdo con el formato que esta establezca, dentro de los primeros cinco (5) días hábiles del mes de septiembre de cada año.”

Propuesta de modificaciones a la Norma Técnica de Medición Comercial.

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“3.2 Definiciones

En adición a las...

Autorización: ...

Calibración: ...

Concentrador de Mediciones: ...

Intervención: ...

Lectura TPL: ...

Oficialización: ...

Punto de Conexión: ...

Punto de Medición: ...

Punto Frontera: ...

Responsable de Equipos de Medición: ...

Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un momento posterior.

Sistema de Medición Comercial: ...

Telemedición: ...

Terminal Portátil de Lectura (TPL): ...

Verificación: ...

Verificador de Equipos de Medición: ...”

6 PUNTO DE CONEXIÓN Y PUNTO DE MEDICIÓN.

En cada Punto de Conexión de un Agente del MEN o Empresa Transmisora, y en las terminales de los Sistemas de Almacenamiento de Energía propiedad de la deben existir equipos de medición y equipos de comunicación para la transferencia segura y con calidad de las mediciones al ODS, que cumplan los requerimientos que establece esta Norma Técnica.”

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“9.1 Empresas Generadoras.

Cada Empresa Generadora debe...

Adicionalmente, cada central que cuente con **sistemas de almacenamiento de energía** o unidades cuyo cálculo de costo variable es distinto, debe cumplir con lo siguiente:

- a) Debe tener instalado equipo de medición en bornes de cada **sistema de almacenamiento de energía y de cada** unidad generadora para la medición de la energía bruta de dicha unidad a los efectos de liquidaciones y ensayos (por ejemplo, medición de generación forzada para su remuneración a costo variable, ensayos de arranque) y/o energía contratada.
- b) ...
- c) ...”

“9.2 Empresas Distribuidoras.

La Empresa Distribuidora debe instalar equipos de medición en los puntos de conexión con la Empresa Transmisora **y en las terminales de cada sistema de almacenamiento de energía de la distribuidora**. Dichos equipos deben incluir un medidor registrador bidireccional, con su respaldo correspondiente en cada Punto de Conexión.”

Propuesta de modificaciones a la Norma Técnica de Inspección y Verificación.

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“11.1 Protocolo de pruebas para instalaciones de generación

Para elaborar el protocolo...

- a) Información técnica de las unidades generadoras **y Sistemas de Almacenamiento de Energía, si los hubiera**, la que deberá incluir especificaciones técnicas, procedimientos de operación; otras pruebas de desempeño y curvas de comportamiento que se hayan realizado durante el tiempo de operación de la central.
- b) ...
- c) ...
- d) ...
- e) ...
- f) ...
- g) ...
- h) ...
- i) ...”

Propuesta de modificaciones a la Norma Técnica de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y Desconexión de Cargas.

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

“Artículo 2. Definiciones

Central Generadora: Es un conjunto de unidades generadoras que se encuentran en un mismo lugar y que están bajo la responsabilidad de un mismo operador. Estas centrales generadoras pueden o no incluir sistemas de almacenamiento de energía, en caso de que lo hagan se denominan Centrales Generadoras Híbridas.

Coordinado: ...

Proveedor de Servicios Complementarios: ...

Regulador Automático de Voltaje: (i) en una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el control del voltaje en los terminales de la unidad o en un nodo remoto, detectando las desviaciones del voltaje con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la corriente del campo rotatorio; y (ii) en una central generadora eólica o solar, es el dispositivo que permite el control del voltaje en el punto de conexión de la central generadora al Sistema Interconectado Nacional, detectando las desviaciones del voltaje con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva disponible, con el objetivo de mantener un valor de voltaje determinado.

Regulador Automático de Voltaje: es el dispositivo que permite el control del voltaje en los terminales o punto de interconexión de una unidad o central generadora, o en un nodo remoto, detectando las desviaciones del voltaje con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos con el objetivo de mantener un valor de voltaje determinado.

Servicio Complementario de Control de Voltaje y potencia Reactiva: ...

Servicio Complementario de Desconexión de Cargas: ...

Unidad Generadora: Instalación conectada al sistema eléctrico que produce energía eléctrica a partir de una fuente primaria de energía.”

“Artículo 7. Supervisión y Desempeño del Control de Voltaje y Reactivo. El operador del sistema...

Para la supervisión...

- a) ...
- b) ...
- c) ...
- d) Supervisar durante la operación el voltaje, la generación de reactivo de los generadores y centrales generadoras y el aporte de reactivo de la demanda (factores de potencia) en los puntos de conexión a la red de transmisión.

Para la supervisión de la regulación de voltaje y en los casos en que el Operador del Sistema mediante criterio técnico lo considere necesario, cada generador, sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación, habilitados para dar este servicio, deberán contar con unidades de sincrofasores PMU (Phasor Measurement Unit) de acuerdo con el estándar IEEE C37.118 que permitan registrar los valores fasoriales de voltaje y corriente, así como otras variables que requiera el Operador del Sistema, por ejemplo, la frecuencia a la salida de estos equipos, variables de excitación de corriente de campo y voltaje del regulador automático de voltaje (AVR). La frecuencia de envío de datos debe ser en velocidades (tramas por segundo) que cumplan con el

Propuesta de modificaciones a los elementos normativos vigentes

estándar IEEE C37.118. Además, estas unidades deberán poseer una capacidad de almacenamiento para registros de 1,000 eventos y formas de onda de voltaje, corriente, potencia activa y potencia reactiva con duración de 5 segundos y razones de muestreo (oscilografía) de 256 muestras por ciclo. La duración de los registros de eventos deberá ser configurable hasta 30 segundos. Como respaldo, dichas unidades podrán contar con un registro continuo de disturbios con capacidad de almacenamiento de al menos 120 días o según lo requiera el Operador del Sistema.

El operador del sistema podrá habilitar y mantener un sistema de gestión y registro del servicio complementario de control de voltaje y potencia reactiva que provee cada ~~generador~~ **unidad o central generadora** o elemento de compensación que se encuentre habilitado. El operador del sistema podrá hacer uso de una red de comunicaciones con las instalaciones donde se encuentre el equipamiento e infraestructura para registro de parámetros relacionados con el control de voltaje y potencia reactiva de cada generador, sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación habilitado. Además, el operador del sistema podrá habilitar un servidor dedicado al sistema de gestión y registro que cuente con capacidad suficiente, de un período no menor a 6 meses, para gestionar y recopilar información proveniente de las unidades PMU de cada generador de acuerdo con el estándar IEEE C37.118 y los registros de eventos asociados a perturbaciones.