

Informe de Resultados

Elementos Normativos para Sistemas de Almacenamiento de Energía







Índice de Contenido

| 1. | Introducción | 3 |
|----|---|-----------|
| 2. | Criterios de evaluación | 3 |
| 3. | Participación en consulta pública CREE-CP-04-2024 | 4 |
| | 3.1 Comentarios recibidos por artículo | 4 |
| | 3.2 Comentarios recibidos por fecha | 5 |
| | 3.3 Comentarios recibidos por institución | 6 |
| 4. | Comentarios recibidos | 7 |
| 5. | Resultados de la revisión de comentarios recibidos | 7 |
| 6. | Anexos | 9 |
| ı | Anexo I: Comparativa de las modificaciones realizadas a la propuesta de e normativos posterior a al periodo de recepción de comentarios y observacio Consulta Pública | nes de la |
| | Anexo II: Comentarios recibidos y admisibles | 67 |
| | Anexo III: Comentarios recibidos y no admisibles | 118 |



1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante el Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014, dispuso la reestructuración del sector eléctrico para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

El artículo 3, literal D, numeral romano III de la LGIE establece que es una función de la CREE expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la LGIE y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico. La CREE busca integrar la participación colectiva en el proceso de elaboración y modificación de reglamentos y normas técnicas, cumpliendo con los principios del debido proceso, así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

Para ello, la CREE llevó a cabo la consulta pública CREE-CP-04-2024 que inició oficialmente por medio de la convocatoria publicada en el sitio web oficial y en las redes sociales de la CREE, donde se invitó a la población en general a enviar sus oposiciones, coadyuvancias, observaciones o comentarios en referencia a la propuesta de Elementos Normativos para Sistemas de Almacenamiento de Energía, utilizando para tal fin el Sistema de Consulta Pública de la CREE, que fue creado para atender las disposiciones previstas en el Procedimiento para Consulta Pública.

Dicha propuesta tiene como objetivo socializar disposiciones normativas para regular los sistemas de almacenamiento de energía.

El objeto del presente documento y sus anexos es presentar las opiniones, comentarios y observaciones recibidas en el proceso de consulta pública en cuestión, asimismo, identificar los comentarios admisibles y no admisibles con base en los criterios descritos en este informe.

2. Criterios de evaluación

Una vez finalizado el plazo para la recepción de comentarios y observaciones de la consulta pública en cuestión, todos los comentarios recibidos por medio del canal definido para este fin fueron analizados por el equipo técnico de la CREE para ser considerados como admisibles o no admisibles. La CREE consideró como admisibles aquellos posiciones, comentarios y observaciones recibidas dentro del plazo establecido y que cumplieron con los criterios siguientes:

1. Las propuestas ingresadas para cada artículo deben referirse exclusivamente al contenido que se encuentra en este; es decir, cada propuesta presentada debe corresponder al artículo que se está comentando. Se exceptúan aquellas propuestas



- relacionadas a otros artículos que no forman parte de la consulta pública, siempre y cuando tengan una relación directa con el artículo que se está comentando.
- Cada comentario debe ser acompañado por una justificación. El Sistema de Consulta Pública de la CREE, solamente permitirá al interesado ingresar un comentario si este es acompañado por una justificación; no obstante, la CREE revisará que dicha justificación sea pertinente a la propuesta.

La **Figura 2-1** describe el proceso de revisión de los comentarios recibidos para determinar si estos son admisibles o no, considerando los criterios de evaluación mencionados anteriormente.

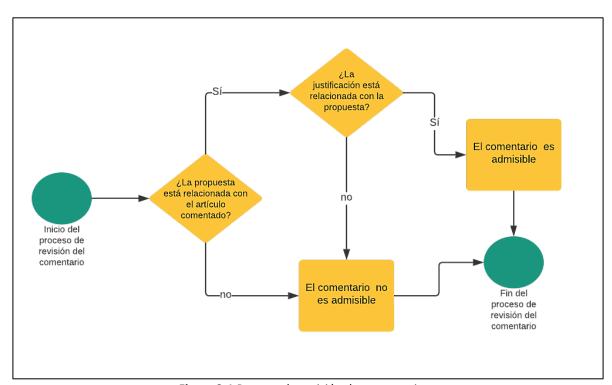


Figura 2-1 Proceso de revisión de comentarios.

3. Participación en consulta pública CREE-CP-04-2024

Una vez ordenado el inicio del procedimiento y difundida la invitación, la plataforma de consulta pública de la CREE fue habilitada con el fin de que cualquier persona natural o en representación de una organización conociera los documentos sometidos a consulta pública y enviara sus opiniones, observaciones o aportes sobre el mismo mediante dicha plataforma, la cual incorpora un mecanismo de participación ciudadana, formal, público y organizado para motivar a la ciudadanía a participar e incorporar sus opiniones.

3.1 Comentarios recibidos por artículo

El proceso de consulta pública CREE-CP-04-2024 denominado "Elementos Normativos para Sistemas de Almacenamiento de Energía" inició el día 24 de julio de 2024 a las 12:00 p.m. y finalizó el 7 de agosto de 2024 a las 12 p.m. No obstante, la CREE mediante acto



administrativo decidió ampliar el período de recepción de comentarios y observaciones, y definió el día miércoles 14 de agosto de 2024 a las 12:00 p.m. como fecha de finalización.

Un total de 87 comentarios fueron recibidos a través del Sistema de Consulta Pública de la CREE. La **Figura 3-1** muestra los artículos con mayor cantidad de comentarios recibidos. El artículo 4 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), fue el artículo más comentado, recibiendo 4 comentarios. Seguidamente, los artículos 7 y 10 de la Norma Técnica de Potencia Firme (NT-PO), y el Anexo 3 de la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO), recibiendo 3 comentarios cada uno.

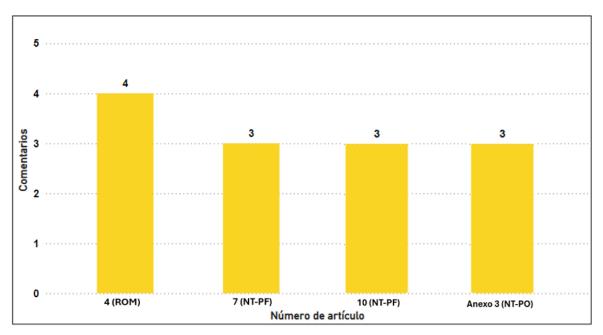


Figura 3-1 Comentarios recibidos por artículo.

3.2 Comentarios recibidos por fecha

La **Figura 3-2** describe la participación a lo largo del tiempo de los comentarios recibidos. Se observa que la mayor participación se llevó a cabo durante el día 13 de agosto, con 71 comentarios recibidos, seguido de los días 9 de abril y 8 de abril con 37 y 31 comentarios respectivamente.



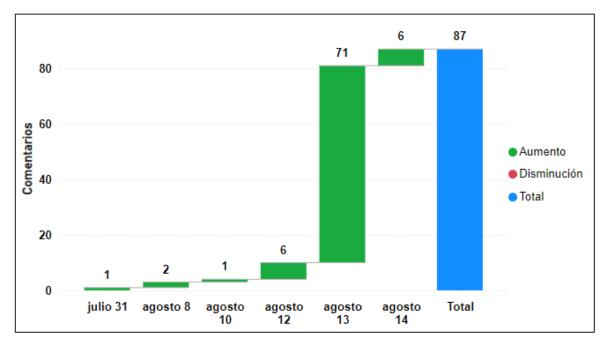


Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha.

3.3 Comentarios recibidos por institución

La **Figura 3-3** muestra los comentarios recibidos por institución. Se observa la participación de seis instituciones. Las instituciones que tuvieron la mayor participación en el proceso fueron la Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE) y el Centro Nacional de Despacho con 42 y 30 comentarios respectivamente, seguidas por Hidrosolar con 7 comentarios.

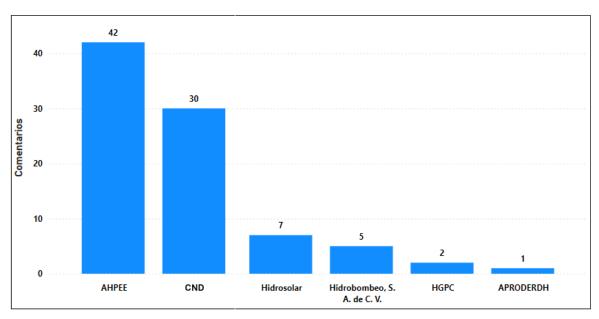


Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución.



4. Comentarios recibidos

Luego de evaluar los comentarios recibidos con base en los criterios descritos en la sección 2 del presente documento, se concluyó que, de los 87 comentarios recibidos, 79 son admisibles.

5. Resultados de la revisión de comentarios recibidos admisibles

Las Direcciones de Regulación y Asesoría Jurídica de esta Comisión en conjunto con la firma consultora encargada de desarrollar los elementos normativos propuestos, valoraron los comentarios admisibles de los participantes de la consulta pública, en particular los fundamentos de dichas opiniones con el fin de incorporarlas de forma parcial o total en la propuesta de "Elementos Normativos para Sistemas de Almacenamiento de Energía".

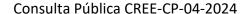
En función de lo antes expuesto, la sección "Anexo I: Comparativa de las modificaciones realizadas a la propuesta de elementos normativos para los sistemas de almacenamiento de energía posterior al periodo de recepción de comentarios y observaciones de la Consulta Pública CREE-CP-04-2024", presenta una comparativa de la versión inicial con respecto de la versión final de los cambios realizados en cada reglamento y normativa.

Los comentarios de los participantes y su justificación, así como la respuesta de la CREE a cada comentario recibido se exponen en la sección "Anexo I: Revisión de comentarios recibidos admisibles". Los comentarios recibidos no admisibles se presentan en la sección llamada "Anexo II: Revisión de comentarios recibidos no admisibles".

6. Conclusiones

Como resultado del proceso revisión de los comentarios, observaciones y propuestas recibidas en este proceso de consulta pública, la Dirección de Regulación y la Dirección de Asesoría Jurídica recomiendan a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) que, por medio de acto administrativo realice lo siguiente:

- a. Apruebe el presente informe de resultados y los "Elementos Normativos para Sistemas de Almacenamiento de Energía" que incluyen la modificación de los siguientes reglamentos y normativas:
 - i. Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE)
 - ii. Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM)
 - iii. Reglamento de Tarifas (RT)
 - iv. Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED)
 - v. Norma Técnica de Potencia Firme (NT-PF)
 - vi. Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO)
 - vii. Norma Técnica de Usuarios Autoproductores Residenciales y Comerciales (NT-AU)
 - viii. Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC)





- ix. Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV)
- x. Norma Técnica de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, y Desconexión de Cargas
- Instruya a la Secretaría General para que comunique el Informe de Resultados a los participantes de la consulta pública que hayan suministrado su correo electrónico, de conformidad con lo establecido en el artículo 10 del Procedimiento de Consulta Pública.

Adicionalmente, se recomienda instruir a la Secretaría General para que, una vez que la presente norma técnica se encuentre publicada en el diario oficial "La Gaceta", proceda a informar a los actores del Mercado Eléctrico Nacional de la entrada en vigencia de los Elementos Normativos para Sistemas de Almacenamiento de Energía.



7. Anexos

Anexo I: Comparativa de las modificaciones realizadas a la propuesta de elementos normativos para los sistemas de almacenamiento de energía posterior al periodo de recepción de comentarios y observaciones de la Consulta Pública.

El color azul representa las modificaciones que se hicieron posterior al periodo de recepción de comentarios y observaciones del proceso de consulta pública, mientras que el color rojo indica las modificaciones regulatorias incorporadas como parte del proceso de incorporación de los elementos normativos para los sistemas de almacenamiento de energía, finalmente, el color negro se refiere a las disposiciones regulatorias que originalmente conforman las directrices regulatorias de cada norma o reglamento.

Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE)

| Versión inicial | Versión final |
|---|---|
| Artículo 2. Siglas y acrónimos. | Artículo 2. Siglas y acrónimos. |
| SAE Sistema de Almacenamiento de Energía" | SAE Sistema de Almacenamiento de Energía" |
| Artículo 3. Definiciones. Para los efectos Actores del Mercado Agentes Compradores Agentes del Mercado Agentes del Mercado Agente Transmisor 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. Calidad Comercial del Calidad del Producto Calidad del Servicio | Artículo 3. Definiciones. Para los efectos Actores del Mercado Agentes Compradores Agentes del Mercado Agentes del Mercado Agente Transmisor 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 períodos de baja demanda y/o precios bajos, para su posterior inyección al sistema en períodos de alta demanda y/o precios altos, buscando con ello generar un beneficio económico derivado de la diferencia de precios en los distintos períodos en que se hace el retiro y la inyección de la energía al sistema. Calidad Comercial del Calidad del Producto Calidad del Servicio |
| Calidad Técnica del 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 | Calidad Técnica del 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 período 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 |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **9** de **121**



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.

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 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.

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **10** de **121**



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."

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."

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **11** de **121**



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.

Los Usuarios Autoproductores 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 47. Usuarios Autoproductores. Son Usuarios Autoproductores los Usuarios que dentro de sus instalaciones internas poseen equipos de generación de energía eléctrica, con o sin sistemas de almacenamiento de energía, capaces de operar en paralelo con la red.

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

Los Usuarios Autoproductores 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 Autoproductores 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 Autoproductores 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 ODS en los términos de la reglamentación del subsector eléctrico. El ODS 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 Autoproductores a las redes de distribución y transmisión se remunerarán de la manera siguiente:

"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 Autoproductores 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 Autoproductores 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 ODS en los términos de la reglamentación del subsector eléctrico. El ODS 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.

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

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **12** de **121**



- A. En el caso de Usuarios Autoproductores 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 Autoproductor. Las Empresas Distribuidoras deberán cobrar una tarifa binómica aprobada por la CREE, por el suministro a los Usuarios Autoproductores conectados en su red de distribución.
- B. En el caso de los demás Usuarios Autoproductores conectados a la red de distribución que posean unidades de generación, el ODS 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 Autoproductor, 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 ODS 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 Autoproductores 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 Autoproductores conectados en su red de distribución.

Artículo 50. bis. Verificación y control.

- A. **Inspecciones y Auditorías**: La Empresa Distribuidora tendrá la facultad de realizar inspecciones y auditorías periódicas a los Usuarios Autoproductores 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.

A. En el caso de Usuarios Autoproductores 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 Autoproductor. Las Empresas Distribuidoras deberán cobrar una tarifa binómica aprobada por la CREE, por el suministro a los Usuarios Autoproductores conectados en su red de distribución.

- B. En el caso de los demás Usuarios Autoproductores conectados a la red de distribución que posean unidades de generación, el ODS 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 Autoproductor, 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 ODS 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.

Artículo 50. bis. Verificación y control.

- A. **Inspecciones y Auditorías**: La Empresa Distribuidora tendrá la facultad de realizar inspecciones y auditorías periódicas a los Usuarios Autoproductores 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. La Empresa Distribuidora no podrá realizar ajustes que excedan seis (6) meses de la facturación del usuario desde la detección del incumplimiento.

Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM)

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **13** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|--|--|
| Artículo 3. Siglas. | Artículo 3. Siglas. |
| AGC Control Automático de la Generación (por sus siglas en inglés) | AGC Control Automático de la Generación (por sus siglas en inglés) |
| CNFFF Contrato No Firme Físico Flexible | CNFFF Contrato No Firme Físico Flexible |
| CREE Comisión Reguladora de Energía Eléctrica | CREE Comisión Reguladora de Energía Eléctrica |
| CVT Cargo Variable de Transmisión | CVT Cargo Variable de Transmisión |
| EOR Ente Operador Regional | EOR Ente Operador Regional |
| MEN Mercado Eléctrico Nacional | MEN Mercado Eléctrico Nacional |
| MER Mercado Eléctrico Regional | MER Mercado Eléctrico Regional |
| ODS Operador del Sistema | ODS Operador del Sistema |
| OS/OM Operadores del Sistema / Operadores del Mercado | OS/OM Operadores del Sistema / Operadores del Mercado |
| RMER Reglamento del Mercado Eléctrico Regional | RMER Reglamento del Mercado Eléctrico Regional |
| RTR Red de Transmisión Regional | RTR Red de Transmisión Regional |
| SAE Sistema de Almacenamiento de Energía | SAE Sistema de Almacenamiento de Energía |
| SIN Sistema Interconectado Nacional | SIN Sistema Interconectado Nacional |
| Artículo 4. Definiciones. Para los efectos de este Reglamento los siguientes vocablos y frases, ya sea en | 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 | 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. | dentro del contexto donde se utilicen expresen otro significado. |
| Agentes Compradores: | Agentes Compradores: |
| Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: | Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: |
| Agentes Productores: | 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 | distribución y demanda que son controladas desde un mismo centro de control, según se define en la |
| se define en la regulación regional. | regulación regional. |
| Arranque en Negro: Es la capacidad que tiene una unidad generadora un recurso de generación para | 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 | 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 | permanecer en servicio alimentando exclusivamente sus servicios auxiliares. Este tipo de recursos de |
| generadoras recursos de generación son necesarioas a fin de iniciar el proceso de restablecimiento del | generación son necesarioas a fin de iniciar el proceso de restablecimiento del servicio tras la formación de |
| servicio tras la formación de islas o el colapso total del sistema causado por una perturbación en el Sistema | islas o el colapso total del sistema causado por una perturbación en el Sistema Interconectado Nacional o en |
| Interconectado Nacional o en el Sistema Eléctrico Regional. | el Sistema Eléctrico Regional. |
| Central Generadora: Es un conjunto de unidades generadoras que se encuentran en un mismo lugar y que | 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 | 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 | Sistemas de Almacenamiento de Energía, en caso de que lo hagan se denominan Centrales Generadoras |
| Híbridas. | Híbridas. |
| Central Generadora Híbrida: Tipo de central generadora que incluye un Sistema de Almacenamiento de | 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. | Energía que solo puede cargarse con energía producida por las unidades de la propia central generadora. |
| Condiciones de Emergencia: | Condiciones de Emergencia: |
| Consumidor Calificado: | Consumidor Calificado: |
| Demanda Firme: | Demanda Firme: |
| Despacho Económico: Es la programación de mínimo costo de producción de las centrales o unidades de | Despacho Económico: Es la programación de mínimo costo de producción de los recursos de generación |
| generación los recursos de generación disponibles para suministrar la demanda eléctrica teniendo en cuenta | disponibles para suministrar la demanda eléctrica teniendo en cuenta las restricciones operativas de dichos recursos, así como las restricciones que imponen la calidad y seguridad del sistema. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **14** de **121**



Versión inicial Versión final las restricciones operativas de dichas centrales o unidades de generación dichos recursos, así como teniendo Desviaciones en Tiempo Real: ... en cuenta las restricciones que imponen la calidad y seguridad del sistema. Empresa Comercializadora: ... Desviaciones en Tiempo Real: ... Empresa Generadora: ... Empresa Comercializadora: ... Empresa Transmisora: ... Empresa Generadora: ... **Generación Forzada**: Es la energía producida por aquellos recursos de generación obligados a operar fuera del Despacho Económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad. Empresa Transmisora: ... Generación Forzada: Es la energía producida por aquellas unidades generadoras aquellos recursos de Indisponibilidad: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o recurso de generación obligados-obligadas a operar fuera del Despacho Económico por causa de restricciones técnicas, generación que está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado. operativas, de calidad o de confiabilidad. Indisponibilidad Programada: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o Indisponibilidad: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o recurso de recurso de generación que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos generación unidad generadora que está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado. programados conforme a los procedimientos establecidos para este efecto por el Operador del Sistema. Indisponibilidad Programada: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o Indisponibilidad Forzada: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o recurso unidad generadora recurso de generación que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los de generación que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación mantenimientos programados conforme a los procedimientos establecidos para este efecto por el Operador impartidas por el Operador del Sistema debido a una condición de Indisponibilidad Programada. del Sistema. Ingresos Variables de Transmisión: ... Indisponibilidad Forzada: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o recurso Ley: ... de generación unidad generadora que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las Mantenimiento de Emergencia: ... órdenes de operación impartidas por el Operador del Sistema debido a una condición de Indisponibilidad Mantenimiento Programado: ... Programada. Mantenimiento Menor: ... Ingresos Variables de Transmisión: ... Mercado de Contratos: ... Ley: ... Mercado de Oportunidad: ... Mantenimiento de Emergencia: ... Mercado Eléctrico Nacional: ...

Mantenimiento Programado: ... Mantenimiento Menor: ...

Mercado de Contratos: ... Mercado de Oportunidad: ...

Mercado de Oportunidad Regional: ...

Mercado Eléctrico Nacional: ...

Mercado Eléctrico Regional: ...

Normas Técnicas: ...

Operador del Sistema: ... Período Crítico del Sistema: ...

Periodo de Mercado: ...

Planificación Operativa de Largo Plazo: ...

Potencia Firme Contratada: ...

Potencia Firme: Potencia eléctrica que 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.

Precio de Referencia de la Potencia: ...

Precio Nodal: ... Predespacho: ... Mercado Eléctrico Regional: ...

Normas Técnicas: ... Operador del Sistema: ... Período Crítico del Sistema: ... Periodo de Mercado: ...

Planificación Operativa de Largo Plazo: ...

Potencia Firme Contratada: ...

Potencia Firme: Potencia eléctrica que 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.

Precio de Referencia de la Potencia: ...

Precio Nodal: ... Predespacho: ... Posdespacho: ...

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 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.



Posdespacho: ...

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.

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,

Redespacho: ...

Regulación Primaria de Frecuencia: es el servicio de control automático de la frecuencia, 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 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, 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.

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.

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.

Reserva Rodante: Es la diferencia entre la suma de la capacidad de los recursos de generación sincronizados en el sistema eléctrico y la suma de las potencias realmente entregadas en un momento dado.

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 período posterior.

Sistema Eléctrico Regional: ...

Sistema Principal de Transmisión: ...

Sistema Secundario de Transmisión: ...

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **16** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|---|--|
| Automatic Generation Control) que envía las consignas a los proveedores de este servicio dentro de cada | Unidad Generadora: Instalación conectada al sistema eléctrico que produce energía eléctrica a partir de una |
| área de control. Valor de Reserva Rodante de potencia activa de unidades de generación requerida para | fuente primaria de energía. |
| recuperar la Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia y mantener la frecuencia y los intercambios por | Valor del Agua: |
| 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. | |
| 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: | |
| 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 | Artículo 10. Funciones del Operador del Sistema. La principal función |
| Para el cumplimiento | Para el cumplimiento |
| Igualmente, serán | Igualmente, serán |
| A | A |
| B | B |
| C | C |
| D | D |
| E. Impartir instrucciones de operación a las unidades los recursos de generación de generación e | E. Impartir instrucciones de operación a los recursos de generación de generación e instalaciones de |
| instalaciones de transmisión, incluidas las interconexiones internacionales, con el objetivo de asegurar la | transmisión, incluidas las interconexiones internacionales, con el objetivo de asegurar la continuidad del |
| continuidad del suministro eléctrico nacional y satisfacer las transacciones resultantes del MEN y el MER. | suministro eléctrico nacional y satisfacer las transacciones resultantes del MEN y el MER. |
| F | F |
| G | G |
| | H. Verificar los costos variables de los recursos de generación de acuerdo con la metodología definida en la |
| metodología definida en este Reglamento e informar a la CREE sobre aquellos generadores cuyos costos | normativa correspondiente para tal efecto 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 | variables no cumplan con lo establecido en este Reglamento y las Normas Técnicas, o que no representen el |
| costo real de generación. | costo real de generación. |
| I. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de las unidades los recursos de | I. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de los recursos de generación y |
| generación y de las instalaciones de transmisión. | de las instalaciones de transmisión. |
| J | J |
| K | K |
| L | L |
| M | M |
| N | N |
| 0 | 0 |
| | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **17** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|---|--|
| P | P |
| Q | Q |
| R | R |
| S | S |
| T | Т |
| U | U |
| V | V |
| W | W |
| Υ | Υ |
| Z | Z |
| La CREE podrá | La CREE podrá |
| Artículo 15. Autorización para Suministrar y Obligación de Comprar Potencia Firme. Cada central | 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 | 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 | estar respaldada por la potencia firme de sus propios recursos de generación o por potencia firme comprada |
| generación o por potencia firme comprada a otros Agentes Productores mediante contratos suscritos con | a otros Agentes Productores mediante contratos suscritos con ellos. El ODS supervisará y controlará que los |
| ellos. El ODS supervisará y controlará que los Agentes Productores cumplan con estas condiciones, e | Agentes Productores cumplan con estas condiciones, e informará a la CREE de cualquier incumplimiento que |
| informará a la CREE de cualquier incumplimiento que detecte, para las acciones que corresponda tomar. | detecte, para las acciones que corresponda tomar. |
| Cada Agente Comprador | Cada Agente Comprador |
| Artículo 21. Planificación operativa. La Planificación operativa | Artículo 21. Planificación operativa. La Planificación operativa |
| Para realizar la planificación operativa y el cálculo de los Precios Nodales en el Sistema Principal de | 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 | 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 | planificación de mínimo costo de los recursos de generación, cumpliendo con los criterios de calidad y |
| criterios de calidad y seguridad. | seguridad. |
| Artículo 23. Herramienta de modelo para la Planificación Operativa de Largo Plazo. La herramienta | Artículo 23. Herramienta de modelo para la Planificación Operativa de Largo Plazo. La herramienta |
| utilizada | utilizada |
| Los datos que | Los datos que |
| A. Parámetros operativos de las plantas hidroeléctricas y de las Centrales Generadoras Híbridas. | 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 | B. Características técnicas y económicas (costos variables) de los recursos de generación (plantas térmicas, |
| generación (plantas térmicas, renovables y renovables no controlables) | renovables y renovables no controlables) |
| C | C |
| D | D |
| E | E |
| F | F |
| G | G |
| H | H |
| El ODS deberá poner a | El ODS deberá poner a |
| Artículo 24. Información a remitir al ODS y auditoría técnica de las centrales generadoras. Los Agentes del | 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 | recursos de generación, el cual podrá ser auditado por la CREE. El ODS llevará a cabo una auditoría técnica |
| una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su nivel de | para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su nivel de carga y los costos de |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **18** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|--|--|
| carga y los costos de arranque y parada. Asimismo, el ODS podrá realizar una auditoría técnica de lo | arranque y parada. Asimismo, el ODS podrá realizar una auditoría técnica de los parámetros operativos de |
| parámetros operativos de cualquier tipo de centrales. | 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 | · • |
| 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. | Sistema Principal de Transmisión. |
| La Herramienta utilizada | La Herramienta utilizada |
| A | A |
| B. Características técnicas y económicas detalladas de las plantas térmicas, así como las característica | · |
| técnicas y económicas de las Centrales Generadoras Híbridas. | 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 | D E |
| E | C |
| F | El ODS deberá poner a disposición de los Agentes del MEN y de las empresas transmisoras un informe con |
| 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. | 105 resultados obtenidos en la programación semanai. |
| Artículo 27. Descripción del Predespacho nacional. El Predespacho nacional se realiza con detalle horario e | 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 demand | · |
| 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 la | · |
| restricciones de seguridad, y los márgenes de reserva y potencia reactiva necesarios para la operación segur | reserva y potencia reactiva necesarios para la operación segura del sistema. |
| del sistema. | El ODS realizará |
| El ODS realizará | Los resultados del |
| Los resultados del | |
| Artículo 28. Entrega de información por parte de los Agentes Productores. Antes de las | Artículo 28. Entrega de información por parte de los Agentes Productores. Antes de las |
| La información que | La información que |
| A. Disponibilidad y condiciones técnicas de las unidades de generación los recursos de generación. | A. Disponibilidad y condiciones técnicas de los recursos de generación. |
| B | B |
| C | C |
| Artículo 29. Entrega de información por parte de las Empresas Transmisoras. Antes de las | Artículo 29. Entrega de información por parte de las Empresas Transmisoras. Antes de las |
| La información que | 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. | Almacenamiento de Energía que la empresa transmisora posea. |
| B | B |
| C D | C D |
| E | E |
| L | L |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **19** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|--|--|
| Artículo 31. Horario y consideraciones mínimas en la determinación del Predespacho nacional. Antes de | Artículo 31. Horario y consideraciones mínimas en la determinación del Predespacho nacional. Antes de |
| las | las |
| A. La disponibilidad de las unidades los recursos de generación y la producción esperada de las centrales que | A. La disponibilidad de los recursos de generación y la producción esperada de las centrales que utilizan un |
| utilizan un recurso renovable variable y los posibles excedentes de los Usuarios Autoproductores. | recurso renovable variable y los posibles excedentes de los Usuarios Autoproductores. |
| B. Los costos variables de las unidades los recursos de generación. | B. Los costos variables de los recursos de generación. |
| C. Las restricciones técnicas de las unidades los recursos de generación. | C. Las restricciones técnicas de los recursos de generación. |
| D | D |
| E | E |
| F | F |
| G | G |
| Н | H |
| I. Las características de operación de las Centrales Generadoras Híbridas. | I. Las características de operación de las Centrales Generadoras Híbridas. |
| El predespacho se | El predespacho se |
| El ODS verificará | El ODS verificará |
| | |
| Artículo 32. Resultados mínimos del Predespacho nacional. El Predespacho nacional | Artículo 32. Resultados mínimos del Predespacho nacional. El Predespacho nacional |
| A | A |
| B | B |
| C | C |
| D | D |
| E | E |
| F | F |
| G | G |
| Antes de las 12:30 p.m. de cada día, el ODS publicará en su sitio web los resultados del Predespacho nacional, | 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. | 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 | 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 | Si se trata de una inyección hacia el MER realizada por un contrato, el Agente del MEN deberá identificar los |
| unidad o unidades los recursos de generación con las los que pretende cumplir con su compromiso | recursos de generación con los que pretende cumplir con su compromiso contractual y el nodo de la RTR |
| contractual y el nodo de la RTR donde se propone realizar la inyección de energía. | donde se propone realizar la inyección de energía. |
| Si se trata de | Si se trata de |
| Artículo 41. Ofertas en el mercado de oportunidad regional. A partir de | Artículo 41. Ofertas en el mercado de oportunidad regional. A partir de |
| Para ello, el ODS | Para ello, el ODS |
| A | A |
| В | B |
| Las ofertas de oportunidad se calcularán a partir de la escalera de inyecciones y retiros resultantes del | 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 | 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 | correspondientes a aquellos recursos de generación que, para el mismo Periodo de Mercado, hayan |
| Mercado, hayan informado de un compromiso contractual físico de carácter regional. | informado de un compromiso contractual físico de carácter regional. |
| Artículo 45. Verificación y ajuste del predespacho regional. Antes de las | Artículo 45. Verificación y ajuste del predespacho regional. Antes de las |
| A | A |
| B | B |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **20** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|--|--|
| C | C |
| D | D |
| E | E |
| F | F |
| G. Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras los recursos de generación | G. Violaciones a las restricciones técnicas operativas de los recursos de generación a las que se le haya |
| a las que se le haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho | asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional. Estas |
| regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas. | restricciones deberán ser debidamente justificadas. |
| De identificarse alguna | De identificarse alguna" |
| | |
| Artículo 50. La operación del sistema y la operación comercial regional como actividad permanente. Como | Artículo 50. La operación del sistema y la operación comercial regional como actividad permanente. Como |
| una actividad | una actividad |
| A | A |
| B | B |
| C | C |
| D | D |
| E | E |
| F | F |
| G. Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras los recursos de generación | G. Violaciones a las restricciones técnicas operativas de los recursos de generación a las que se les haya |
| a las que se les haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho | asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional. Estas |
| regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas por el OS/OM respectivo. | restricciones deberán ser debidamente justificadas por el OS/OM respectivo. |
| Artículo 53. Operación en tiempo real. El ODS podrá realizar modificaciones en el despacho de las unidades | Artículo 53. Operación en tiempo real. El ODS podrá realizar modificaciones en el despacho de los recursos |
| generadoras los recursos de generación en tiempo real por razones de seguridad del sistema. | de generación en tiempo real por razones de seguridad del sistema. |
| Estas modificaciones | Estas modificaciones |
| Asimismo, el ODS | Asimismo, el ODS |
| Artículo 56. Posdespacho nacional. El ODS calculará el Posdespacho nacional el día siguiente a aquel en que | 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 | se efectuó el suministro físico de electricidad basándose en la medición comercial, los recursos de generación |
| de generación y activos de transmisión que estuvieron efectivamente disponibles, así como las transacciones | y activos de transmisión que estuvieron efectivamente disponibles, así como las transacciones regionales |
| regionales realizadas. | realizadas. |
| El ODS incluirá en el Posdespacho la energía inyectada en cada Periodo de Mercado por aquellas unidades | El ODS incluirá en el Posdespacho la energía inyectada en cada Periodo de Mercado por aquellos recursos |
| despachadas aquellos recursos de generación despachados como Generación Forzada a costo variable nulo, | de generación despachados como Generación Forzada a costo variable nulo, no interviniendo los costos de |
| no interviniendo los costos de este tipo de generación en la formación de los precios del Mercado de | este tipo de generación en la formación de los precios del Mercado de Oportunidad. |
| Oportunidad. | Para realizar el Posdespacho |
| Para realizar el Posdespacho | El objetivo del Posdespacho |
| El objetivo del Posdespacho | Se habilita al ODS |
| Se habilita al ODS | Asimismo, el ODS |
| Asimismo, el ODS | |
| Artículo 64. Obligación de proveer el servicio. Todas las unidades generadoras Todos los recursos de | Artículo 64. Obligación de proveer el servicio. Todos los recursos de generación que cumplan los requisitos |
| generación que cumplan los requisitos técnicos fijados en la Norma Técnica de Servicios Complementarios | técnicos fijados en la Norma Técnica de Servicios Complementarios deberán prestar el servicio de control de |
| deberán prestar el servicio de control de frecuencia, aportando la reserva asignada y contando con los | frecuencia, aportando la reserva asignada y contando con los equipos de control adecuados para mantener |
| equipos de control adecuados para mantener la frecuencia del SIN dentro de los límites establecidos, tanto | la frecuencia del SIN dentro de los límites establecidos, tanto en condiciones normales como en Condiciones |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **21** de **121**



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. 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 invección 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."

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 Arrangue 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.

en condiciones normales como en Condiciones de Emergencia. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía | 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 potencia-frecuencia de 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, 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 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 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 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.

El margen de Reserva...

Cuando un recurso de generación programado para proveer Reserva Fría sea llamado a producir por el ODS dicho recurso será compensado 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 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 invección y absorción de potencia reactiva para 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 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 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 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.

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página 22 de 121



| Versión inicial | Versión final |
|--|---|
| El ODS coordinará | El ODS coordinará |
| Artículo 79. Plan anual de mantenimientos. El ODS es | Artículo 79. Plan anual de mantenimientos. El ODS es |
| El ODS elaborará | El ODS elaborará |
| Este plan se elaborará siguiendo criterios de minimización de costos y mantenimiento de la seguridad de | 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, | 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 | y el Despacho Económico de los recursos de generación existentes y previstos considerando los costos |
| previstas considerando los costos variables auditados e hidraulicidad. El plan anual de mantenimientos | variables auditados e hidraulicidad. El plan anual de mantenimientos deberá justificar que, de acuerdo con |
| deberá justificar que, de acuerdo con los escenarios evaluados, se lograrían alcanzar los niveles mínimos de | los escenarios evaluados, se lograrían alcanzar los niveles mínimos de seguridad de suministro determinados |
| seguridad de suministro determinados por la energía no suministrada esperada y márgenes de reservas. El | por la energía no suministrada esperada y márgenes de reservas. El modelo a utilizar será el mismo que el |
| modelo a utilizar será el mismo que el empleado a nivel operativo para la Planificación Operativa de Largo | empleado a nivel operativo para la Planificación Operativa de Largo Plazo. |
| Plazo. | El ODS tendrá de |
| El ODS tendrá de | El ODS publicará |
| El ODS publicará | El ODS según lo |
| El ODS según lo | El ODS publicará |
| El ODS publicará | |
| Artículo 81. Seguimiento de las Indisponibilidades de generación. De acuerdo con el Artículo 28 del | 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 | 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 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 | disponibilidad registrada por cada recurso de generación. En caso de Indisponibilidades no programadas de |
| no programadas de larga duración y/o reiteradas por encima de los valores medios históricos de la unidad, | larga duración y/o reiteradas por encima de los valores medios históricos de la unidad, el ODS podrá abrir |
| el ODS podrá abrir un expediente para determinar posibles responsabilidades y, en su caso, realizar | un expediente para determinar posibles responsabilidades y, en su caso, realizar propuesta de sanción a la |
| propuesta de sanción a la CREE. | CREE. |
| Artículo 91. Mercado de contratos regional. Los Agentes productores | Artículo 91. Mercado de contratos regional. Los Agentes productores |
| Los Agentes Compradores | Los Agentes Compradores |
| Los contratos de potencia | Los contratos de potencia |
| Los CNFFF serán despachados | Los CNFFF serán despachados |
| Los Contratos No Firmes Financieros | Los Contratos No Firmes Financieros |
| Los CNFFF y los contratos no | 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 | resultante del Despacho Económico nacional o regional, salvo las derivadas de la contratación de potencia |
| contratación de potencia firme en caso de racionamiento por falta de capacidad de generación. | firme en caso de racionamiento por falta de capacidad de generación. |
| Los contratos regionales | Los contratos regionales |
| Artículo 101. Comunicación de contratos al ODS. Todos los Agentes | Artícula 101 Comunicación de contratos al ODS Todos los Agentos |
| En relación con sus contratos de potencia firme, los Agentes del MEN deben enviar al ODS la información | Artículo 101. Comunicación de contratos al ODS. Todos los Agentes |
| relativa a la Potencia Firme Contratada, la unidad los recursos de generación o unidades generadoras que | En relación con sus contratos de potencia firme, los Agentes del MEN deben enviar al ODS la información relativa a la Potencia Firme Contratada, los recursos de generación que respaldan dicho contrato, el Agente |
| respaldan dicho contrato, el Agente Productor y Agente Comprador que suscriben dicho contrato y las fechas | Productor y Agente Comprador que suscriben dicho contrato y las fechas de comienzo y finalización de la |
| de comienzo y finalización de la vigencia del contrato. | vigencia del contrato. |
| En relación con sus | En relación con sus |
| Artículo 117. Gradualidad en la aplicación de los requisitos técnicos relativos a la provisión de Servicios | 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 | |
| complementatios por parte de las unidades generadoras los recursos de generación. Los propietarios de | Complementarios por parte de los recursos de generación. Los propietarios de recursos de generación i |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **23** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|---|---|
| unidades generadoras recursos de generación dispondrán de un plazo de un (1) año a partir de la entrada en | dispondrán de un plazo de un (1) año a partir de la entrada en vigor de la Norma Técnica de Servicios |
| vigor de la Norma Técnica de Servicios Complementarios para adaptar sus instalaciones de manera que | Complementarios para adaptar sus instalaciones de manera que puedan cumplir con los requisitos técnicos |
| puedan cumplir con los requisitos técnicos relativos a la provisión de Servicios Complementarios. | 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 | 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 | ODS calculará anualmente la Potencia Firme de recursos de generación cuyos titulares tengan suscritos |
| titulares tengan suscritos contratos con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley, siguiendo la metodología | contratos con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley, siguiendo la metodología descrita en este |
| descrita en este Reglamento. A pesar de esto, los Agentes Productores en tanto titulares de estos contratos | Reglamento. A pesar de esto, los Agentes Productores en tanto titulares de estos contratos estarán exentos |
| estarán exentos de los derechos y obligaciones relativos a la potencia firme establecidos en este Reglamento. | de los derechos y obligaciones relativos a la potencia firme establecidos en este Reglamento. Los Agentes |
| Los Agentes Compradores que se conviertan en la contraparte de estos contratos, podrán declarar esta | Compradores que se conviertan en la contraparte de estos contratos, podrán declarar esta potencia firme a |
| potencia firme a efectos de cobertura de su Requerimiento de Potencia Firme. | efectos de cobertura de su Requerimiento de Potencia Firme. |

Reglamento de Tarifas (RT)

| Versión inicial | Versión final |
|--|---|
| Artículo 3. Acrónimos. A los efectos de | Artículo 3. Acrónimos. A los efectos de |
| | |
| SAE Sistema de Almacenamiento de Energía | SAE Sistema de Almacenamiento de Energía |
| enter de l'inflacer de l'inflacer de l'include de l'inclu | esta de sumacenamiento de Energia |
| | |
| Artículo 4. Definiciones. Para los efectos de | Artículo 4. Definiciones. Para los efectos de |
| Acometida: | Acometida: |
| Activos Regulatorios: | Activos Regulatorios: |
| Activos Regulatorios Eléctricos: | Activos Regulatorios Eléctricos: |
| Activos Regulatorios No Eléctricos: | Activos Regulatorios No Eléctricos: |
| Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: | Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: |
| Agentes del Mercado Eléctrico Regional o Agentes del MER: | Agentes del Mercado Eléctrico Regional o Agentes del MER: |
| Alta Tensión: | Alta Tensión: |
| Alumbrado Público: | Alumbrado Público: |
| Baja Tensión: | Baja Tensión: |
| Base de Activos Regulatoria: | Base de Activos Regulatoria: |
| Base Blindada: | Base Blindada: |
| Base Histórica: | Base Histórica: |
| Base Incremental: | Base Incremental: |
| Cálculo Tarifario: | Cálculo Tarifario: |
| Calidad del Producto: | Calidad del Producto: |
| Calidad del Servicio: | Calidad del Servicio: |
| Calidad del Servicio Técnico: | Calidad del Servicio Técnico: |
| Cargos por la Operación del Sistema: | Cargos por la Operación del Sistema: |
| Cargos por Uso de la Red de Distribución: | Cargos por Uso de la Red de Distribución: |
| Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión: | Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión: |
| Ciclo Tarifario: | Ciclo Tarifario: |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **24** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|--|--|
| Costo Base de Generación: | Costo Base de Generación: |
| Comisión Reguladora de Energía Eléctrica: | Comisión Reguladora de Energía Eléctrica: |
| Consulta Pública: | Consulta Pública: |
| Consumidor Calificado: | Consumidor Calificado: |
| Consumo de Energía: | Consumo de Energía: |
| Costo de la Energía no Suministrada: | Costo de la Energía no Suministrada: |
| Costos Controlables: | Costos Controlables: |
| Costos No Controlables: | Costos No Controlables: |
| Cuadro Tarifario: | Cuadro Tarifario: |
| Día: | Día: |
| Empresa Distribuidora: | Empresa Distribuidora: |
| Empresa Comercializadora: | Empresa Comercializadora: |
| Empresa Transmisora: | Empresa Transmisora: |
| Energía No Suministrada: | Energía No Suministrada: |
| Entrada del Servicio Eléctrico: | Entrada del Servicio Eléctrico: |
| Equipo de Medición: | Equipo de Medición: |
| Esquema de Ajustes Tarifarios: | Esquema de Ajustes Tarifarios: |
| Estructura Tarifaria: | Estructura Tarifaria: |
| Factor K: | Factor K: |
| Factor X: | Factor X: |
| Fecha de Referencia: | Fecha de Referencia: |
| Ingresos Variables del Sistema Principal de Transmisión: | Ingresos Variables del Sistema Principal de Transmisión: |
| Kilovar-hora: | Kilovar-hora: |
| Kilovatio: | Kilovatio: |
| Kilovatio-hora: | Kilovatio-hora: |
| Media Tensión: | Media Tensión: |
| Mercado Eléctrico Regional: | Mercado Eléctrico Regional: |
| Mercado de Oportunidad Regional: | Mercado de Oportunidad Regional: |
| Mercado de Oportunidad: | Mercado de Oportunidad: |
| Nivel Tarifario: | Nivel Tarifario: |
| Peaje de Transmisión: | Peaje de Transmisión: |
| Plan Quinquenal de Negocio: | Plan Quinquenal de Negocio: |
| Planificación de Largo Plazo: | Planificación de Largo Plazo: |
| Precio de Referencia de la Potencia: | Precio de Referencia de la Potencia: |
| Punto de Entrega: | Punto de Entrega: |
| Servicio Eléctrico: | Servicio Eléctrico: |
| Servicios Complementarios: | Servicios Complementarios: |
| Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica | 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. | período posterior. |
| Sistema Principal de Transmisión: | Sistema Principal de Transmisión: |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **25** de **121**

| Versión inicial | Versión final |
|---|---|
| Sistemas Aislados: | Sistemas Aislados: |
| Tarifa: | Tarifa: |
| Tasa de Actualización: | Tasa de Actualización: |
| Unidad Constructiva: | Unidad Constructiva: |
| Usuario Autoproductor: | Usuario Autoproductor: |
| Usuario: | Usuario: |
| Valor Agregado de Distribución: | Valor Agregado de Distribución: |
| Valor Nuevo de Reemplazo: | Valor Nuevo de Reemplazo: |
| Vatio (W): | Vatio (W): |
| Zona de Operación: | Zona de Operación: |
| Artículo 69. Los Activos Regulatorios | Artículo 69. Los Activos Regulatorios |
| a | a |
| b | b |
| Los Activos Regulatorios Eléctricos (ARE) forman parte de la infraestructura de transmisión y distribución de | 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 | 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 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 | 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 | Sistemas de Almacenamiento de Energía deben estar dedicados exclusivamente a la actividad de distribución |
| distribución. | o de transmisión. |
| El valor de dichos | El valor de dichos |
| Los Activos Regulatorios No | Los Activos Regulatorios No |
| El valor de estos activos es | El valor de estos activos es" |
| Artículo 95. La actualización de los | Artículo 95. La actualización de los |
| ■ Índice de | ■ Índice de |
| ■ Evolución | ■ Evolución |
| ■ Costo del | ■ Costo del |
| ■ Costo del | ■ Costo del |
| Costo de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía según su tecnología. | Costo de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía según su tecnología. |
| La formulación matemática | La formulación matemática |
| $FAUC = \partial_{1} \times \frac{IPC_{t}}{IPC_{0}} + \partial_{2} \times \frac{TC_{t}}{TC_{0}} + \partial_{3} \times \frac{IPcu_{t}}{IPcu_{0}} \times \frac{TC_{t}}{TC_{0}} + \partial_{4} \times \frac{IPCal_{t}}{IPCal_{0}} \times \frac{TC_{t}}{TC_{0}} + \partial_{5} \times \frac{IPCbat_{t}}{IPCbat_{0}} \times \frac{TC_{t}}{TC_{0}}$ | $FAUC = \partial_{1} \times \frac{IPC_{t}}{IPC_{0}} + \partial_{2} \times \frac{TC_{t}}{TC_{0}} + \partial_{3} \times \frac{IPcu_{t}}{IPcu_{0}} \times \frac{TC_{t}}{TC_{0}} + \partial_{4} \times \frac{IPCal_{t}}{IPCal_{0}} \times \frac{TC_{t}}{TC_{0}} + \partial_{5} \times \frac{IPCbat_{t}}{IPCbat_{0}} \times \frac{TC_{t}}{TC_{0}}$ |
| Donde: | Donde: |
| ∂_1 : | ∂_1 : |
| ∂_2 : | ∂_2 : |
| ∂_3 : | ∂_3 : |
| ∂_4 : | ∂_4 : |



| | Versión inicial | Versión final |
|---------------------------------------|--|--|
| | ∂_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 | Almacenamiento de Energía instalada en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas |
| | IPC_t : | IPC_t : |
| | $IPDC_0$: | $IPDC_0$: |
| | TC_t : | TC_t : |
| | TC_0 : | TC_0 : |
| | $IPcu_t$: | $IPcu_t$: |
| | $IPcu_0$: | $IPcu_0$: |
| | IPal_t : | $IPal_t$: |
| | $IPal_0$: | $IPal_0$: |
| | IPbat_t : Índice de precios de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía de la tecnología instalada del período t | 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) | $IPbat_0$: Índice de precios de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía de la tecnología instalada del período base (0) |
| Las po | nderaciones de cada | Las ponderaciones de cada |
| Artículo 96. Los ARE correspondientes | | Artículo 96. Los ARE correspondientes |
| a. | | a |
| b. | | b |
| c. d. | | c d |
| e. | | e |
| f. | Sistemas de Almacenamiento de Energía y otros equipos. | f. Sistemas de Almacenamiento de Energía y otros equipos." |
| | | |
| Artícu | o 120. Con el objetivo de | Artículo 120. Con el objetivo de |
| a. | | a |
| b. | | b |
| C. | | C |
| d. | ··· | a |
| e. f. | Pérdidas Técnicas – PT; Porción de las pérdidas de distribución inherente al proceso de distribución, | 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 | 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 |
| | The hopeware from twitter and perdical inciding has perdical por a filterial action | en megavado nota livivin. Estas peralaas incialitan las peralaas por el nivel de enciencia de los |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **27** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|---|--|
| Sistemas de Almacenamiento de Energía aprobado por la CREE en consideración de la tecnología utilizada. g h | 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 | Artículo 155. Presentación de información. A fines del mes |
| a b c Deberá adjuntar toda | a b c 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 viii Artículo 166. Costos de Operación y Mantenimiento. Los costos de operación y mantenimiento se | 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 166. Costos de Operación y Mantenimiento. Los costos de operación y mantenimiento se |
| conforman a partir de tres componentes: a) Costos de Operación y Mantenimiento (COM) propiamente dichos b) Costos de Pérdidas de potencia y de energía. Estos costos se recuperan en el cálculo del IVT. c) Costos asociados al valor esperado de las indemnizaciones que la Empresa Transmisora debe pagar si la calidad del servicio corresponde exactamente a la NT-CT. | conforman a partir de cuatro componentes: a) Costos de Operación y Mantenimiento (COM) propiamente dichos b) Costos de Pérdidas de potencia y de energía. Estos costos se recuperan en el cálculo del IVT. c) Costos asociados al valor esperado de las indemnizaciones que la Empresa Transmisora debe pagar si la calidad del servicio corresponde exactamente a la NT-CT. d) La valorización de la energía retirada e inyectada a la red por los Sistemas de Almacenamiento de Energía que son activos de transmisión y que se encuentran ubicados en las subestaciones del Sistema Principal de Transmisión. |
| Artículo 173. Forma del cálculo de los Peajes de Transmisión. Los Peajes de Los peajes de transmisión Para el Cálculo Tarifario, los $Pu_{T230_0} = \frac{IR_{T23_0} - IVT_{T23_0}}{P_1 + P_2 + P_{2.5} + P_3 + P_4}$ Donde: $Pu_{T230_0} : \dots$ $IR_{T230} : \dots$ | Artículo 173. Forma del cálculo de los Peajes de Transmisión. Los Peajes de Los peajes de transmisión Para el Cálculo Tarifario, los $Pu_{T230_0} = \frac{IR_{T23_0} - IVT_{T23_0}}{P_1 + P_2 + P_{2.5} + P_3 + P_4}$ Donde: Pu_{T230_0} : IR_{T23_0} : |

 IVT_{T230} : ...

 $\boldsymbol{P_1}$:

P2: 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.

P₃: ... **P**₄: ...

Para las subestaciones de...

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

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...

$$Pu_{T1380} = \frac{IR_{T138} - IVT_{138}}{P_6 + P_7 + P_8 + P_9}$$

Donde:

 Pu_{T1380} : ...

*IR*₇₁₃₈: ...

*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.

P₈: ... P₉: ...

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.

*IVT*_{T230}: ...

P₁:

 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 de transmisión conectados en 138 kV.

Versión final

 $P_{2.5}$: 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 de transmisión conectados en 69 kV.

 P_3 : ... P_4 : ...

Para las subestaciones de...

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

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...

$$Pu_{T1380} = \frac{IR_{T138} - IVT_{T138}}{P_6 + P_7 + P_8 + P_9}$$

Donde:

 Pu_{T1380} : ...

*IR*_{T138}: ...

*IVT*_{T138}: ...

P₆: ...

 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 transmisión conectados en 69 kV.

P₈: ... **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 transmisión conectados en 69 kV.



| Versión inicial | Versión final |
|---|---|
| Los Peajes unitarios para | Los Peajes unitarios para |
| $Pu_{T69_0} = \frac{IR_{T69} - IVT_{69}}{P_{11} + P_{12} + P_{13}}$ | $Pu_{T690} = rac{IR_{T69} - IVT_{T69}}{P_{11} + P_{12} + P_{13}}$ |
| Donde: | Donde: |
| Pu_{T690} : | Pu_{T69_0} : |
| IR_{T69} : | IR_{T69} : |
| IVT_{T69} : | IVT_{T69} : |
| P ₁₁ : | P_{11} : |
| P ₁₂ : | P_{12} : |
| P ₁₃ : | P_{13} : |
| Artículo 198. Fórmula de ajuste de las Unidades Constructivas. Para el primer | Artículo 198. Fórmula de ajuste de las Unidades Constructivas. Para el primer |
| ∂_1 : | $\mid \partial_1 : \mid$ |
| θ_2 : | ∂_2 : |
| θ_3 : | ∂_3 : |
| ∂_4 : | ∂_4 : |
| ∂ ₅ : 0% | ∂ ₅ : 0% |
| Artículo 201. Vida Útil Regulatoria de los Activos. Para el primer | Artículo 201. Vida Útil Regulatoria de los Activos. Para el primer |
| | |
| | ··· |
| | ··· |
| | ··· |
| | ··· |
| Sistemas de Almacenamiento de Energía: 20 años. | f. Sistemas de Almacenamiento de Energía: 20 años |

Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED)

Versión inicial Versión final Artículo 41. Equipo de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía. Los Usuarios pueden instalar | Artículo 41. Equipo de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía. Los Usuarios pueden instalar equipos de generación de energía eléctrica y Sistemas de Almacenamiento de Energía para autoabastecerse 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. 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 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 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 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 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 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 desconexión entre las instalaciones del Usuario y la red de distribución, para tal fin, podrá realizar las inspecciones que correspondan. inspecciones que correspondan. Si la conexión es autorizada, la Empresa Distribuidora informará al Usuario las condiciones técnicas para la 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 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 caso de ser necesaria la realización de obras para eliminar limitaciones técnicas en la red que impidan la

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **30** de **121**



la Industria Eléctrica.

Si la instalación del Usuario permite la inyección de excedentes dentro de los límites establecidos en | Si la instalación del Usuario permite la inyección de excedentes dentro de los límites establecidos en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, este será considerado un usuario autoproductor Usuario Autoproductor. 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...

conexión de los equipos, se deberá seguir el procedimiento descrito en el Reglamento de la Ley General de conexión de los equipos, se deberá seguir el procedimiento descrito en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.

> Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, este será considerado un usuario autoproductor Usuario Autoproductor. 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...

Norma Técnica de Potencia Firme (NT-PF)

Versión inicial

Artículo 1. Alcance. El objeto de esta norma técnica es definir las metodologías que el Operador del Sistema | Artículo 1. Alcance. El objeto de esta norma técnica es definir las metodologías que el Operador del Sistema aplicará para:

- a. Determinar la potencia firme de cada central generadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras y consumidores calificados.
- c. Determinar los desvíos de potencia firme tanto de agentes productores como de agentes compradores de potencia firme y administrar las liquidaciones a que dichos desvíos den lugar en el mercado eléctrico de oportunidad.
 - A los efectos de la presente norma, se entenderá por potencia firme de una central generadora aquella potencia que la central puede aportar al sistema eléctrico con un alto grado de seguridad durante las horas del período crítico del sistema. Por requerimiento de potencia firme de un agente comprador se entenderá la demanda de potencia de ese agente en el momento del máximo requerimiento de potencia proyectado del sistema eléctrico durante el período crítico, 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 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

Versión final

aplicará para:

- a. Determinar la potencia firme de cada central generadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras y consumidores calificados.
- c. Determinar los desvíos de potencia firme tanto de agentes productores como de agentes compradores de potencia firme y administrar las liquidaciones a que dichos desvíos den lugar en el mercado eléctrico de oportunidad.

Artículo 2. 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

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página 31 de 121



norma.

Versión inicial

produce dicho máximo requerimiento térmico aplicando el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta

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 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 cálculo de la potencia firme, las Artículo 7. Clasificación de centrales generadoras. Para los propósitos del cálculo de la potencia firme, las centrales generadoras se clasifican como sigue:

- a. Centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, o centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año y centrales geotérmicas.
- b. Centrales generadoras que utilizan como fuente de energía recursos renovables diferentes de la geotermia:
 - Centrales sin capacidad de almacenamiento de energía de la fuente primaria de energía, ni capacidad de regulación.
 - Centrales con capacidad de almacenamiento de energía de la fuente primaria de energía y capacidad de regulación diaria, semanal o mensual.
- 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.

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

Versión final

produce dicho máximo requerimiento térmico aplicando el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta

Período Crítico del Sistema: es un conjunto de horas del año 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.

Potencia Firme de una Central Generadora: es aquella potencia que la central puede aportar al sistema eléctrico con un alto grado de seguridad durante las horas del período crítico del sistema.

Requerimiento de Potencia Firme: es la demanda de potencia de un agente comprador en el momento del máximo requerimiento de potencia proyectado del sistema eléctrico durante el período crítico, incrementada por las pérdidas en la red atribuibles a la demanda de ese agente en ese momento y por el margen de reserva reglamentario.

centrales generadoras se clasifican como sigue:

- a. Centrales térmicas, no asociadas a procesos de cogeneración que utilizan combustibles fósiles, o centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles no asociadas a procesos de cogeneración que operan todo el año y centrales geotérmicas.
- b. Cogeneradores
- c. Centrales generadoras que utilizan como fuente de energía recursos renovables diferentes de la geotermia:
 - 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.
- d. Centrales generadoras híbridas, que son centrales generadoras a las que se les ha asociado un sistema de almacenamiento 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.

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

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página 32 de 121



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 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 la simulación para etapas sucesivas de una semana, una vez que haya recibido de las empresas generadoras la información sobre los aportes de la fuente de energía que utilizan, organizada en etapas semanales como se indica en el Artículo 18 de esta norma.

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 de las centrales térmicas, el Operador del Sistema aplicará lo dispuesto en la Sección 4 de la Norma Técnica de Programación de la Operación y en particular el Anexo 3 de dicha norma, que se refiere a costos variables de generación.

Para proyectos nuevos o modificación de instalaciones existentes, tanto de generación como de consumidores calificados que actúan o se proponen actuar como agentes del mercado, programados para entrar en operación en el curso del año en estudio, los correspondientes desarrolladores deberán suministrar al Operador del Sistema toda la información sobre los mismos a fin de que éste la incluya en la de potencia firme. simulación de la operación del sistema y que determine las respectivas potencias firmes y requerimientos de potencia firme.

Cuando las nuevas centrales o sus modificaciones o proyectos de consumidores calificados entren en servicio en una fecha posterior al inicio del lapso de tiempo dentro del cual tiene lugar el período de máximo requerimiento térmico, el Operador del Sistema podrá calcular la potencia firme de la central o el requerimiento de potencia firme del consumidor calificado con base en la simulación del despacho económico del sistema extendida o el máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en período crítico, ambos para el año subsiguiente al de aplicación del informe de potencia firme, según corresponde, manteniendo el mismo período de máximo requerimiento térmico y período crítico del sistema identificados en tal informe.

El modelo computacional usado para la simulación del despacho económico del sistema deberá generar cien diferentes escenarios de aportes de energía de los recursos renovables usados para generación eléctrica a excepción del caso de las centrales que generan con biomasa. En este último caso, el aporte de energía estará basado en un pronóstico del recurso primario para el año en estudio. Dichos escenarios consistirán para las

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 la simulación para etapas sucesivas de una semana, una vez que haya recibido de las empresas generadoras la información sobre los aportes de la fuente de energía que utilizan, organizada en etapas semanales como se indica en el Artículo 18 de esta norma.

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 simulará la operación con una discretización horaria.

Para determinar los costos variables de las centrales térmicas, el Operador del Sistema aplicará lo dispuesto en la Sección 4 de la Norma Técnica de Programación de la Operación y en particular el Anexo 3 de dicha norma, que se refiere a costos variables de generación.

Para proyectos nuevos o modificación de instalaciones existentes, tanto de generación como de consumidores calificados que actúan o se proponen actuar como agentes del mercado, programados para entrar en operación en el curso del año en estudio, los correspondientes desarrolladores deberán suministrar al Operador del Sistema toda la información sobre los mismos a fin de que éste la incluya en la simulación de la operación del sistema y que determine las respectivas potencias firmes y requerimientos

Cuando las nuevas centrales o sus modificaciones o proyectos de consumidores calificados entren en servicio en una fecha posterior al inicio del lapso de tiempo dentro del cual tiene lugar el período de máximo requerimiento térmico, el Operador del Sistema podrá calcular la potencia firme de la central o el requerimiento de potencia firme del consumidor calificado con base en la simulación del despacho económico del sistema extendida o el máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en período crítico, ambos para el año subsiguiente al de aplicación del informe de potencia firme, según corresponde, manteniendo el mismo período de máximo requerimiento térmico y período crítico del sistema identificados en tal informe.

El modelo computacional usado para la simulación del despacho económico del sistema deberá generar cien diferentes escenarios de aportes de energía de los recursos renovables usados para generación eléctrica a excepción del caso de las centrales que generan con biomasa. En este último caso, el aporte de energía estará basado en un pronóstico del recurso primario para el año en estudio. Dichos escenarios consistirán para las centrales hidroeléctricas, en series de caudales en metros cúbicos por segundo generados sintéticamente y para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas en series de potencias horarias generadas también centrales hidroeléctricas, en series de caudales en metros cúbicos por segundo generados sintéticamente y sintéticamente. En ambos casos, el Operador del Sistema utilizará programas de cómputo apropiados para

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página 33 de 121



Versión inicial

para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas en series de potencias horarias generadas también sintéticamente. En ambos casos, el Operador del Sistema utilizará programas de cómputo apropiados para generar las series sintéticas. El Operador del Sistema deberá proponer dichos programas a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

Para las centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual, de la simulación del despacho económico deberán obtenerse resultados del nivel del embalse al inicio y al final de cada etapa para cada escenario.

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 en que se produce el máximo requerimiento térmico, el Operador del Sistema deberá realizar el procedimiento que se describe a continuación para determinar el período crítico del sistema del año de estudio:

1. Primero se calculará, para cada hora dentro del período de máximo requerimiento térmico, el margen | 1. Primero se calculará, para cada hora dentro del período de máximo requerimiento térmico, el margen de reserva entre la capacidad de generación total disponible en el sistema y el requerimiento de potencia del sistema:

$$M_t = \left(\sum_{i=1}^N P_{it}\right) - R_t$$

Donde:

 M_t : es el margen de reserva en la hora t;

N: es el número de plantas generadoras del sistema eléctrico;

Pit: es la potencia disponible de la central i en la hora t;

Rt: es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el Operador del Sistema para la hora t del año de estudio.

Con el objetivo de realizar este cálculo el Operador del Sistema deberá considerar lo siguiente:

- a. Tomará la importación neta como una central del sistema. Como potencia disponible de la importación neta, tomará la porción disponible de la diferencia entre la potencia total contratada por agentes compradores nacionales con generadores de otros países de la región menos la potencia total contratada por agentes productores nacionales con compradores de otros países de la región. El Operador del Sistema considerará únicamente aquellas importaciones y exportaciones pactadas mediante contratos firmes regionales.
- b. La potencia disponible de cada central se determinará en función de su tecnología como a continuación se describe:

Versión final

generar las series sintéticas. El Operador del Sistema deberá proponer dichos programas a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

Para las centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual, de la simulación del despacho económico deberán obtenerse resultados del nivel del embalse al inicio y al final de cada etapa para cada escenario.

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. Determinación del período de máximo requerimiento térmico. ...

Artículo 10. Determinación del período crítico del sistema. Una vez determinado el lapso en que se produce el máximo requerimiento térmico, el Operador del Sistema deberá realizar el procedimiento que se describe a continuación para determinar el período crítico del sistema del año de estudio:

de reserva entre la capacidad de generación total disponible en el sistema y el requerimiento de potencia del sistema:

$$M_t = \left(\sum_{i=1}^N P_{it}\right) - R_t$$

Donde:

 M_t : es el margen de reserva en la hora t;

N: es el número de plantas generadoras del sistema eléctrico;

Pit: es la potencia disponible de la central i en la hora t;

Rt: es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el Operador del Sistema para la hora t del año de estudio.

Con el objetivo de realizar este cálculo el Operador del Sistema deberá considerar lo siguiente:

- a. Tomará la importación neta como una central del sistema. Como potencia disponible de la importación neta, tomará la porción disponible de la diferencia entre la potencia total contratada por agentes compradores nacionales con generadores de otros países de la región menos la potencia total contratada por agentes productores nacionales con compradores de otros países de la región. El Operador del Sistema considerará únicamente aquellas importaciones y exportaciones pactadas mediante contratos firmes regionales.
- b. La potencia disponible de cada central se determinará en función de su tecnología como a continuación se describe:



Versión final Versión inicial

- i. Para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación y almacenamiento considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, los mantenimientos programados, el factor de indisponibilidad forzada proyectado y el nivel del embalse.
- ii. Para las centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni regulación considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, la disponibilidad del recurso primario, los mantenimientos programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado.
- iii. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, e centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y centrales geotérmicas considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, los mantenimientos programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado.
- iv. Para las centrales eólicas y solares considerará únicamente la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso primario para el año en estudio.
- 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.

El Operador del Sistema podrá determinar los factores de indisponibilidad forzada de los agentes productores y niveles de embalse de centrales hidroeléctricas ya sea requiriéndoles la información necesaria o con base en registros propios.

- 2. Enseguida, el Operador del Sistema utilizará un valor M_0 igual al 10% de la demanda máxima de potencia | 2. Enseguida, el Operador del Sistema utilizará un valor M_0 igual al 10% de la demanda máxima de potencia pronosticada para el año en estudio que equivale al margen de reserva autorizado de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica en su artículo 35, literal D. Este valor podrá modificarse con base en el informe anual de programación de servicios complementarios. El Operador del Sistema deberá someter la propuesta de la referida modificación para aprobación de la CREE. Una vez definido el valor Mo, el Operador del Sistema identificará todas las horas dentro del período de máximo requerimiento térmico para las cuales $M_t \leq M_0$ y las denominará horas incidentes $(H_{inc}).$
- 3. Posteriormente, se definirá una semana modelo de horas críticas que estará conformada por dos bloques | 3. de días definidos de la siguiente manera:

Bloque 1: Conformado por los días lunes, martes, miércoles, jueves y viernes sin incluir los días feriados de las semanas pertenecientes al período de máximo requerimiento térmico, se contabilizarán por hora para este conjunto de días el total de H_{inc} ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.

Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 1, las horas para las cuales la suma de $H_{inc} \ge 5$ v que clasifiquen como horas uniformes.

i. Para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación y almacenamiento considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, los mantenimientos programados, el factor de indisponibilidad forzada proyectado y el nivel del embalse.

- ii. Para las centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni regulación considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, la disponibilidad del recurso primario, los mantenimientos programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado.
- iii. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, cogeneradores, centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y centrales geotérmicas considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, los mantenimientos programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado.
- iv. Para las centrales eólicas y solares considerará únicamente la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso primario para el año en estudio.
- 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 invección de la central generadora híbrida.

El Operador del Sistema podrá determinar los factores de indisponibilidad forzada de los agentes productores y niveles de embalse de centrales hidroeléctricas ya sea requiriéndoles la información necesaria o con base en registros propios.

- pronosticada para el año en estudio que equivale al margen de reserva autorizado de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica en su artículo 35, literal D. Este valor podrá modificarse con base en el informe anual de programación de servicios complementarios. El Operador del Sistema deberá someter la propuesta de la referida modificación para aprobación de la CREE. Una vez definido el valor M₀, el Operador del Sistema identificará todas las horas dentro del período de máximo requerimiento térmico para las cuales $M_t \leq M_0$ y las denominará horas incidentes $(H_{inc}).$
- Posteriormente, se definirá una semana modelo de horas críticas que estará conformada por dos bloques de días definidos de la siguiente manera:

Bloque 1: Conformado por los días lunes, martes, miércoles, jueves y viernes sin incluir los días feriados de las semanas pertenecientes al período de máximo requerimiento térmico, se contabilizarán por hora para este conjunto de días el total de H_{inc} ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.

Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 1, las horas para las cuales la suma de $H_{inc} \ge 5$ y que clasifiquen como horas uniformes.

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página 35 de 121



Bloque 2: Conformado por los días sábados, domingos y los días feriados de las semanas pertenecientes al período de máximo requerimiento térmico, se contabilizarán por hora para este conjunto de días el total de H_{inc} ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.

Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 2, las horas para las cuales la suma de $H_{inc} \ge 2$ y que clasifiquen como horas uniformes.

Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las H_{inc} que aparezcan en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez sea adyacente a otra H_{inc} identificada en el mismo día.

4. A continuación, el Operador del Sistema identificará el total de horas críticas del sistema, como sigue:

Replicará la semana modelo definida en 3 en las 12 semanas identificadas como período de máximo requerimiento térmico.

De considerar el Operador del Sistema que se requieren modificar los criterios dispuestos en los numerales 3 y 4 precedentes para la determinación del período crítico del sistema, el Operador del Sistema deberá justificarlo en los informes de potencia firme correspondientes y recibir aprobación de la CREE.

Artículo 11. Determinación del factor de disponibilidad promedio anual y definición de potencia efectiva. En el proceso de determinar la potencia firme de las centrales, el Operador del Sistema utilizará el factor de disponibilidad de cada central como se explica más adelante.

El Operador del Sistema calculará el factor de disponibilidad de una central usando la siguiente expresión:

$$D = (1 - \Delta D)$$

Donde ΔD es la reducción de disponibilidad de la central durante el año en estudio.

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.

Bloque 2: Conformado por los días sábados, domingos y los días feriados de las semanas pertenecientes al período de máximo requerimiento térmico, se contabilizarán por hora para este conjunto de días el total de H_{inc} ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.

Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 2, las horas para las cuales la suma de $H_{inc} \ge 2$ y que clasifiquen como horas uniformes.

Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las H_{inc} que aparezcan en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez sea adyacente a otra H_{inc} identificada en el mismo día.

4. A continuación, el Operador del Sistema identificará el total de horas críticas del sistema, como sigue:

Replicará la semana modelo definida en 3 en las 12 semanas identificadas como período de máximo requerimiento térmico.

De considerar el Operador del Sistema que se requieren modificar los criterios dispuestos en los numerales 3 y 4 precedentes para la determinación del período crítico del sistema, el Operador del Sistema deberá justificarlo en los informes de potencia firme correspondientes y recibir aprobación de la CREE.

Artículo 11. Determinación del factor de disponibilidad promedio anual y definición de potencia efectiva. En el proceso de determinar la potencia firme de las centrales, el Operador del Sistema utilizará el factor de disponibilidad de cada central como se explica más adelante.

El Operador del Sistema calculará el factor de disponibilidad de una central usando la siguiente expresión:

$$D = (1 - \Delta D)$$

Donde ΔD es la reducción de disponibilidad de la central durante el año en estudio.

El Operador del Sistema considerará las siguientes cuatro causas de reducción de disponibilidad: (1) Los | 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, cogeneradores, 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 la tasa de reducción de disponibilidad debida a mantenimientos programados con la expresión siguiente:

$$\Delta DM = \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} + \sum_{j=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}}$$

Donde NMa es el número de intervenciones de mantenimiento mayor incluidas en el programa de mantenimiento de la central, aprobado por el Operador del Sistema para el año en estudio; HMa_i son las horas de indisponibilidad por mantenimiento mayor en la ocasión i; RMa_i es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión i; K es la potencia efectiva de la central; HA es el número de horas del año en estudio; NMe es el número de intervenciones de mantenimiento menor basado en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario; HMe_i son las horas de indisponibilidad por mantenimiento menor en la ocasión j; RMe_i es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión j; HT_{24m} es el número total de horas del período de 24 meses en que se basan los registros de operación utilizados.

El Operador del Sistema calculará también la reducción de disponibilidad debida a las tres últimas causas listadas arriba basándose en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario. La reducción de disponibilidad por esas tres causas la calculará como sigue:

$$\Delta DT = \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$$

Donde ΔDT es la tasa de indisponibilidad debida a esas tres últimas causas; el subíndice l 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. HT_I es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión $l.\ RT_l$ es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión $l.\ HT_{24m}$ 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 <mark>central generadora una unidad generadora bajo condiciones de período crítico en función de su</mark> 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. Tomará los datos horarios del medidor comercial de la central de los últimos 24 meses y determinará | 1. Tomará los datos horarios del medidor comercial de la central de los últimos 24 meses y determinará valores promedio aplicando una media móvil sobre subconjuntos de 3 horas.
- 2. Posteriormente, de los datos resultantes se seleccionará el máximo valor como la potencia efectiva (K) de 2. Posteriormente, de los datos resultantes seleccionará el máximo valor como la potencia efectiva (K) de la la central.

El Operador del Sistema calculará la tasa de reducción de disponibilidad debida a mantenimientos programados con la expresión siguiente:

$$\Delta DM = \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} + \sum_{j=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}}$$

Donde NMa es el número de intervenciones de mantenimiento mayor incluidas en el programa de mantenimiento de la central, aprobado por el Operador del Sistema para el año en estudio; HMa_i son las horas de indisponibilidad por mantenimiento mayor en la ocasión i; RMa_i es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión i; K es la potencia efectiva de la central; HA es el número de horas del año en estudio; NMe es el número de intervenciones de mantenimiento menor basado en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario; HMe_i son las horas de indisponibilidad por mantenimiento menor en la ocasión j; RMe_i es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión j; HT_{24m} es el número total de horas del período de 24 meses en que se basan los registros de operación utilizados.

El Operador del Sistema calculará también la reducción de disponibilidad debida a las tres últimas causas listadas arriba basándose en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario. La reducción de disponibilidad por esas tres causas la calculará como sigue:

$$\Delta DT = \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$$

Donde ΔDT es la tasa de indisponibilidad debida a esas tres últimas causas; el subíndice l 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. HT_I es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión $l.\ RT_l$ es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión $l.\ HT_{24m}$ 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 la potencia máxima neta que puede entregar a la red una central 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:

- valores promedio aplicando una media móvil sobre subconjuntos de 3 horas.
- central.

siguiente:

La reducción de disponibilidad de la central para el año en estudio viene entonces dada por la expresión | La reducción de disponibilidad de la central para el año en estudio viene entonces dada por la expresión siguiente:

 $\Delta D = \Delta DM + \Delta DT$

El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:

$$D = 1 - \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} - \sum_{i=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}} - \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$$

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. ...

- 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 invección 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 | ese valor durante la operación del sistema por los medios descritos al inicio del presente artículo. 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. Determinación de la potencia firme de centrales térmicas, geotérmicas y biomasa no Artículo 13. Determinación de la potencia firme de centrales térmicas, geotérmicas no asociadas a estacional que no cuentan con sistemas de almacenamiento de energía. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, para las centrales térmicas que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas, todas las anteriores siempre que no cuenten con sistemas de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema calculará la potencia firme de cada central usando la siguiente expresión:

$$F = D \times K$$

Donde *F* es la potencia...

Para centrales térmicas nuevas....

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

 $\Delta D = \Delta DM + \Delta DT$

 $D = 1 - \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} - \sum_{i=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}} - \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$

El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:

- a. ...

- 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 invección de cada central generadora. El Operador del Sistema verificará

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...

procesos de cogeneración, geotérmicas y biomasa no estacional. Para las centrales térmicas no asociadas a procesos de cogeneración que utilizan combustibles fósiles, para las centrales térmicas que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles no asociadas a procesos de cogeneración y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas, todas las anteriores siempre que no cuenten con sistemas de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema calculará la potencia firme de cada central usando la siguiente expresión:

Versión inicial Versión final Donde F es la potencia firme de la central, en kW o en MW, D es el factor de disponibilidad de la central, Para centrales térmicas existentes... calculado por el Operador del Sistema para el año en estudio como se indicó en el artículo 11; y K es la potencia efectiva de la central en kW o en MW. 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 tomará el mayor de los dos valores siguientes: (1) 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 (2) el resultado de la potencia firme calculada conforme con el procedimiento descrito para la central térmica sin considerar el sistema de almacenamiento de energía. Para centrales térmicas nuevas que entren en operación, el Operador del Sistema calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando un factor de disponibilidad promedio anual de centrales nuevas de la misma tecnología, tomado de una fuente internacional o de información histórica de centrales generadoras del SIN que cuentan con características semejantes. El Operador del Sistema podrá someter la fuente de información para definir dicho factor de disponibilidad a aprobación de la CREE. Una vez transcurrido el primer año de funcionamiento, calculará la potencia firme para el segundo año con base en la potencia efectiva y disponibilidad registradas en el primer año. A partir del segundo año de funcionamiento aplicará el método general descrito en el artículo 11 y en este artículo. Para centrales térmicas existentes que estén fuera de operación y que planifican operar nuevamente en el año de aplicación del informe de potencia firme, el Operador del Sistema podrá calcular su potencia firme aplicando las metodologías de cálculo descritas en el artículo 11 y en el presente artículo. Los datos para realizar dichos cálculos se podrán basar en información histórica disponible. En caso de que una central existente que se encuentre en operación planifique incorporar un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del año de estudio, el Operador del Sistema calculará para el informe anual un valor de potencia firme con y sin sistema de almacenamiento de energía. Artículo 13 bis. Potencia firme de centrales térmicas, geotérmicas y biomasa no estacional con Sistemas Artículo 13 bis. Reconocimiento de Potencia Firme de Cogeneradores. El Operador del Sistema calculará la de Almacenamiento de Energía. Para Centrales Generadoras Híbridas formadas por una central generadora potencia firme de cada central cogeneradora que no cuenta con sistemas de almacenamiento de energía térmica, geotérmicas y biomasa no estacional, a la cual se ha incorporado un sistema de almacenamiento d usando la siguiente expresión: energía, el Operador del Sistema calculará la potencia resultante de dividir el promedio de energía generada $F = D \times K_{co}$ por la central en los 100 escenarios utilizados durante el período crítico por las horas del período crítico, v comparará el resultado al producto de la capacidad efectiva de la central térmica sola por su factor de Donde: disponibilidad, y escogerá el mayor de los dos. F: es la potencia firme de la central, en kW o en MW. D: es el factor de disponibilidad de la central, calculado por el Operador del Sistema para el año en estudio Artículo 13 bis. Reconocimiento de Potencia Firme de Cogeneradores. El Operador del Sistema calculará la según la metodología indicada en el artículo 11 de esta norma técnica. En el caso de los Cogeneradores potencia firme de cada central cogeneradora que no cuenta con sistemas de almacenamiento de energía Estacionales, se deberá acotar el período de análisis a el período de máximo requerimiento térmico para el usando la siguiente expresión: año en estudio. $F = D \times K_{co}$ K_{co} : es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW. Donde:



Versión inicial

La potencia efectiva neta de la central se calcula como:

F: es la potencia firme de la central, en kW o en MW.

D: es el factor de disponibilidad de la central, calculado por el Operador del Sistema para el año en estudio según la metodología indicada en el artículo 11 de la NT-PF. En el caso de los Cogeneradores Estacionales, se deberá acotar el período de análisis a el período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio.

 K_{co} : es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW.

La potencia efectiva neta de la central se calcula como:

$$K_{co} = Max(K - D_{max}, 0)$$

Donde:

 K_{co} : es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW.

K: es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.

 D_{max} : es la demanda máxima asociada a los procesos industriales del Cogenerador determinada por el Operador del Sistema para el año en curso. Será estimada por el Operador del Sistema como el máximo valor histórico observado de la diferencia entre la medición asociada a los activos de generación del Cogenerador y la medición comercial bidireccional, durante el período del último año calendario, pero acotando el período de análisis a las horas pertenecientes al período crítico.

Para Centrales Generadoras Híbridas formadas por una central cogeneradora a la cual se ha incorporado un sistema de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema tomará el mayor de los dos valores siguientes: (1) la potencia resultante de dividir el promedio de energía generada (excedente) por la central en los 100 escenarios utilizados durante el período crítico por las horas del periodo crítico, y (2) la potencia firme calculada conforme con el procedimiento descrito para la central cogeneradora sin considerar el sistema de almacenamiento de energía.

Para Cogeneradores nuevos que entren en operación, el Operador del Sistema calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando un factor de disponibilidad promedio anual de centrales nuevas de la misma tecnología, tomando de una fuente internacional o de información histórica de centrales cogeneradoras del SIN que cuentan con características semejantes. El Operador del Sistema podrá someter la fuente de información para definir dicho factor de disponibilidad a aprobación de la CREE. Una vez transcurrido el primer año de funcionamiento, calculará la potencia firme para el segundo año con base en la potencia efectiva y disponibilidad registradas en el primer año. A partir del segundo año de funcionamiento aplicará el método general descrito en el artículo 11 de la NT-PE y en este artículo. En el caso de Cogeneradores nuevos, que no cuenten con mediciones históricas disponibles o que prevean modificar su proceso industrial, estos deberán presentar mediante declaración jurada, su estimación de demanda máxima asociada a los procesos industriales.

 $K_{co} = Max(K - D_{max}, 0)$

Versión final

Donde:

 K_{co} : es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW.

K: es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.

 D_{max} : es la demanda máxima asociada a los procesos industriales del Cogenerador determinada por el Operador del Sistema para el año en curso. Será estimada por el Operador del Sistema como el máximo valor histórico observado de la diferencia entre la medición asociada a los activos de generación del Cogenerador y la medición comercial bidireccional, durante el período del último año calendario, pero acotando el período de análisis a las horas pertenecientes al período crítico.

Para Centrales Generadoras Híbridas formadas por una central cogeneradora a la cual se ha incorporado un sistema de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema tomará el mayor de los dos valores siguientes: (1) la potencia resultante de dividir el promedio de energía generada (excedente) por la central en los 100 escenarios utilizados durante el período crítico por las horas del periodo crítico, y (2) la potencia firme calculada conforme con el procedimiento descrito para la central cogeneradora sin considerar el sistema de almacenamiento de energía.

Para Cogeneradores nuevos que entren en operación, el Operador del Sistema calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando un factor de disponibilidad promedio anual de centrales nuevas de la misma tecnología, tomando de una fuente internacional o de información histórica de centrales cogeneradoras del SIN que cuentan con características semejantes. El Operador del Sistema podrá someter la fuente de información para definir dicho factor de disponibilidad a aprobación de la CREE. Una vez transcurrido el primer año de funcionamiento, calculará la potencia firme para el segundo año con base en la potencia efectiva y disponibilidad registradas en el primer año. A partir del segundo año de funcionamiento aplicará el método general descrito en el artículo 11 y en este artículo. En el caso de Cogeneradores nuevos, que no cuenten con mediciones históricas disponibles o que prevean modificar su proceso industrial, estos deberán presentar mediante declaración jurada, su estimación de demanda máxima asociada a los procesos industriales.

Para Cogeneradores existentes que estén fuera de operación y que planifican operar nuevamente en el año de aplicación del informe de potencia firme, el Operador del Sistema podrá calcular su potencia firme aplicando las metodologías de cálculo descritas en el artículo 11 y en el presente artículo. Los datos para realizar dichos cálculos se podrán basar en información histórica disponible. En caso de que una central cogeneradora existente que se encuentre en operación planifique incorporar un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del año de estudio, el Operador del Sistema calculará para el informe anual un valor de potencia firme con y sin sistema de almacenamiento de energía.



Para Cogeneradores existentes que estén fuera de operación y que planifican operar nuevamente en el año de aplicación del informe de potencia firme, el Operador del Sistema podrá calcular su potencia firme aplicando las metodologías de cálculo descritas en el artículo 11 de la NT-PF y en el presente artículo. Los datos para realizar dichos cálculos se podrán basar en información histórica disponible. En caso de que una central cogeneradora existente que se encuentre en operación planifique incorporar un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del año de estudio, el Operador del Sistema calculará para el informe anual un valor de potencia firme con y sin sistema de almacenamiento de energía.

El Operador del Sistema deberá incorporar el resultado del cálculo de la potencia firme reconocida para las centrales de cogeneración, consideradas en el presente artículo, dentro del Informe de Potencia Firme de Centrales Generadoras, tanto en su versión preliminar como en la versión final.

Artículo 15. Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas no híbridas sin capacidad de Artículo 15. Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas no híbridas sin capacidad de almacenamiento ni regulación, y con capacidad de almacenamiento y regulación diaria o semanal. Para las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación, el Operador del Sistema tomará la energía generada por la central en el período de máximo requerimiento térmico, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 1 del artículo 14, y la dividirá entre las horas totales del conjunto de 12 semanas en que se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia.

Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria o semanal, el Operador del Sistema tomará la energía generada por la central en el período de crítico del sistema, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 2 del artículo 14, y la dividirá entre las horas totales del período crítico para obtener un valor de potencia.

En ambos casos, el Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio y tomará el menor de los valores resultantes como la potencia firme de la central.

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.

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

El Operador del Sistema deberá incorporar el resultado del cálculo de la potencia firme reconocida para las centrales de cogeneración, consideradas en el presente artículo, dentro del Informe de Potencia Firme de Centrales Generadoras, tanto en su versión preliminar como en la versión final.

almacenamiento ni regulación, y con capacidad de almacenamiento y regulación diaria o semanal. Para las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación, el Operador del Sistema tomará la energía generada por la central en el período de máximo requerimiento térmico, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 1 del artículo 14, y la dividirá entre las horas totales del conjunto de 12 semanas en que se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia.

Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria o semanal, el Operador del Sistema tomará la energía generada por la central en el período crítico del sistema, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 2 del artículo 14, y la dividirá entre las horas totales del período crítico para obtener un valor de potencia.

En ambos casos, el Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio y tomará el menor de los valores resultantes como la potencia firme de la central.

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.

Artículo 16. Determinación de la potencia firme de centrales eólicas y solares. Para las centrales eólicas y Artículo 16. Determinación de la potencia firme de centrales eólicas y solares. 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 generadora a la que hace referencia este artículo, las potencias horarias generadas de forma sintética a lo largo del período de máximo requerimiento térmico térmico ante el escenario identificado. Luego, el Operador del Sistema calculará para cada central el valor | ante el escenario identificado. Luego, el Operador del Sistema calculará para cada central el valor promedio

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página 41 de 121



promedio de las potencias horarias generadas únicamente en las horas del período crítico. El valor resultante de las potencias horarias generadas únicamente en las horas del período crítico. El valor resultante será la será la potencia firme de la central.

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

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 la potencia promedio provista por la central en la simulación como reserva secundaria de frecuencia para subir durante esas horas.

Artículo 22. Determinación de la potencia firme disponible mensual de las centrales generadoras no asociadas a procesos de cogeneración.

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 no asociada a procesos de cogeneración que utiliza combustibles fósiles, una central que utiliza biomasa o una central que utiliza biomasa más combustibles fósiles no asociada a procesos de cogeneración y que opera todo el año, o una central geotérmica, sea híbrida 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:

$$F_m = D_m \times K$$

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

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.



potencia firme de la central publicada en el informe definitivo de potencia firme y (2) el promedio de la | Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central hidroeléctrica, el potencia neta horaria generada por la central durante el período crítico del mes.

Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central hidroeléctrica, el Operador del Sistema realizará el procedimiento que a continuación se describe:

- a. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, tomará la energía neta generada durante el mes y este valor lo dividirá entre el total de horas del mes.
- b. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, tomará la energía neta generada por la central durante el período crítico del mes dividida entre el total de horas críticas del mismo mes, y sumará el valor de potencia promedio correspondiente a la reserva secundaria para subir proveída por la central al sistema durante este período.

El Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida con la potencia firme de la central publicada en el informe definitivo de potencia firme de las centrales generadoras para el año de estudio. En caso de que la potencia resultante de aplicar el procedimiento descrito en el párrafo anterior sea igual o mayor que el valor de potencia firme publicado en el informe, tomará este último valor como la potencia firme disponible de la central en el mes. En caso contrario, procederá a calcular el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes m de acuerdo con el procedimiento descrito en el artículo 21.

Obtenido el factor de disponibilidad de la central, calculará el producto $F_m = D_m \times K$ y tomará como potencia firme disponible de la central el menor de los dos resultados: (1) la potencia resultante de aplicar el procedimiento descrito en el literal a y b del presente artículo, acorde al tipo de central hidroeléctrica, o (2) el producto del factor de disponibilidad mensual de la central en el mes m por la potencia efectiva de la central, denominado F_m .

En el caso de que una central haya comenzado a operar en el transcurso del mes y esté incluida en el informe | en que haya comenzado a operar. definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional, considerando que la central estuvo indisponible desde el inicio del mes hasta la fecha en que haya comenzado a operar.

Para el caso de centrales o modificaciones de capacidad de centrales que no se encuentren en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema podrá determinar su potencia firme disponible mensual utilizando las metodologías de cálculo que corresponden en función de su tecnología previa aprobación de la CREE. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva de la central como lo dispone el artículo 11.

En caso de que durante el año se determine un nuevo valor de potencia efectiva de una central producto de | determinar la potencia efectiva de la central como lo dispone el artículo 11. la realización de una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema tomará en consideración el nuevo valor para actualizar la potencia firme de la central del informe de potencia firme y calcular su potencia firme | En caso de que durante el año se determine un nuevo valor de potencia efectiva de una central producto de disponible mensual a partir del mes siguiente.

Operador del Sistema realizará el procedimiento que a continuación se describe:

- a. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, tomará la energía neta generada durante el mes y este valor lo dividirá entre el total de horas del mes.
- b. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, tomará la energía neta generada por la central durante el período crítico del mes dividida entre el total de horas críticas del mismo mes, y sumará el valor de potencia promedio correspondiente a la reserva secundaria para subir proveída por la central al sistema durante este período.

El Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida con la potencia firme de la central publicada en el informe definitivo de potencia firme de las centrales generadoras para el año de estudio. En caso de que la potencia resultante de aplicar el procedimiento descrito en el párrafo anterior sea igual o mayor que el valor de potencia firme publicado en el informe, tomará este último valor como la potencia firme disponible de la central en el mes. En caso contrario, procederá a calcular el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes m de acuerdo con el procedimiento descrito en el artículo 21.

Obtenido el factor de disponibilidad de la central, calculará el producto $F_m = D_m \times K$ y tomará como potencia firme disponible de la central el menor de los dos resultados: (1) la potencia resultante de aplicar el procedimiento descrito en el literal a y b del presente artículo, acorde al tipo de central hidroeléctrica, o (2) el producto del factor de disponibilidad mensual de la central en el mes m por la potencia efectiva de la central, denominado F_m .

En el caso de que una central haya comenzado a operar en el transcurso del mes y esté incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional, considerando que la central estuvo indisponible desde el inicio del mes hasta la fecha

En caso de que una central haya incorporado un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del mes y este incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional el periodo en que el sistema de almacenamiento de energía no había sido incorporado y al periodo tras su incorporación.

Para el caso de centrales o modificaciones de capacidad de centrales que no se encuentren en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema podrá determinar su potencia firme disponible mensual utilizando las metodologías de cálculo que corresponden en función de su tecnología previa aprobación de la CREE. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá

la realización de una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema tomará en consideración el nuevo



Artículo 22 bis. Determinación de la Potencia Firme Disponible Mensual de Cogeneradores. Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central cogeneradora que adquiere el suministro de su Consumo Propio del Cogenerador por medio de una solicitud de servicio ante la Empresa Distribuidora, 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:

 $Fm = Dm \times Kco$

Donde:

Fm: es la potencia firme mensual de la central, en kW o en MW,

Dm: es el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes m, calculado por el Operador del

Sistema según la metodología indicada en el artículo 21 de la NT-PF. Kco: es la potencia efectiva neta de la central en kW o MW del mes.

La potencia efectiva neta de la central se calcula como:

$$K$$
co = Max (K – Dmax , 0)

Donde:

Kco: es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW del mes.

K: es la potencia efectiva de la central en kW o en MW. Dmax: es la demanda máxima asociada a los procesos industriales del Cogenerador determinada por el Operador del Sistema. Será estimada por el Operador del Sistema como el máximo valor observado de la diferencia entre la medición asociada a los activos de generación del Cogenerador y la medición comercial bidireccional del agente durante el mes.

Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central cogeneradora 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 de la NT-PF, y replicando lo establecido en esta semana a lo largo del mes *m* según el tipo de día.

En el caso de que una central cogeneradora haya comenzado a operar en el transcurso del mes y esté incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional, considerando que la central estuvo indisponible desde el inicio del mes hasta la fecha en que haya comenzado a operar.

Para el caso de centrales cogeneradoras o modificaciones de capacidad de centrales de cogeneración que no se encuentren en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema podrá determinar su

valor para actualizar la potencia firme de la central del informe de potencia firme y calcular su potencia firme disponible mensual a partir del mes siguiente.

Artículo 22 his Determinación de la Potencia Firme Disponible Mensual de Cogeneradores Para

Artículo 22 bis. Determinación de la Potencia Firme Disponible Mensual de Cogeneradores. Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes *m* una central cogeneradora, sea hibrida o no, que adquiere el suministro de su Consumo Propio del Cogenerador por medio de una solicitud de servicio ante la Empresa Distribuidora, 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:

$$F_m = D_m \times K_{CO}$$

Donde:

 F_m : es la potencia firme mensual de la central, en kW o en MW,

 D_m : es el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes m, calculado por el Operador del Sistema según la metodología indicada en el artículo 21 de la NT-PF.

 K_{co} : es la potencia efectiva neta de la central en kW o MW del mes.

La potencia efectiva neta de la central se calcula como:

$$K_{co} = Max(K - D_{max}, 0)$$

Donde:

 K_{co} : es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW del mes.

K : es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.

 D_{max} : es la demanda máxima asociada a los procesos industriales del Cogenerador determinada por el Operador del Sistema. Será estimada por el Operador del Sistema como el máximo valor observado de la diferencia entre la medición asociada a los activos de generación del Cogenerador y la medición comercial bidireccional del agente durante el mes.

Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central cogeneradora 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.

En el caso de que una central cogeneradora haya comenzado a operar en el transcurso del mes y esté incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional, considerando que la central estuvo indisponible desde el inicio del mes hasta la fecha en que haya comenzado a operar.



potencia firme disponible mensual utilizando las metodologías de cálculo que corresponden en función de su tecnología previa aprobación de la CREE. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva de la central como lo dispone el artículo 11 de la NT-PF.

En caso de que durante el año se determine un nuevo valor de potencia efectiva de una central, producto de la realización de una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema tomará en consideración el nuevo valor para actualizar la potencia firme de la central del informe de potencia firme y calcular su potencia firme disponible mensual a partir del mes siguiente.

En caso de que una central haya incorporado un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del mes y este incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional el periodo en que el sistema de almacenamiento de energía no había sido incorporado y al periodo tras su incorporación.

Para el caso de centrales cogeneradoras o modificaciones de capacidad de centrales de cogeneración que no se encuentren en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema podrá determinar su potencia firme disponible mensual utilizando las metodologías de cálculo que corresponden en función de su tecnología previa aprobación de la CREE. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva de la central como lo dispone el artículo 11 de la presente norma.

En caso de que durante el año se determine un nuevo valor de potencia efectiva de una central, producto de la realización de una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema tomará en consideración el nuevo valor para actualizar la potencia firme de la central del informe de potencia firme y calcular su potencia firme disponible mensual a partir del mes siguiente.

Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO)

| Versión inicial | | | Versión final |
|----------------------------|---|------------|---|
| 2.1 Acrónimos-Abreviaturas | | 1.1 Acróni | mos-Abreviaturas |
| AGC | Control Automático de Generación (en inglés, "Automatic Generation Control") | AGC | Control Automático de Generación (en inglés, "Automatic Generation Control") |
| CREE | Comisión Reguladora de Energía Eléctrica | CREE | Comisión Reguladora de Energía Eléctrica |
| CCSDM | Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo para el SIN | CCSDM | Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo para el SIN |
| DI | Demanda Interrumpible | DI | Demanda Interrumpible |
| ENEE | Empresa Nacional de Energía Eléctrica | ENEE | Empresa Nacional de Energía Eléctrica |
| EOR | Ente Operador Regional del MER | EOR | Ente Operador Regional del MER |
| MAE | Error Absoluto Medio | MAE | Error Absoluto Medio |
| MAPE | Error Porcentual Absoluto Medio | MAPE | Error Porcentual Absoluto Medio |
| MEN | Mercado Eléctrico Nacional | MEN | Mercado Eléctrico Nacional |
| MER | Mercado Eléctrico Regional | MER | Mercado Eléctrico Regional |
| NT-PO | Norma Técnica de Programación de la Operación | NT-PO | Norma Técnica de Programación de la Operación |
| NT-SSCC | Norma Técnica de Servicios Complementarios | NT-SSCC | Norma Técnica de Servicios Complementarios |
| ODS | Operador del Sistema de Honduras | ODS | Operador del Sistema |
| OS/OM | Operador del Sistema y del Mercado Nacional, en el MER | OS/OM | Operador del Sistema y del Mercado Nacional, en el MER |
| RMER | Reglamento del Mercado Eléctrico Regional | RMER | Reglamento del Mercado Eléctrico Regional |
| ROM | Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista | ROM | Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista |
| RTR | Red de Transmisión Regional | RTR | Red de Transmisión Regional |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **45** de **121**



| Versión inicial | | | Versión final | |
|-----------------|--|-------|--|--|
| SAE | Sistema de Almacenamiento de Energía | SAE | Sistema de Almacenamiento de Energía | |
| SCADA | Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (en inglés, | SCADA | Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (en inglés, | |
| | "Supervisory Control and Data Acquisition System") | SCADA | "Supervisory Control and Data Acquisition System") | |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional de Honduras | SIN | Sistema Interconectado Nacional de Honduras | |
| SSCC | Servicios Complementarios | 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: ...

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: ...

1.2 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 Arrangue y Parada: ...

Costo Variable de Generación: ...

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

Demanda Interrumpible: ...

Despacho Económico: ...

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 aquellos recursos de generación obligados 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: ...



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. Predespacho: ...

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 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 y 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: ... 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: ... Norma Técnica de Mantenimientos: ...

Operación de Emergencia: ... Operación en Tiempo Real: ...

Operación Normal: ...

Planificación Operativa de Largo Plazo: ...

Potencia Efectiva: de una 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.

Predespacho: ...

Programación Hidrotérmica: es la programación de la operación de la generación del SIN con la que se objetivo de minimizar los costos de abastecer la demanda durante un período determinado considerando las restricciones de operación de 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: ... 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 período 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 período 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: ...

Predespacho Regional: ...

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página 47 de 121



| Versión inicial | Versión final |
|---|---|
| Predespacho Regional: | |
| 3 CAMPO DE APLICACIÓN | 2 CAMPO DE APLICACIÓN |
| Son sujetos de aplicación de | Son sujetos de aplicación de |
| El Operador | El Operador |
| Los propietarios de | Los propietarios de |
| Cada Coordinado | Cada Coordinado |
| Toda Empresa Transmisora | o Toda Empresa Transmisora |
| Toda central o unidad | o Toda central o unidad |
| Las centrales o unidades | o Las centrales o unidades |
| Instalaciones de sistemas | Instalaciones de sistemas |
| Consumidores Calificados | o Consumidores Calificados |
| Empresas Comercializadoras | o Empresas Comercializadoras |
| Sistemas de Almacenamiento de Energía y sus propietarios cuando quieran ofertar y proveer | |
| Servicios Complementarios de conformidad con la normativa correspondiente. | |
| 2 DERECHOS Y OBLIGACIONES | 3 DERECHOS Y OBLIGACIONES |
| 5 MODELADO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS, CENTRALES GENERADORAS HÍBRIDAS Y RIESGO DE | · |
| DÉFICIT | DÉFICIT |
| 5.1 bis Optimización de Centrales Generadoras Híbridas | 4.1 bis Optimización de Centrales Generadoras Híbridas |
| El despacho de una central generadora híbrida deberá incluir la optimización de la gestión del proceso de | 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 | 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 | las unidades y centrales generadoras y los recursos de generación, las restricciones de transmisión y el |
| cumplimiento de los CCSDM. | cumplimiento de los CCSDM. |
| Para ello, l as Empresas Generadoras propietarias de una o más centrales generadoras híbridas deberán | Las Empresas Generadoras propietarias de una o más centrales generadoras híbridas podrán operar bajos |
| entregar al ODS un Programa Referencial de Operación que incluirá la programación de los siguientes modos | los siguientes modos de operación: |
| de operación: | Modo de carga: Consiste en la transformación de la energía eléctrica producida por la unidad |
| 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 |
| Modo de descarga: Transformación de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento en | energía eléctrica, inyectándola así a la red eléctrica. |
| energía eléctrica, inyectándola así a la red eléctrica. | Modo de generación directa: Inyección directa desde la unidad generadora a la red, sin intervención |
| Modo de generación directa: Inyección directa desde la unidad generadora a la red, sin intervención | del sistema de almacenamiento. |
| del sistema de almacenamiento. | |
| | El modo descarga y el modo generación directa pueden ocurrir de manera simultánea, al igual que el modo |
| El modo de descarga y el modo de generación directa pueden ocurrir de manera simultánea y dependerán | carga y el modo generación directa, dependiendo de la configuración de la central generadora híbrida. |
| de la configuración de la central generadora híbrida. | salad y al mode generation an estal dependiends de la configuration de la central generation difficult |
| | El propietario de cada central generadora híbrida podrá informar al ODS, o delegar en este la definición |
| | correspondiente, un programa definitivo para el modo de carga y modo de generación directa que |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **48** de **121**



| Versión inicial Versión final | |
|--|--|
| El ODS podrá utilizar el programa referencial entregado por cada propietario o alternativamente 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 | o, mientras el ODS no a y generación directa an del Predespacho y |
| 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. | período determinado ras y los recursos de caso, para efectos de macenada en sistema a central generadora espacho, deberán ser |
| 4 INFORMACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA 5 INFORMACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA | |
| 5 PRONÓSTICOS 6 PRONÓSTICOS | |
| 7.1 Pronósticos de Demanda 6.1 Pronósticos de Demanda | |
| La demanda prevista para La demanda prevista para | |
| Cada Agente Comprador Cada Agente Comprador | |
| El ODS tiene la responsabilidad | |
| Para la Planificación Operativa Para la Planificación Operativa | |
| El ODS incluirá en los informes | |
| El ODS deberá realizar un 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 El ODS supervisará el desempeño de sus pronósticos de demanda para el SIN, con la relación de sus pronósticos de | • |
| de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia ±5% comparada con la prevista en el de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia ±5% comparada con la prevista en el de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia ±5% comparada con la prevista en el de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia ±5% comparada con la prevista en el de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia ±5% comparada con la prevista en el de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia ±5% comparada con la prevista en el de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia ±5% comparada con la prevista en el de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia ±5% comparada con la prevista en el de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia ±5% comparada con la prevista en el de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia ±5% comparada con la prevista en el del sin demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia ±5% comparada con la prevista en el del sin demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia ±5% comparada con la prevista en el del sin demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia del sin del | • |
| Predespacho. El ODS y cada Coordinado que debe suministrar pronósticos, Empresa Distribuidora, Empresa Distribuido | |
| Comercializadora, Sistema de Almacenamiento de Energía y Consumidor Calificado buscarán mejorar sus Comercializadora y Consumidor Calificado buscarán mejorar sus metodologías o herrar | • |
| metodologías o herramientas de pronóstico si en la evaluación del desempeño se supera la tolerancia del si en la evaluación del desempeño se supera la tolerancia del 10% | de los días del mes." |
| 5% durante más del 10% de los días del mes. | |
| 6 EQUIPOS DE PROTECCIONES 7 EQUIPOS DE PROTECCIONES | |
| 7 INTERCAMBIOS REGIONALES 8 INTERCAMBIOS REGIONALES | |
| 8 PLANIFICACIÓN OPERATIVA DE LARGO PLAZO 9 PLANIFICACIÓN OPERATIVA DE LARGO PLAZO 10 4 OLIVIE | |
| 10.1 Objetivos | |
| La Planificación Operativa | |
| Contar con una planificación Contar con una planificación | |
| • Calcular d el Valor del Agua de las centrales hidroeléctricas de embalse, que se utilizarán en la • Calcular el Valor del Agua de las centrales hidroeléctricas de embalse, qu | ie se utilizarán en la |
| Programación Semanal y en el Predespacho. Determinar las restricciones del sistema principal de Programación Semanal y en el Predespacho. Determinar las restricciones del | l sistema principal de |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **49** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|---|---|
| transmisión y otras restricciones para cumplir con los CCSDM, y definir los márgenes de reservas para | transmisión y otras restricciones para cumplir con los CCSDM, y definir los márgenes de reservas para |
| regulación de frecuencia; | regulación de frecuencia; |
| Realizar los estudios sobre | Realizar los estudios sobre |
| Contar con previsiones de | Contar con previsiones de |
| Identificar y cuantificar con | Identificar y cuantificar con |
| Calcular en la Planificación | Calcular en la Planificación |
| 10.4 Modelo de Optimización | 9.4 Modelo de Optimización |
| La herramienta principal | La herramienta principal |
| El ODS debe modelar el | El ODS debe modelar el |
| Topología de la red | Topología de la red; |
| La demanda semanal | La demanda semanal |
| En caso de existir | En caso de existir |
| La representación de | La representación de |
| El parque de generación | El parque de generación |
| Los requerimientos | Los requerimientos |
| Representación de la | Representación de la |
| El ODS pondrá a disposición | El ODS pondrá a disposición |
| El ODS debe utilizar la base | El ODS debe utilizar la base |
| Para el cálculo de costos | Para el cálculo de costos |
| El ODS realizará el estudio | El ODS realizará el estudio |
| • Uno (1) o más | • Uno (1) o más |
| • Uno (1) o más | • Uno (1) o más |
| Modelado estocástico | Modelado estocástico |
| • Márgenes de reserva en generación y en sistemas de almacenamiento de energía para regulación | 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 | primaria y secundaria de frecuencia, determinados por el ODS con base en los estudios anuales que |
| requiere la NT-SSCC; | requiere la NT-SSCC; |
| Restricciones previstas | Restricciones previstas |
| 9 PROGRAMACIÓN SEMANAL | 10 PROGRAMACIÓN SEMANAL |
| 11.3 Información | 10.3 Información |
| Cada Coordinado tiene | Cada Coordinado tiene |
| La información a suministrar | La información a suministrar |
| Actualizar o confirmar | Actualizar o confirmar |
| Informar mantenimientos | Informar mantenimientos |
| Informar disponibilidad | Informar disponibilidad |
| La Empresa Transmisora | La Empresa Transmisora |
| o la información necesaria | o la información necesaria |
| o disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación y | o disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación y |
| compensación, capacidad de cada vinculo de transmisión, estado de carga y disponibilidad de | compensación, capacidad de cada vinculo de transmisión, estado de carga y disponibilidad de |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **50** de **121**



Versión inicial

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...
- 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...

Versión final

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 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 de Operación.
- Cada central hidroeléctrica...
- Cada central térmica...
- Cada parque eólico...

El coordinado, cuando...

El ODS actualizará la...

- La información suministrada...
- Completando los datos no...
- Actualizando las restricciones...
- Los programas de...
- Realizar la previsión...
- Incorporar las restricciones...
- Intercambios indicativos..."

10.5 Modelo

El ODS utilizará para...

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

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **51** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|---|---|
| Representación de la | Representación de la |
| Representación de los | Representación de los |
| El ODS debe utilizar la" | El ODS debe utilizar la" |
| 11.6 Informe de Programación Semanal y Cronograma | 10.6 Informe de Programación Semanal y Cronograma |
| Antes del comienzo de | Antes del comienzo de |
| El Informe de Programación | El Informe de Programación |
| 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 Congestiones previstas Asignación indicativa Requerimientos previstos de utilización de SAE de transmisión. Abastecimiento de la Precios medios diarios | Demanda para cada Restricciones previstas Información sobre Características de la Generación térmica: Previsión de Generación Programada: energía prevista por tecnología, por 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 Congestiones previstas Asignación indicativa Requerimientos previstos de utilización de SAE de transmisión. Abastecimiento de la Precios medios diarios |
| Si en la Programación | Si en la Programación |
| 12.3 Información | 11.3 Información |
| Cada Coordinado tiene la | Cada Coordinado tiene la |
| La información a suministrar | 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 Adicionalmente a requerimientos mencionados anteriormente para centrales generadoras, cada Central Generadora Híbrida debe informar su Programa Referencial de Operación. Los Agentes del Mercado | 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 Adicionalmente a requerimientos mencionados anteriormente para centrales generadoras, cada Central Generadora Híbrida debe informar su Programa de Operación. Los Agentes del Mercado |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **52** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|---|---|
| El ODS actualizará la | 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 | La información suministrada Completando los datos no Calculando la demanda Actualizando las restricciones Incorporando los programas Incorporando las restricciones" 11.5 Modelo Diario de Despacho Económico |
| El ODS realizará el | 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 | Horizonte de treinta y seis El dato del estado inicial Representación de la configuración de la red de transmisión, incluyendo aquellos SAE que operan como activos de transmisión, y restricciones previstas para cada una de las treinta y seis (36) horas del Predespacho. Demanda horaria en Permitir incluir intercambios Para cada central de Requerimiento horario |
| 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 | Representación de las Representación de las Representación de las Representación detallada Representación de las Centrales Generadoras Híbridas, indicando la capacidad del SAE asociado y las eventuales restricciones operativas de la central. Como dato, generación horaria para los parques de generación eólica, solar fotovoltaica, centrales |
| 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 Cálculo de los precios | 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 • Cálculo de los precios El ODS pondrá a disposición |
| El ODS pondrá a disposición | El ODS debe utilizar la base |
| El ODS debe utilizar la base 12.6 Administración del Riesgo de Déficit | 11.6 Administración del Riesgo de Déficit |
| De resultar en el Predespacho | 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 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 |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **53** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|---|---|
| De resultar en el Predespacho | De resultar en el Predespacho |
| Reducción de los márgenes | Reducción de los márgenes |
| Si la reducción de márgenes | Si la reducción de márgenes |
| Si la reducción de márgenes | Si la reducción de márgenes |
| Si todas las medidas anteriores | Si todas las medidas anteriores |
| Junto con los resultados del | Junto con los resultados del |
| El ODS asignará el racionamiento | El ODS asignará el racionamiento |
| 13.1 Responsabilidades del ODS | 12.1 Responsabilidades del ODS |
| El ODS es el responsable de | El ODS es el responsable de |
| Para ello, el ODS tiene la autoridad de realizar modificaciones a la Generación Programada y la asignación 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 | 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, | 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. | desconexión de cargas, realizar o requerir operaciones en la red de transmisión, y forzar generación. |
| El ODS debe mantener | El ODS debe mantener" |
| 15.5 Administración de Incumplimientos | 14.5 Administración de Incumplimientos |
| El ODS debe informar al | El ODS debe informar al |
| Si el Coordinado no | Si el Coordinado no |
| Si el Coordinado responde | Si el Coordinado responde |
| El ODS debe informar a | El ODS debe informar a |
| Una condición de falta | Una condición de falta |
| El incumplimiento reiterado | El incumplimiento reiterado |
| En caso de que un recurso una máquina genere por encima de lo requerido por Despacho Económico o | En caso de que un recurso genere por encima de lo requerido por Despacho Económico o instrucciones, |
| instrucciones, fuera de la tolerancia que define esta Norma Técnica, el ODS no reconocerá remuneración por | fuera de la tolerancia que define esta Norma Técnica, el ODS no reconocerá remuneración por venta en el |
| venta en el mercado de oportunidad de esta energía (es decir, que se le asignará un precio cero). | mercado de oportunidad de esta energía (es decir, que se le asignará un precio cero). |
| Si un incumplimiento de | Si un incumplimiento de |
| ANEXO 1: BASE DE DATOS DEL SIN | ANEXO 1: BASE DE DATOS DEL SIN |
| 2 INFORMACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA GENERACIÓN | 2 INFORMACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA GENERACIÓN |
| Cada Empresa Generadora | Cada Empresa Generadora |
| Toda empresa con nueva | Toda empresa con nueva |
| La información a suministrar para generación incluirá como mínimo la siguiente: | La información a suministrar para generación incluirá como mínimo la siguiente: |
| Fechas previstas para la entrada en operación comercial de nueva generación; | Fechas previstas para la entrada en operación comercial de nueva generación; |
| Tecnología de generación; | Tecnología de generación; |
| Datos de potencia, incluyendo potencia instalada, Potencia Efectiva a plena carga, potencia mínima | 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; | 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, | Parámetros eléctricos de los equipos o instalaciones de la central y de las unidades generadoras, |
| incluyendo diagramas; | incluyendo diagramas; |
| Parámetros y restricciones operativas de arranque y parada de unidades generadoras térmicas, | 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 | carga; restricciones, en caso de existir, al tiempo mínimo requerido entre una parada y un nuevo |
| arranque; | arranque; |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **54** de **121**



Versión inicial

- 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 capabilidad, márgenes de sub-excitación y sobreexcitación, y (iii) toda restricción a los compromisos acordados en la habilitación de SSCC;
- Información adicional según tecnología:
- o Para cada central hidroeléctrica...
- Para cada unidad térmica: ...
- o Para cada central geotérmica: ...
- o Para cada central de biomasa: ...
- o Para cada parque eólico...
- o 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 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 BIS: 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

Versión final

- 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 capabilidad, márgenes de sub-excitación y sobreexcitación, y (iii) toda restricción a los compromisos acordados en la habilitación de SSCC;
- Información adicional según tecnología:
- o Para cada central hidroeléctrica...
- Para cada unidad térmica: ...
- o Para cada central geotérmica: ...
- o Para cada central de biomasa: ...
- o Para cada parque eólico...
- o 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, potencia máxima en modo de operación de descarga, tiempo máximo de regulación, eficiencia de carga, eficiencia de descarga, rampa en modo de operación de descarga, y por último, el Programa de Operación entregado por el propietario de la central generadora híbrida.

ANEXO 3 BIS: 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 el artículo 4.1 bis.

4 REQUISITOS Y OBLIGACIONES DE LOS GENERADORES



Toda Empresa Generadora que cuente con una o más centrales generadoras híbridas tiene la obligación de | 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 centrale: 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.

El ODS-podrá utilizar el programa referencial entregado por cada propietario o alternativamente 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 4.

La Programación Operativa de Largo Plazo determinará el paquete de energía bajo el modo de invección 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 generadora híbridas.-En particular, y para efectos de la programación, ODS podrá utilizar los programas referenciale proporcionados por dichas Empresas Generadoras o alternativamente realizar la propia optimización de <mark>l</mark>a operación de cada central generadora híbrida.

El ODS podrá utilizar el programa referencial entregado por cada propietario o alternativamente 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 4.

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

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 optimizando 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.

El ODS deberá determinar los programas de carga, generación directa y descarga de cada propietario de cada central generadora híbrida 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. Para efectos de la programación de la operación de largo plazo, el valor de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento de energía será equivalente a cero.

La Programación Operativa de Largo Plazo determinará el paquete de energía semanal bajo el modo de descarga para el período de doce (12) meses.

6 PROGRAMACIÓN SEMANAL

El ODS debe realizar el despacho hidrotérmico en la Programación Semanal optimizando la operación de cada central generadora híbrida.

El ODS deberá determinar los programas de carga, generación directa y descarga de cada propietario de cada central generadora híbrida 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. Para efectos de la programación de la operación semanal, el valor de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento de energía será equivalente a cero.

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

7 PREDESPACHO Y REDESPACHO

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

El ODS deberá utilizar los programas de carga y generación directa entregados por cada propietario de cada central generadora híbrida y 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. No obstante, conforme a lo

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página 56 de 121



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 alternativamente 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.

establecido en el artículo 4.1 bis, si el propietario de una central generadora híbrida así lo prefiere o en caso de que el ODS no disponga de las herramientas que le permitan incorporar los programas de carga y generación directa, este deberá optimizar ambos modos de operación de dicha central. Para efectos de la programación del Predespacho y/o Redespacho, el valor de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento de energía será equivalente a cero. Los sobrecostos generados en la operación de una central generadora híbrida productos de desviaciones en la programación del Predespacho y/o Redespacho, deberán ser compensados al propietario de dicha central, siguiendo lo especificado en el Anexo 3.

ANEXO 3: 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: ...

El ODS llevará a cabo...

En caso de que...

- Centrales generadoras hidroeléctricas:...
- Generación geotérmica, 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.

ANEXO 3: 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: ...

El ODS llevará a cabo...

En caso de que...

- Centrales generadoras hidroeléctricas: ...
- Generación geotérmica, sola fotovoltaica y eólica:
 - → Generación con Contrato Pre-existente: ...
 - → Generación sin Contrato Pre-existente:

 Θ

- 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, Planificación Semanal, Predespacho y Redespacho: el costo variable que se le asignará a la energía almacenada en el sistema de almacenamiento será igual a 0.
 - → Para evitar que, debido a desviaciones en la operación real respecto a lo establecido en la programación del Predespacho y/o Redespacho los propietarios de centrales generadoras

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **57** de **121**



Versión inicial

- 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:
 - 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.

híbridas enfrenten pérdidas, el ODS deberá registrar diariamente el valor de la energía almacenada en cada una de estas centrales. Dicho valor será compensado como un sobrecosto y se determinará de acuerdo con la siguiente metodología:

Versión final

- 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 dos pasos:
 - Paso 1 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 fue destinada a la carga del SAE y ii) costo marginal registrado en la barra de inyección de la central generadora híbrida.
 - Paso 2 Ajuste de valor por pérdidas: Se ajusta el valor determinado en el Paso 1, 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 dos pasos:
 - Paso 1 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 2 Ajuste de valor por pérdidas: Se ajusta el valor determinado en el Paso 1, por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **58** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|---|--|
| Paso 2— Valor de energía almacenada: para cada intervalo horario en el | que se incurre en los procesos de carga, almacenamiento e inyección de |
| que la central generadora híbrida operó bajo el modo de carga, se realiza | energía eléctrica. |
| 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. | |
| o 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 5: MODELADO DEL DÉFICIT | ANEXO 4: MODELADO DEL DÉFICIT |
| ANEXO 6: CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO MÍNIMO | ANEXO 5: CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO MÍNIMO |

Norma Técnica de Usuarios Autoproductores Residenciales y Comerciales (NT-AU)

| Versión inicial | Versión final |
|--|--|
| Artículo 1. Objetivo. El objeto de la presente Norma Técnica es establecer los procedimientos, requisitos y | 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 | 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 | 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 | 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 | de generación con el objeto de abastecer su demanda y que podría inyectar a la red de distribución eléctrica |
| el exceso de energía generada. | el exceso de energía generada. |
| Artículo 2. Siglas. | Artículo 2. Siglas. |
| ANSI American National Standards Institute. | ANSI American National Standards Institute. |
| AT Alta tensión. | AT Alta tensión. |
| BT Baja tensión. | BT Baja tensión. |
| CIMEQHColegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas y Químicos de Honduras y sus ramas afines. | CIMEQH Colegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas y Químicos de Honduras y sus ramas afines. |
| CREE Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. | CREE Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. |
| IEC International Electrotechnical Commission. | IEC International Electrotechnical Commission. |
| IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. | IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. |
| MT Media tensión. | MT Media tensión. |
| NT-CD Norma Técnica de Calidad de Distribución. | NT-CD Norma Técnica de Calidad de Distribución. |
| SAE Sistema de Almacenamiento de Energía | SAE Sistema de Almacenamiento de Energía |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **59** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|--|--|
| UTM Sistema de coordenadas universal transversal de Mercator. | UTM Sistema de coordenadas universal transversal de Mercator. |
| Artículo 3. Definiciones. En adición a las | Artículo 3. Definiciones. En adición a las |
| Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica | 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 | en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un |
| momento posterior. | período posterior. |
| Usuario Autoproductor: | Usuario Autoproductor: |
| Usuario Comercial: | Usuario Comercial: |
| Usuario Residencial: | Usuario Residencial: |
| Artículo 4.bis Usuarios Autoproductores con Sistemas de Almacenamiento de Energía. | Artículo 4.bis Usuarios Autoproductores con Sistemas de Almacenamiento de Energía. |
| Los Usuarios Autoproductores podrán utilizar Sistemas de Almacenamiento de Energía para almacenar | Los Usuarios Autoproductores podrán utilizar Sistemas de Almacenamiento de Energía para almacenar |
| excedentes de energía producida por sus equipos de generación. | excedentes de energía producida por sus equipos de generación. |
| Artículo 5. Contenido de la base de datos: Las Empresas Distribuidoras | Artículo 5. Contenido de la base de datos: Las Empresas Distribuidoras |
| A | A |
| i | i |
| ii | ii |
| iii | iii |
| iv | iv |
| V | v |
| vi | vi |
| vii | vii |
| viii | viii |
| ix | ix |
| В | В |
| i | i |
| ii | ii |
| iii | iii |
| iv | iv |
| V | v |
| vi | vi |
| vii | vii |
| viii | viii |
| ix | ix |
| C | C |
| i | i |
| ii | ii |
| iii | iii |
| D. Datos de los SAE: | D. Datos de los SAE: |
| i. Potencia en KW. | i. Potencia en kW. |
| ii. Capacidad de almacenamiento en kWh. | ii. Capacidad de almacenamiento en kWh. |
| iii. Nivel de Tensión en el punto de conexión. | iii. Nivel de Tensión en el punto de conexión. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **60** de **121**



| Versión inicial | Versión final |
|---|---|
| Las Empresas Distribuidoras | Las Empresas Distribuidoras |
| Artículo 7. Solicitud de autorización. Todo Usuario Residencial | Artículo 7. Solicitud de autorización. Todo Usuario Residencial |
| Los nuevos Usuarios que | Los nuevos Usuarios que |
| Los nuevos Usuarios que A i ii iii iv v vi viii ix. Características de los SAE, si los tuviese: capacidad en kWh y capacidad de almacenamiento en kWh. B i ii ii ii C | Los nuevos Usuarios que A i ii iii iv v vi viii viii ix. Características de los SAE, si los tuviese: capacidad en kW y capacidad de almacenamiento en kWh. B i ii ii ii iii |
| i ii iii iv v | i ii iii iv v |
| Artículo 16. Verificación de requisitos reglamentarios de los Usuarios Autoproductores. 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 Autoproductores 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 Autoproductores. | |
| Artículo 17 Análisis técnicos requeridos para la conexión de equipos de generación de Usuarios | Artículo 17 Análisis técnicos requeridos para la conexión de equipos de generación de Usuarios |
| Autoproductores tipo B. Previo a la respuesta | Autoproductores tipo B. Previo a la respuesta |
| A. La capacidad de generación | A. La capacidad de generación |
| Las capacidades de generación | Las capacidades de generación |
| En donde: | En donde: |
| i | i |
| ii | ii |
| iii | iii |
| iv | iv |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **61** de **121**



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

Versión inicial

suministro del solicitante; vi. ...

vii. .. viii. ..

En caso de que las demandas...

B. Con el fin de evaluar...

En donde:

i. .

ii. ni = 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 asincrónicos y 8 para equipos de generación asincrónicos;

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 Autoproductores 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 Autoproductor 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 Autoproductores 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 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.

Versión final

 $EG_{SolarCA}$ = Equipo de generación solar 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. ni = 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 asincrónicos y 8 para equipos de generación sincrónicos;

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 Autoproductores 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 Autoproductor 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 Autoproductores 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 su potencia y su flujo de energía. Estos deberán estar debidamente sincronizados con 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.

Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC)

| Versión puesta en consulta pública | Versión final propuesta |
|------------------------------------|-------------------------|
| 3.2 Definiciones | 3.2 Definiciones |
| En adición a las | En adición a las |
| Autorización: | Autorización: |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **62** de **121**



| Versión puesta en consulta pública | Versión final propuesta |
|---|---|
| Calibración: | Calibración: |
| Concentrador de Mediciones: | Concentrador de Mediciones: |
| Intervención: | Intervención: |
| Lectura TPL: | Lectura TPL: |
| Oficialización: | Oficialización: |
| Punto de Conexión: | Punto de Conexión: |
| Punto de Medición: | Punto de Medición: |
| Punto Frontera: | Punto Frontera: |
| Responsable de Equipos de Medición: | Responsable de Equipos de Medición: |
| Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica | 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 | en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un |
| momento posterior. | período posterior. |
| Sistema de Medición Comercial: | Sistema de Medición Comercial: |
| Telemedición: | Telemedición: |
| Terminal Portátil de Lectura (TPL): | Terminal Portátil de Lectura (TPL): |
| Verificación: | Verificación: |
| Verificador de Equipos de Medición: | Verificador de Equipos de Medición: |
| 6 PUNTO DE CONEXIÓN Y PUNTO 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 | En cada Punto de Conexión de un Agente del MEN o Empresa Transmisora, y en las terminales de los Sistemas |
| Sistemas de Almacenamiento de Energía propiedad de la deben existir equipos de medición y equipos de | de Almacenamiento de Energía deben existir equipos de medición y equipos de comunicación para la |
| comunicación para la transferencia segura y con calidad de las mediciones al ODS, que cumplan los | transferencia segura y con calidad de las mediciones al ODS, que cumplan los requerimientos que establece |
| requerimientos que establece esta Norma Técnica. | esta Norma Técnica." |
| 9.1 Empresas Generadoras. | 9.1 Empresas Generadoras. |
| Cada Empresa Generadora debe | Cada Empresa Generadora debe |
| Adicionalmente, cada central que cuente con sistemas de almacenamiento de energía o unidades cuyo | 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: | 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 | 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 | 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 | liquidaciones y ensayos (por ejemplo, medición de generación forzada para su remuneración a costo |
| variable, ensayos de arranque) y/o energía contratada. | variable, ensayos de arranque) y/o energía contratada. |
| b) | b) |
| c) | c) |
| | |
| 9.2 Empresas Distribuidoras. | 9.2 Empresas Distribuidoras. |
| La Empresa Distribuidora debe instalar equipos de medición en los puntos de conexión con la Empresa | 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 | 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 | equipos deben incluir un medidor registrador bidireccional, con su respaldo correspondiente en cada Punto |
| de Conexión. | de Conexión. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **63** de **121**



Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV)

| Versión inicial | Versión final propuesta | | | |
|--|--|--|--|--|
| 11.1 Protocolo de pruebas para instalaciones de generación Para elaborar el protocolo | 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) | 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) | h) i) | | | |

Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva. Y Desconexión de Cargas

| Versión inicial | Versión final |
|---|---|
| Artículo 2. Definiciones | Artículo 2. Definiciones |
| Central Generadora: Es un conjunto de unidades generadoras que se encuentran en un mismo lugar y que | 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 | 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 | sistemas de almacenamiento de energía, en caso de que lo hagan se denominan Centrales Generadoras |
| Híbridas. | Híbridas. |
| Coordinado: | Coordinado: |
| Proveedor de Servicios Complementarios: | Proveedor de Servicios Complementarios: |
| Regulador Automático de Voltaje: (i) en una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el | Regulador Automático de Voltaje: es el dispositivo que permite el control del voltaje en los terminales o |
| control del voltaje en los terminales de la unidad o en un nodo remoto, detectando las desviaciones del | punto de interconexión de una unidad o central generadora, o en un nodo remoto, detectando las |
| voltaje con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la | desviaciones del voltaje con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos con el objetivo |
| corriente del campo rotatorio; y (ii) en una central generadora eólica o solar, es el dispositivo que permite | de mantener un valor de voltaje determinado. |
| el control del voltaje en el punto de conexión de la central generadora al Sistema Interconectado Nacional, | Servicio Complementario de Control de Voltaje y potencia Reactiva: |
| detectando las desviaciones del voltaje con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos | Servicio Complementario de Desconexión de Cargas: |
| de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva disponible, con el objetivo de mantener | Unidad Generadora: Instalación conectada al sistema eléctrico que produce energía eléctrica a partir de |
| un valor de voltaje determinado. | una fuente primaria de energía. |
| 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. | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **64** de **121**



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 6. Supervisión y Desempeño del Control de Voltaje y Reactivo. El operador del sistema... Para la supervisión...

- a) Verificar que las unidades generadoras y las centrales generadoras eólicas y solares operan con el regulador automático de voltaje habilitado, salvo en las condiciones acordadas con el Operador del Sistema de operar transitoriamente en modo manual.
- b) Analizar la respuesta de las unidades generadoras y centrales generadoras eólicas y solares ante eventos que produzcan variaciones pronunciadas de voltaje cercanas a la zona en que se conecta la generación.
- c) Realizar ensayos y auditorías de conformidad con el Plan Anual de Auditorias Técnicas (PAAT) y las disposiciones contenidas en las Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV), esto para confirmar el cumplimiento de los requerimientos técnicos acordados en la habilitación.
- 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 supervisión de la regulación de voltaje, 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, variables de excitación como ser la corriente de campo y el voltaje del regulador automático de voltaje (AVR), y frecuencia a la salida de estos equipos. La frecuencia de envío de datos debe ser en velocidades (tramas por segundo) que cumplan con el 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 deberán contar con un registro continuo de disturbios con capacidad de almacenamiento de al menos 120 días.

Para garantizar una supervisión efectiva de la regulación de voltaje, se implementará un esquema de monitoreo a través de Unidades de Medición de Fasores (PMU) conforme con el estándar IEEE C37.118. Este esquema permitirá la supervisión de centrales generadoras y equipos de compensación de reactivo habilitados para proporcionar este servicio, sin la necesidad de que cada uno de estos elementos esté equipado individualmente con una PMU. El monitoreo se llevará a cabo en puntos estratégicos de la red eléctrica para capturar los valores fasoriales de voltaje y corriente, incluyendo variables de excitación como la corriente de campo y el voltaje del regulador automático de voltaje (AVR), y la frecuencia en la salida de estos equipos. La frecuencia de envío de datos se ajustará para cumplir con las velocidades (tramas por segundo) especificadas en el estándar IEEE C37.118.

El sistema de supervisión deberá contar, además, con capacidad para almacenar registros de hasta 1,000 eventos y formas de onda de voltaje, corriente, potencia activa y potencia reactiva, con una duración de 5

Artículo 7. Supervisión y desempeño del control de voltaje y reactivo. El Operador del Sistema... Para la supervisión...

- a) Verificar que las unidades generadoras y las centrales generadoras eólicas y solares operan con el regulador automático de voltaje habilitado, salvo en las condiciones acordadas con el Operador del Sistema de operar transitoriamente en modo manual.
- b) Analizar la respuesta de las unidades generadoras y centrales generadoras eólicas y solares ante eventos que produzcan variaciones pronunciadas de voltaje cercanas a la zona en que se conecta la generación.
- c) Realizar ensayos y auditorías de conformidad con el Plan Anual de Auditorias Técnicas (PAAT) y las disposiciones contenidas en las Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV), esto para confirmar el cumplimiento de los requerimientos técnicos acordados en la habilitación.
- d) Supervisar durante la operación el voltaje, la generación de reactivo de las 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 unidad generadora, 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 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. El Operador del Sistema podrá acordar con el Coordinado requerimientos distintos a las establecidas en esta norma técnica. La duración de los registros de eventos deberá ser configurable en 30 segundos como mínimo. 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 unidad generadora, sistema de almacenamiento de energía 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

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **65** de **121**



segundos y una tasa de muestreo (oscilografía) de 256 muestras por ciclo. La duración de los registros de eventos será configurable hasta un máximo de 30 segundos. Para asegurar la integridad de los datos durante disturbios, el sistema incluirá un registro continuo de perturbaciones con una capacidad de almacenamiento mínima de 120 días.

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 unidad o central generadora y equipos de compensación generador, sistema de almacenamiento de energía 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 central. 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 las centrales de acuerdo con el estándar IEEE C37.118 y los registros de eventos asociados a perturbaciones.

Las PMU, el concentrador de datos fasoriales y demás equipos asociados, incluyendo las comunicaciones hacia el sistema de gestión y registro del Operador del Sistema, son responsabilidad del Coordinado. Adicionalmente, para tal efecto, los protocolos de comunicación deberán estar conforme con las características exigidas por el Operador del Sistema.

En cumplimiento de los requerimientos establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el Operador del Sistema implementará y mantendrá un registro con el desempeño del servicio complementario de control de voltaje, incluyendo los datos utilizados para calcular dicho desempeño, debiendo emitir un informe de desempeño del control de voltaje y potencia reactiva y desconexión de carga al menos cada seis (6) meses.

Ante requerimiento del Ente Operador Regional (EOR), el Operador del Sistema le informará sobre el cumplimiento y desempeño del servicio de control de voltaje.

Artículo 13. Requerimientos para las Empresas Generadoras con generadores sincrónicos. Como parte...

Artículo 14. Requerimientos para centrales eólicas y solares. Las centrales generadoras...

Artículo 21. Clasificación de Esquemas de Desconexión de Cargas. A continuación, se establecen como servicio complementario los siguientes tipos de esquemas de desconexión de cargas:

- a) ...
- b) ...
- c) Esquema de desconexión manual de cargas, para condiciones inesperadas, sobre carga de equipos, o emergencias que requieren actuación inmediata manual por instrucción u operación del Operador del Sistema.

potencia reactiva de la unidad generadora, 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 unidad generadora, sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación habilitado de acuerdo con el estándar IEEE C37.118 y los registros de eventos asociados a perturbaciones.

Las PMU, el concentrador de datos fasoriales y demás equipos asociados, incluyendo las comunicaciones hacia el sistema de gestión y registro del Operador del Sistema, son responsabilidad del Coordinado. Adicionalmente, para tal efecto, los protocolos de comunicación deberán estar conforme con las características exigidas por el Operador del Sistema.

En cumplimiento de los requerimientos establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el Operador del Sistema implementará y mantendrá un registro con el desempeño del servicio complementario de control de voltaje, incluyendo los datos utilizados para calcular dicho desempeño, debiendo emitir un informe de desempeño del control de voltaje y potencia reactiva y desconexión de carga al menos cada seis (6) meses.

Ante requerimiento del Ente Operador Regional (EOR), el Operador del Sistema le informará sobre el cumplimiento y desempeño del servicio de control de voltaje.

Artículo 13. Requerimientos para las centrales generadoras con generadores sincrónicos con o sin sistemas de almacenamiento de energía.

Artículo 14. Requerimientos para centrales eólicas y solares con o sin sistemas de almacenamiento de energía.

Artículo 21. Clasificación de Esquemas de Desconexión de Cargas. A continuación, se establecen como servicio complementario los siguientes tipos de esquemas de desconexión de cargas:

- a) ...
- b) ...
- c) Esquema de desconexión manual de cargas, para condiciones inesperadas, sobrecarga de equipos, o emergencias que requieren actuación inmediata manual por instrucción u operación del Operador del Sistema.

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **66** de **121**



Anexo II: Comentarios recibidos y admisibles

| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--|--|---|-------------|---|
| 1 | NT-AU | 1 Objetivo. | obligaciones específicas para los sistemas de almacenamiento en Usuarios Autoproductores. En su defecto, se debe indicar que los Usuarios Autoproductores que tengan SAE deberán regirse por lo dispuesto en los artículos X y Y de las normas X y Y. Es importante recordar que, aunque son Usuarios | • En esta norma, se debe dejar claro cuáles son las obligaciones específicas para los sistemas de almacenamiento en Usuarios Autoproductores. En su defecto, se debe indicar que los Usuarios Autoproductores que tengan SAE deberán regirse por lo dispuesto en los artículos X y Y de las normas X y Y. Es importante recordar que, aunque son Usuarios Autoproductores, no son agentes del MEN que manejan toda la normativa del sector. | AHPEE | Es entendido que los cambios propuestos en la Norma Técnica de Autoproductores aplica únicamente conforme al alcance de esta. Acumular las disposiciones reglamentarias que aplican a la autoproducción no es objeto de la presente Consulta Pública. |
| 2 | INI-PO | 2.1 Acrónimos y abreviaturas | 2.2Definiciones Central Generadora Híbrida: Tipo de central generadora que incluye un Sistema de Almacenamiento de Energía. La Central Generadora Híbrida puede utilizar su sistema de almacenamiento tanto para cumplir sus compromisos, como para participar en el Mercado de Oportunidad, pudiendo hacer uso del arbitraje para cualquiera de estos fines. | Se requiere definir también en esta norma técnica a las centrales híbridas. | Hidrosolar | El comentario procede parcialmente. Se incluyó dentro de la norma técnica una definición de "Central Generadora Híbrida" consistente con la propuesta normativa completa. El comentador sugiere incorporar a la definición propuesta elementos redundantes que no agregan valor en criterio de los consultores. |
| 3 | NT-PF | 2 Definición del periodo crítico del sistema | "Artículo 2. Definición de período crítico del sistema. El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta 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 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 el promedio de las demandas de potencia de un agente comprador en las horas del periodo crítico en las que la demanda del sistema supere el 90% de la demanda máxima no necesariamente dentro del periodo crítico, incrementada por las pérdidas en la red atribuibles | "Se sugiere cambiar ""importaciones no pactadas mediante contratos firmes"" por ""importaciones pactadas mediante contratos firmes"" dado que de las importaciones no pactadas mediante contratos firmes no se tiene seguridad de disponer de estas en el período crítico del sistema, estás poseen una alta incertidumbre. Para procurar consistencia con el calculo de tarifa , para el cobro de potencia , se propone que el requerimiento de potencia de agentes compradores se evalúen dentro de las horas criticas cuyas demandas del sistema sean máximas por arriba del 90% de la demanda máxima "", lo anterior hace referencia al artículo 60 del Reglamento de Tarifas : ""El criterio para determinar estos períodos de carga se basará en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga. Los porcentajes para establecer estos períodos serán los siguientes: a. Punta: es el período de carga máxima (p) representado por las horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 90% | CND | Este artículo no es parte de la consulta pública. De igual forma, la propuesta de modificación del artículo 2 no hace referencia a las importaciones. Por ello, la sugerencia no aplica. El artículo 19 del ROM no está sometido a consulta pública, y la observación no es del alcance sobre la temática bajo consulta. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **67** de **121**



| N° Reglamento | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|---------------|----------|--|---|-------------|----------------|
| | | | *********** | | |
| | | ************** | | | |
| | | ************* | JUSTIFICACIÓN DE LA REFORMA DEL ARTICULO 19: | | |
| | | ********* | | | |
| | | | Para procurar consistencia con el calculo de tarifa , para el | | |
| | | | cobro de potencia , se propone que el requerimiento de | | |
| | | SIGUIENTE MANERA: | potencia de agentes compradores se evalúen dentro de las | | |
| | | | horas criticas cuyas demandas del sistema sean máximas por | | |
| | | "Artículo 19. Determinación del requerimiento de potencia | | | |
| | | firme de los agentes compradores. Antes del 31 de agosto de | | | |
| | | cada año, las empresas distribuidoras y los consumidores | | | |
| | | · | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE | | |
| | | proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente; incluyendo sus curvas de carga típicas | | | |
| | | para er ano siguiente, incluyendo sus curvas de carga típicas | | | |
| | | de cada mes para los siguientes cuatro tipos de días: lunes a | | | |
| | | jueves, viernes, sábados, y domingos y días feriados. En caso | | | |
| | | de que el agente no proporcione la información indicada, el | | | |
| | | Operador del Sistema podrá estimar los datos requeridos para | | | |
| | | su cálculo con base en los registros históricos del agente en | | | |
| | | cuestión. | | | |
| | | | | | |
| | | Los agentes compradores deberán respaldar sus proyecciones | | | |
| | | con datos de la medición comercial. | | | |
| | | Para reflejar las pérdidas en la red, el Operador del Sistema | | | |
| | | incrementará las potencias horarias de las curvas de carga | | | |
| | | típicas dividiéndolas entre los valores siguientes: Tabla | | | |
| | | El operador del Sistema cálculará el requerimiento de potencia | | | |
| | | firme de un agente comprador de la siguiente manera: | | | |
| | | | | | |
| | | RFi = $(1+M)$ x Dmaxi | | | |
| | | Donde RFi es el requerimiento de potencia firme del agente | | | |
| | | comprador i, y M es el margen de reserva. Dmaxi es el | | | |
| | | promedio de la demanda del agente comprador en las horas | | | |
| | | criticas del período de máximo requerimiento térmico, en las | | | |
| | | cuales la demanda del sistema sea mayor al 90% de la | | | |
| | | demanda máxima del sistema identificada (no necesariamente | | | |
| | | dentro del período crítico) e incrementada por las pérdidas. | | | |
| | | El agente comprador deberá tener contratada con agentes | | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **68** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|-----------------------|---------------------------------|---|---|-------------|--|
| | | | productores capacidad firme igual a su requerimiento de potencia firme" | | | |
| 4 | NT-PO | 2.1 Acrónimos y abreviaturas | considerar si se incluirá el tema de arbitraje de energía, dado que el retiro e inyección de energía se realiza mediante órdenes del operador del sistema CND. • En la definición de "Recurso de Generación," se debe considerar utilizar otro calificativo, como se comentó anteriormente. • En la definición de "Sistemas de Almacenamiento de Energía," se recomienda utilizar "período" en lugar de "momento," y aplicar la misma modificación a la definición de "Sistemas de Almacenamiento de Energía en Transmisión." | En la NT de Programación de la operación, se debe considerar si se incluirá el tema de arbitraje de energía, dado que el retiro e inyección de energía se realiza mediante órdenes del operador del sistema CND. En la definición de "Recurso de Generación," se debe considerar utilizar otro calificativo, como se comentó anteriormente. En la definición de "Sistemas de Almacenamiento de Energía," se recomienda utilizar "período" en lugar de "momento," y aplicar la misma modificación a la definición de "Sistemas de Almacenamiento de Energía en Transmisión." En el campo de aplicación, se debe usar "Agente" en lugar de "Coordinado." | AHPEE | No se incluye la operación de arbitraje de energía, dado que los SAE propuestos en generación serán incorporados como centrales híbridas que no realizan retiros desde la red. El uso de 'Recurso de Generación" ayuda a mantener la consistencia y congruencia en la aplicación de requerimientos de las normas de una manera simple. El uso del término "recurso de generación" en la normativa de sistemas eléctricos presenta varias ventajas que contribuyen a un marco regulatorio más inclusivo, adaptable y eficiente. Por ejemplo, "Recurso de generación" permite abarcar, en un mismo concepto, centrales y unidades generadoras tradicionales, sistemas híbridos y de almacenamiento, sin limitarse a una tecnología específica. Esto asegura que todas las formas de contribución al sistema eléctrico, ya sea generación directa o almacenamiento, sean reconocidas bajo un marco común. De acuerdo, se incorporará el cambio en las definiciones. Este último comentario no se refiere al artículo 2.1. La norma técnica diferencia ambos conceptos y no tienen el mismo alcance, por lo que no se puede sustituir una palabra por la otra, ni utilizar con el mismo alcance. |
| 5 | NT-PF | | "ese momento," se recomienda especificar cómo se determinará dicho requerimiento. Sería preferible describir el mecanismo en este artículo, ya que parece que el | • Cuando se hace referencia al requerimiento de potencia en "ese momento," se recomienda especificar cómo se determinará dicho requerimiento. Sería preferible describir el mecanismo en este artículo, ya que parece que el requerimiento se refiere a un lapso de tiempo, no necesariamente a un momento específico. | AHPEE | Sugerimos mantener la redacción original de la definición como está en la Norma Técnica de Potencia Firme vigente: Requerimiento de Potencia Firme: es la demanda de potencia de un agente comprador en el momento del máximo requerimiento de potencia proyectado del sistema eléctrico durante el período crítico, incrementada por las pérdidas en la red atribuibles a la demanda de ese agente en ese momento y por el margen de reserva reglamentario." |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **69** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|----------------|--|--|--|-------------|--|
| 6 | RLGIE | 3 Definiciones | Arbitraje de energía: Es la práctica mediante la cu del mercado adquiere energía mediante sa almacenamiento, en un mercado, zona geográfic temporal donde el precio es relativamente la intención de venderla en un mercado, zona ge período temporal donde el precio es relativamen Esta actividad se realiza con el objetivo de of ganancia derivada de las diferencias en los p energía entre distintos mercados o momentos, co a la eficiencia en la asignación de recursos y a la ed de precios en el mercado energético. | sistemas de ca, o período pajo, con la geográfica, o nte más alto. obtener una recios de la potribuyendo | | Hidrosolar | Las propuestas presentadas no contemplan el arbitraje de energía ni en generación ni transmisión. Respecto a generación los SAE contemplados en la propuesta regulatoria operan de manera híbrida sin hacer retiros de la red. En el caso de transmisión los SAE se destinarán principalmente como corredores virtuales para aumentar la capacidad de transmisión de ciertos tramos. |
| | | | "Artículo 3. Definiciones. Para los Actores del | | JUSTIFICACIÓN DEL ART. 3: Es necesario ampliar la definición de Empresa Generadora para que esta no limite la posibilidad que una Empresa Generadora o Agente Productor puedan | | 1. El comentario no procede. La definición de empresa generadora contenida en el Reglamento de la Ley no impide que una central generadora pueda poseer un sistema de |
| | | | Agentes Co | mpradores | poseer un sistema de almacenamiento de energía. *********************************** | | almacenamiento de energía. 2. Adición a Artículo 20 a: No es necesario. El Plan Indicativo de Expansión de Generación ya considera, e incorpora, |
| | | | Agentes del | Mercado | ************************************** | | centrales híbridas. 3. Modificación a Artículo 20b: La propuesta regulatoria |
| | | | Agente | Transmisor | JUSTIFICACIÓN DEL ART. 20 a, PROPUESTA POR ADICIÓN: "EI | | puesta en consulta no incluye la figura de Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo. Los SAE autónomos |
| | | | Arbitraje de Energía: Se refiere a la práctica r | ealizada por | Plan Indicativo de Expansión de la Generación tiene como | | requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual |
| | | | · | | objetivo principal minimizar el costo de suministro de la | | debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red |
| | | | | | demanda eléctrica nacional a largo plazo. Este plan se centra | | para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni |
| | | 3Definiciones | en | momentos | exclusivamente en los Costos Operativos del Sistema y los Costos de Inversión, sin considerar componentes de mercado | | regulada explícitamente en la normativa vigente. |
| 7 | RLGIE | | de baja demanda y/o precios bajos, para s | su posterior | como señales de precios. En consecuencia, el mix de | | - Sanata Colphoton Colla Normania 1, Some |
| | | | inyección al sistema en momentos de alta d | emanda y/o | inversiones seleccionado es el que maximiza el beneficio en la | | |
| | | | precios altos, buscando con ello generar u | | operación del sistema. | | |
| | | | económico derivado de | la | | | |
| | | | diferencia de precios en los distintos momento | os an alla sa | Por lo tanto, si el Plan Indicativo de Expansión incluye centrales de generación híbridas compuestas por unidades de | | |
| | | | • | • | generación tradicional y sistemas de almacenamiento detrás | | |
| | | | nace of retire , is injection as is chergis | | del medidor, proporcionará una señal sobre la capacidad de | | |
| | | | Calidad Comercial | | energía y potencia nominal que resulta económicamente | | |
| | | | | | beneficiosa. Se requiere que la incorporación de Sistemas de | | |
| | | | Calidad del | Producto | Almacenamiento Híbridos por parte de las Empresas | | |
| | | | Calidad del | Sarvicio | Generadoras se someta a la capacidad de energía y potencia nominal de sistemas de almacenamiento incorporados en el | | |
| | | | Canada | JEI VICIU | Plan Indicativo de Expansión de la Generación. | | |
| | | | Calidad Técnica | del | *********** | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **70** de **121**



| N° Reglamen | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|-------------|----------|---|---|-------------|----------------|
| | | Empresa Generadora: Es una persona jurídica titular de una o | ************* | | |
| | | varias centrales generadoras o sistemas de almacenamiento, | *********** | | |
| | | cuya actividad consiste en la generación y/o almacenamiento | | | |
| | | para la venta posterior de electricidad. | JUSTIFICACIÓN DEL ART. 20 b. PROPUESTA POR ADICIÓN: Para | | |
| | | a | que el Sistema de Almacenamiento Autónomo pueda ser | | |
| | | Sistemas Aislados | incorporado por una Empresa Generadora al SIN, se debe | | |
| | | Sistema de Almaconamiento de Energía: Conjunto de | demostrar que esta incorporación beneficia al sistema, y esto es posible visualizarlo si los sistemas de almacenamiento | | |
| | | • | resultaron escogidos en el Plan Indicativo de Expansión de la | | |
| | | forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en | · | | |
| | | energía. | | | |
| | | eléctrica para su uso en un momento posterior. | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | | |
| | | Sistema Eléctrico Regional | | | |
| | | " | | | |
| | | *************** | | | |
| | | ************* | | | |
| | | ********** | | | |
| | | ASI MISMO SE PROPONE A LOS EFECTOS LA ADICIÓN DEL | | | |
| | | "ARTÍCULO 20 a" DE LA SIGUIENTE MANERA : | | | |
| | | "Artículo 20 a. Incorporación de Sistemas de Almacenamiento | | | |
| | | de Energía de centrales híbridas en el Plan Indicativo de | | | |
| | | Expansión de la Generación. El ODS podrá considerar la | | | |
| | | incorporación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de la | | | |
| | | Generación como alternativas para abastecer la demanda en | | | |
| | | el largo plazo al mínimo costo. | | | |
| | | Las centrales generadores híbridas conformadas por unidades | | | |
| | | de generación y sistemas de almacenamiento de energía atrás | | | |
| | | del medidor que resulten escogidos en el cronograma de | | | |
| | | expansión que minimiza los costos de operación y de inversión | | | |
| | | del sistema en el largo plazo considerando las reservas | | | |
| | | necesarias para operar de forma segura y confiable el SIN. Este | | | |
| | | plan orientará a las Empresas Generadoras en cuanto a la | | | |
| | | capacidad de almacenamiento de energía y potencia nominal | | | |
| | | que puede ser incorporada tal que esta incorporación pueda | | | |
| | | generar un beneficio. Los interesados en desarrollar estos | | | |
| | | proyectos se deberán sujetar, como mínimo, los valores y | | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **71** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación Institució | n Respuesta CREE |
|----|--------------------|--------------------------|---|---|--|
| | | | características de las centrales híbridas identificadas en el plan, considerando que tendrán que aportar los servicios de regulación de frecuencia." | | |
| | | | ************************************** | | |
| | | | ASÍ TAMBIÉN SE PROPONE LA ADICIÓN DEL "ARTÍCULO 20 b", DE LA SIGUIENTE MANERA: | | |
| | | | "Artículo 20 b. Empresas Generadoras con Sistemas de Almacenamiento de Energía autónomos. | | |
| | | | Los sistemas de almacenamiento autónomos se deben considerar como candidatos a ser ubicados en regiones clave del país que tenga el objetivo de controlar la energía intermitente, minimizar los costos de inversión y operación del sistema en el largo plazo. Los resultados de este plan darán las señales de inversión eficiente en cantidad y volumen de almacenamiento. | | |
| | | | Las Empresas Generadoras interesadas en desarrollar sistemas de almacenamiento autónomo deberán sujetarse a la capacidad y volumen de almacenamiento de energía identificado en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación." | | |
| | | | | Se sugiere no limitar el campo de aplicación de los sistemas de almacenamiento únicamente a Servicios Complementarios. Asímismo se incorporan los sistemas de almacenamiento en la definición de coordinados. | De acuerdo que no debería limitarse la aplicación de SAE únicamente a Servicios Complementarios, pudiendo ser desarrollados como activos de transmisión, en aplicaciones como creación de corredores virtuales, por ejemplo. No obstante, la propuesta de considerar a SAE como Coordinado no es aceptable, ya que solamente sería necesario para el caso de SAE autónomos, el cual no es parte |
| 8 | NT-PO | 3 Campo de Aplicación | •Cada Coordinado, incluyendo: | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | de esta propuesta regulatoria. No es necesario para SAE en centrales híbridas o como activos de transmisión, porque los coordinados son los generadores y los transmisores, respectivamente. |
| | | | oToda central, unidad generadora y/o sistema de almacenamiento de energía conectada a la red | | |
| | | | de transmisión sujeta al despacho y/o la coordinación | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **72** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--------------------------|---|--|------------------------------------|---|
| | | | operativa del ODS, y las Empresas Generadoras | | | |
| | | | propietarias de dichas centrales o unidades generadoras; | | | |
| | | | o Las centrales o unidades generadoras conectadas a la | | | |
| | | | red de distribución y con una potencia instalada mayor | | | |
| | | | o igual a cinco (5) MW o cuya operación impacte | | | |
| | | | en la calidad, seguridad y desempeño del SIN, las | | | |
| | | | personas jurídicas propietarias de dichas centrales o | | | |
| | | | unidades generadoras y/o los Sistemas de Almacenamiento de Energía conectados a al red de distribución; | | | |
| | | | o Instalaciones | | | |
| | | | o Consumidores | | | |
| | | | o Empresas" | | | |
| 9 | RLGIE | 3 Definiciones | Se recomienda cambiar la palabra "momento" a "periodo" | Se recomienda cambiar la palabra "momento" a "periodo" | AHPEE | De acuerdo, modificaremos para hablar de período en la definición de "Sistemas de Almacenamiento de Energía" y "Arbitraje de Energía". |
| 10 | NT-PO | 3 Campo de Aplicación | de aplicación, ya que incluso se está agregando en las definiciones y a lo largo de la NT. Si se elimina del campo de | • Se considera que no se debe eliminar el término del campo de aplicación, ya que incluso se está agregando en las definiciones y a lo largo de la NT. Si se elimina del campo de aplicación, se interpretaría que esta norma no regulará a estos sistemas de almacenamiento. | AHPEE | Se entiende del comentario que se busca no excluir la definición de SAE autónomo en el Campo de Aplicación. La propuesta de considerar a SAE como Coordinado no es aceptable, ya que solamente sería necesario para el caso de SAE autónomos. Los SAE podrán ser desarrollados en centrales híbridas o como activos de transmisión, manteniendo como coordinados a los generadores y los transmisores, respectivamente. |
| 11 | ROM | 4 Definiciones | "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." Se propone modificar la definición de "Central Generadora | El efecto conjunto de las definiciones propuestas para "Sistemas de Almacenamiento de Energía", "Central Generadora" y "Central Generadora Híbrida", puede obstaculizar el desarrollo de tecnologías de generación y almacenamiento tales como las plantas hidroeléctricas reversibles. Este tipo de plantas típicamente actúan como agentes del mercado que retiran de la red la totalidad de la energía necesaria para el bombeo. Cuando los SAE's son bancos de baterías orientados a optimizar la generación de una central generadora, tienen a menudo una capacidad de | Hidrobom beo, S. A. de C. V. | La propuesta regulatoria puesta en consulta no incluye la figura de Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo. Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. El análisis anterior es también aplicable para centrales de bombeo reversibles que utilicen energía de la red para bombeo. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **73** de **121**



| N° Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|-----------------------|----------|---|--|-------------|----------------|
| N° o Norma | Articulo | energía producida por las unidades de la propia central generadora, excepto en el caso de centrales hidroeléctricas | con energía producida por las unidades de la propia central generadora" es entendible. Sin embargo, para plantas hidroeléctricas reversibles, el objetivo no es la optimización de la generación de una central generadora, sino que es el suministro de potencia firme, el arbitraje de energía y el suministro de servicios complementarios, todo en beneficio del sistema eléctrico y con capacidades instaladas que típicamente superan los 100 MW. En todo caso se propone que en lugar de restringir e indicar que una Central Generadora Híbrida "solo pueda cargarse con energía producida por las unidades de la propia central generadora", se indique que su fuente principal de carga de energía sean las propias unidades de la central generadora y que se tenga como fuente de respaldo o secundaria la energía proveniente de la red, además, se recomienda aclarar los criterios para regular los casos en que el SAE pueda cargarse con energía retirada de la red, como por ejemplo: • Para evitar que Usuarios Auto productores carguen los SAE's con energía de la red y para limitar, en general, los casos de SAE cargados con energía retirada de la red: "Para que un SAE | Institución | |
| | | | pueda cargarse con energía de la red, debe encontrarse dentro de las instalaciones del Sistema Interconectado Nacional y tener una capacidad de almacenamiento superior a 5 MW." • Para que la energía para carga del SAE no sea considerada como consumo propio: "Cuando la liquidación de una Empresa Generadora indique que la energía mensual medida en un punto de conexión, en una o más horas al día, corresponde a un retiro neto de energía, y éste se deba a la carga de un SAE, la energía no se entiendo como consumo propio de generación y será liquidada mediante contratos en que la Empresa Generadora actúa como Agente Comprador o, si la Empresa Generadora no cuenta con esos contratos, en el Mercado de Oportunidad". • Para que los consumos del SAE no produzcan perjuicios al sistema "Todo SAE que pueda cargarse con energía retirada de la red debe ser autorizado en un Contrato de conexión y Uso". Con estas consideraciones se evita imponer obstáculos al desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **74** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|----------------|---|---|-------------|--|
| | | | | (SAE's) que pudieran proveer de múltiples beneficios al Sistema Interconectado de Honduras. | | |
| 12 | ROM | 4 Definiciones | 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 | baterías, y los sistemas de almacenamiento puede ser del tipo químico, potencial, calorífico etc. Por lo tanto "almacenar" es una palabra que se adapta más a los múltiples tipos de almacenamiento de energía. | Hidrosolar | Cargar es un término utilizado ampliamente a sistemas de almacenamiento y no solo aplica a baterías. Se mantiene el término utilizado. |
| 13 | ROM | 4 Definiciones | "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: Agentes Productores: Área de Control: Conjunto de unidades de generación, sistemas de almacenamiento de energía , subestaciones, líneas de transmisión, líneas de distribución y demanda que | "Resulta propio incluir a los SAE dentro de la definición, ya que se está proponiendo la eliminación del concepto de ""Recurso de Generación"" por ""unidad generadora". *********************************** | CND | Respecto a la sugerencia de reemplazar recurso de generación por unidad generadora: El uso de 'Recurso de Generación" simplifica la normativa al proporcionar un marco neutral y flexible que abarca tanto la generación convencional como los sistemas de almacenamiento y tecnologías híbridas. Respecto a la armonización de la definición de Potencia firme en los distintos cuerpos normativos, dicha sugerencia no está relacionado con los elementos normativos referentes a la incorporación de SAE. Respecto a la modificación en la definición de la potencia efectiva, se busca una definición más abierta y neutral. La definición original se refiere solamente a "unidades generadoras", y lo hace de manera que pareciera más aplicable a centrales térmica (ciertamente no se puede utilizar para centrales solares híbridas, por ejemplo). Al usar "recurso de generación" se simplifica la aplicación de la definición a todo tipo de equipos que sean capaces de entregar potencia y energía a la red bajo el |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **75** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|-----------------------|----------|---|--|-------------|--|
| | | | Arranque en Negro: Es la capacidad que tiene un sistema de | | | control del Operador del Sistema, sin importar su |
| | | | , | "Comentario general para los reemplazos donde se cambia | | tecnología. |
| | | | en un tiempo inferior a un máximo establecido, | ""unidades de generación"" por ""recursos de generación"". | | Respecto a la modificación de la definición de la reserva fría, también se hace por razón similar a la |
| | | | la cual puede permanecer en servicio alimentando exclusivamente sus servicios auxiliares. Este tipo de sistemas | | | modificación de la definición de "Potencia Efectiva", ya que la definición original se refiere solamente a |
| | | | de generación son necesarios a fin de iniciar el proceso | Dicha modificación quita claridad, por lo que se sugiere no debe ser cambiado, esto debido a que se debe diferenciar | | "unidades generadoras" y por lo tanto su uso para centrales solares híbridas, por ejemplo, puede |
| | | | de restablecimiento del servicio tras la formación de islas o el | entre unidad(es) generadora(s) y central(es) generadora(s) y el | | resultar confuso, complicado y con resultados |
| | | | | concepto brindado lo vuelve muy ambiguo. Asimismo se | | ineficientes. |
| | | | · · · · · · · · · · · · · · · · · · · | requiere incorporar a los sistemas de almacenamiento de | | |
| | | | Regional." | energía autónomos en la definición despacho económico y | | |
| | | | Negionali | desvíos de potencia firme. | | |
| | | | ************* | destros de potencia inme. | | |
| | | | ************* | En cuanto a la definición de Potencia Firme hay una | | |
| | | | ************ | inconsistencia entre lo que dice el ROM y la Norma de Potencia | | |
| | | | | Firme , ya que el rom habla del 5% de la disponibilidad , la | | |
| | | | SIEMPRE EN RELACIÓN AL ARTÍCULO 4: | norma establece criterios diferentes por tecnología para | | |
| | | | | catalogar la potencia firme mensual, por lo que proponemos | | |
| | | | "Control Automático de Generación (AGC): Control | armonizar la regulación , delegando totalmente los cálculos a | | |
| | | | 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: | JUSTIFICACIÓN POR LOS CAMBIOS EN LAS DEFINICIONES DE | | |
| | | | Costo Variable de Centrales Térmicas: | GENERACIÓN FORZADA, INDISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA: | | |
| | | | Costo Variable de Operación y Mantenimiento: | | | |
| | | | Demanda Firme: | "Comentario general para los reemplazos donde se cambia | | |
| | | | Despacho Económico: Es la programación de mínimo costo de | · · · · · · · · · · · · · · · · · · · | | |
| | | | producción de las centrales, unidades de generación o | | | |
| | | | sistemas de almacenamiento de energía autónomos | | | |
| | | | disponibles para suministrar la demanda eléctrica teniendo en | | | |
| | | | | Dicha modificación quita claridad, por lo que se sugiere no | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **76** de **121**



| N° Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|--------------------------|----------|---|---|-------------|----------------|
| | | energía autónomos, así como teniendo en cuenta las restricciones que imponen la calidad y seguridad del sistema. | debe ser cambiado, esto debido a que se debe diferenciar entre unidad(es) generadora(s) y central(es) generadora(s) y el concepto brindado lo vuelve muy ambiguo. Asimismo, se incorporan los sistemas de almacenamiento de energía autónomos en las diferentes definiciones necesarias." | | |
| | | 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 agentes generadores y la potencia firme mensual calculada según se establece en la Norma Técnica de Potencia Firme." | ************************************** | | |
| | | ************************************** | "Comentario general para los reemplazos donde se cambia ""unidades de generación"" por ""recursos de generación"". | | |
| | | | Dicha modificación quita claridad, por lo que se sugiere no debe ser cambiado, esto debido a que se debe diferenciar entre unidad(es) generadora(s) y central(es) generadora(s) y el concepto brindado lo vuelve muy ambiguo. Asimismo, se incorporan los sistemas de almacenamiento de energía | | |
| | | EmpresaGeneradora:EmpresaTransmisora: | autónomos en las diferentes definiciones necesarias." | | |
| | | Generación Forzada: Es la energía producida por aquellas unidades generadoras o sistemas de almacenamiento de energía autónomos 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, unidad generadora o sistema de almacenamiento de energía autónomo que está fuera de | | | |
| | | • | "Para el concepto de potencia efectiva, se recomienda dejar la definición como estaba, no se debería quitar lo de consumos | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **77** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|----------|---|---|-------------|----------------|
| | | | _ · · · · · · · · · · · · · · · · · · · | propios. Asimismo se incorporan a los sistemas de | | |
| | | | | almacenamiento de energía en la definición de Potencia | | |
| | | | · | Efectiva para aclarar que esta también aplicaría para los SAE." | | |
| | | | 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 | | | |
| | | | | JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO DE LA DEFINICIÓN REGULACION | | |
| | | | | PRIMARIA DE FRECUENCIA Y REGULACIÓN SECUNDARIA DE | | |
| | | | encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de | | | |
| | | | las órdenes de operación impartidas por el Operador del | | | |
| | | | · | Para el concepto de potencia efectiva, se recomienda dejar la | | |
| | | | Programada. | definición como estaba, no se debería quitar lo de consumos | | |
| | | | | propios. Asimismo se incorporan a los sistemas de | | |
| | | | Ingresos Variables de Transmisión: | almacenamiento de energía en la definición de Potencia | | |
| | | | | Efectiva para aclarar que esta también aplicaría para los SAE. | | |
| | | | Ley:" | | | |
| | | | ********* | | | |
| | | | **************** | ************* | | |
| | | | *********** | ************* | | |
| | | | | ************ | | |
| | | | "Norma Técnica de Potencia Firme: Norma que establece los | | | |
| | | | | JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO EN LA DEFINICIÓN RESERVA | | |
| | | | | FRIA, RESERVA PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA, | | |
| | | | | RESERVA PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA: | | |
| | | | tecnología y su disponibilidad efectiva, así como el método | | | |
| | | | | No cambiar las definiciones del ROM, cualquier otro detalle | | |
| | | | norma fija el método de cálculo de la disponibilidad efectiva | • | | |
| | | | de las centrales generadoras y sistemas de almacenamiento | | | |
| | | | de energía, 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 | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE | | |
| | | | 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 | | | |
| | | | centrales generadoras y sistemas de almacenamiento de | | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **78** de **121**



| IN . | glamento Norma | Articulo | Comentario | Justificación Instit | ución Respuesta CREE |
|------|-------------------|----------|---|----------------------|----------------------|
| | | | energía 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 centrales generadoras y | | |
| | | | sistemas de almacenamiento de energía 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:" | | |
| | | | | | |
| | | | " | | |
| | | | | | |
| | | | ************************************** | | |
| | | | ************ | | |
| | | | | | |
| | | | SIMEPRE EN RELACIÓN CON EL ARTÍCULO 4: | | |
| | | | Detensia Efective de una Unidad Concredera a CAE: Detensia | | |
| | | | Potencia Efectiva de una Unidad Generadora o SAE: Potencia máxima neta que puede entregar a la red una unidad | | |
| | | | generadora o sistema de almacenamiento de energía, en | | |
| | | | función de su capacidad instalada, temperatura y presión | | |
| | | | atmosférica del sitio donde está ubicada, restricciones propias | | |
| | | | de la unidad y consumos propios. | | |
| | | | ************** | | |
| | | | ************* | | |
| | | | *********** | | |
| | | | , | | |
| | | | SIEMPRE EN RELACIÓN CON EL ARTICULO 4: | | |
| | | | **Se propone eliminar la definición de "RECURSO DE | | |
| | | | GENERCIÓN" en su totalidad. | | |
| | | | | | |
| | | | ********** | | |
| | | | ************************************** | | |
| | | | | | |
| | | | SIEMPRE EN RELACIÓN CON EL ARTÍCULO 4: | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **79** de **121**



| N° Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|--------------------------|----------|---|---------------|-------------|----------------|
| | | "Regulación Primaria de Frecuencia: Regulación automática de la frecuencia, realizada por los reguladores de velocidad de las unidades generadoras y de los sistemas de almacenamiento de energía, cuyo objetivo es mantener el equilibrio instantáneo entre la generación y la demanda. | | | |
| | | 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 de generación y sistemas de almacenamiento de energía 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:" | | | |
| | | ************** | | | |
| | | | | | |
| | | *********** | | | |
| | | SIEMPRE EN RELACIÓN CON EL ARTÍCULO 4: | | | |
| | | "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: 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: Valor de Reserva Rodante de potencia activa de unidades de generación requerida para recuperar la Reserva para | | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **80** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|----------------|---|--|-------------|--|
| | | | Regulación Primaria de Frecuencia y mantener la frecuencia y los intercambios por los enlaces entre Áreas de Control." | | | |
| 14 | ROM | 4 Definiciones | el objetivo de cambiar el término "recurso de generación." En los decretos de incentivos a las energías renovables y en la LGIE, el término "recurso" se refiere al recurso natural o materia prima utilizada para la generación de energía, como el viento, el agua, la radiación solar, combustibles, etc. • En la definición de "Central Generadora," se recomienda contemplar que esta también puede ser una sola unidad. Por lo tanto, la definición debería abarcar ambas posibilidades. • En la definición de "Centrales Híbridas," respecto a la restricción de que solo puede cargarse con energía producida por las unidades de la propia central generadora, se debe considerar que esta limitación debería aplicarse a las tecnologías que se beneficiarán del pago por inyecciones de excedentes, si esa es la disposición final. • En la definición de "Despacho Económico," se puede evitar la cacofonía restableciendo el texto original. • En la definición de "Regulación Primaria de Frecuencia," es importante confirmar operativamente el parámetro. Parece excesivo el período indicado; se podrían considerar ciclos en lugar de segundos. También se debe revisar el término "equilibrio instantáneo" en relación con esta consulta, o modificar el calificativo en este contexto. • En la definición de "Regulación Secundaria de Frecuencia," se debe incluir el lapso en el que estos mecanismos deben actuar. • En la definición de "Reserva Fría," se debe revisar el límite de 15 minutos a plena carga. Este plazo es adecuado para SAE, pero para plantas de generación sincrónica, es más apropiado que el plazo esté destinado a tener la unidad lista para sincronizar. Luego, la toma de potencia seguirá la rampa de | En la definición de "arranque en negro," se debe considerar el objetivo de cambiar el término "recurso de generación." En los decretos de incentivos a las energías renovables y en la LGIE, el término "recurso" se refiere al recurso natural o materia prima utilizada para la generación de energía, como el viento, el agua, la radiación solar, combustibles, etc. En la definición de "Central Generadora," se recomienda contemplar que esta también puede ser una sola unidad. Por lo tanto, la definición debería abarcar ambas posibilidades. En la definición de "Centrales Híbridas," respecto a la restricción de que solo puede cargarse con energía producida por las unidades de la propia central generadora, se debe considerar que esta limitación debería aplicarse a las tecnologías que se beneficiarán del pago por inyecciones de excedentes, si esa es la disposición final. En la definición de "Despacho Económico," se puede evitar la cacofonía restableciendo el texto original. En la definición de "Regulación Primaria de Frecuencia," es importante confirmar operativamente el parámetro. Parece excesivo el período indicado; se podrían considerar ciclos en lugar de segundos. También se debe revisar el término "equilibrio instantáneo" en relación con esta consulta, o modificar el calificativo en este contexto. En la definición de "Regulación Secundaria de Frecuencia," se debe incluir el lapso en el que estos mecanismos deben actuar. En la definición de "Reserva Fría," se debe revisar el límite de 15 minutos a plena carga. Este plazo es adecuado para SAE, pero para plantas de generación sincrónica, es más apropiado que el plazo esté destinado a tener la unidad lista para sincronizar. Luego, la toma de potencia seguirá la rampa de carga, lo que podría requerir un total de aproximadamente 30 | AHPEE | El uso de 'Recurso de Generación" simplifica la normativa al proporcionar un marco neutral y flexible que abarca tanto la generación convencional como los sistemas de almacenamiento y tecnologías híbridas. Además, no es un término que se preste a confusión, en vista que está definido. Respecto a la definición "Central Generadora": En español, conjunto se refiere a una colección de elementos, pero no siempre implica múltiples componentes; puede ser un grupo que contenga solo un elemento (o ninguno, como un conjunto vacío). La definición es simple y no da lugar a confusión. La presente propuesta solo considera centrales generadoras híbridas (que incluyen unidad de generación y SAE), con la limitante que los SAE solo puedan cargarse de la unidad de generación. Por ello, la única forma que éstos puedan cargarse es que haya disponibilidad de recurso primario. El uso de 'Recurso de Generación" simplifica la normativa al proporcionar un marco neutral y flexible que abarca tanto la generación convencional como los sistemas de almacenamiento y tecnologías híbridas. Respecto a la definición "Regulación Primaria" se modificó ya que la definición original se refería a equipos de generación tradicionales, con generadores rotatorios síncronos (por eso se refiere a "reguladores de velocidad"). La nueva definición es más neutral tecnológicamente, y por lo tanto aplicable a todo tipo de recurso de generación, sea rotatorio o estático. En cuanto al tiempo, se sugiere un tiempo máximo de respuesta de 30 segundos siguiendo prácticas similares en otras regulaciones. No obstante, la CREE realizará un análisis más detallado para definir este criterio. Respecto a la definición "Regulación Secundaria" no se considera necesario establecer un requerimiento |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **81** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--|---|---|------------------------------------|---|
| | | | minutos para alcanzar la plena carga después de recibir la orden de sincronización emitida por el Operador del Sistema. | minutos para alcanzar la plena carga después de recibir la orden de sincronización emitida por el Operador del Sistema. | | de tiempo en este nivel normativo ya que requiere de un análisis más detallado que se deberá desarrollar y presentar en la norma técnica específica. Esta propuesta sigue práctica regulatoria común. Respecto a la definición "Reserva Fría", el criterio de tiempo no se modificó. Es congruente con lo que establece el artículo 67 del mismo ROM. |
| 15 | NT-PO | 5 MODELADO DE CENTRALES HIDROELÉCTRIC AS Y RIESGO DE DÉFICIT 5.1 bis | "5.1 bis Optimización de Centrales Generadoras Híbridas El despacho de una Central Generadora Híbrida • 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. | | Hidrobom beo, S. A. de C. V. | El único que no puede ocurrir de manera simultánea es el modo de carga y modo descarga. Se modificará el artículo para clarificar la duda. Se dejará más claro en la propuesta. |
| 16 | NT-PO | 5 MODELADO DE CENTRALES HIDROELÉCTRIC AS Y RIESGO DE DÉFICIT 5.1 bis | Generadoras Híbridas y Riesgo de Déficit, se debe aclarar desde qué perspectiva se realizará la optimización. Esto podría llevar a eliminar la limitación de cargar solo con los recursos de la planta generadora, permitiendo así el arbitraje en los precios mientras se asegura el suministro a la demanda, lo que podría resultar en una disminución de los costos reales del suministro. • En referencia al modo de descarga y el modo de generación, | En el modelado de Centrales Hidroeléctricas, Centrales Generadoras Híbridas y Riesgo de Déficit, se debe aclarar desde qué perspectiva se realizará la optimización. Esto podría llevar a eliminar la limitación de cargar solo con los recursos de la planta generadora, permitiendo así el arbitraje en los precios mientras se asegura el suministro a la demanda, lo que podría resultar en una disminución de los costos reales del suministro. En referencia al modo de descarga y el modo de generación, se debe considerar que tanto la carga como la generación podrán ocurrir simultáneamente. | AHPEE | La optimización de la operación del parque de generación incluyendo las centrales generadoras híbridas será siempre con el objetivo de reducir el costo de operación del sistema. Si pueden ocurrir en modo simultáneo. Se hará precisión en la redacción. No implicará un cambio al resto de las centrales generadoras, solo una precisión de las centrales generadoras híbridas. El precio de la energía almacenada buscaba solo para determinar el costo variable de las centrales generadoras híbridas y solo para efectos del predespacho y redespacho. Su incorporación se justificaba con la necesidad de proteger al propietario de dichas centrales de no incurrir pérdidas monetarias en el proceso de carga y |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **82** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|-----------------------|---|---|--|-------------|--|
| | | | del Predespacho y Redespacho, en la primera metodología se establece que el costo variable determinado por el ODS. Es importante recordar que actualmente el CVG lo presenta el agente generador al ODS. ¿Esto implicará un cambio en la metodología para la declaración del CVG? • Es necesario definir un mecanismo para fijar el precio de la energía almacenada en función del tiempo, y especificar quién | Respecto a la metodología propuesta para la planificación del Predespacho y Redespacho, en la primera metodología se establece que el costo variable determinado por el ODS. Es importante recordar que actualmente el CVG lo presenta el agente generador al ODS. ¿Esto implicará un cambio en la metodología para la declaración del CVG? Es necesario definir un mecanismo para fijar el precio de la energía almacenada en función del tiempo, y especificar quién tomará la decisión de utilizar esa energía para inyectarla al SIN. | | descarga, originado por cambios en las condiciones provistas de la operación del SIN. Sin perjuicio de lo anterior, en base a los comentarios de la Consulta Pública, se ha decidido modificar la propuesta de asignación del costo variable en el modo "descarga". En la nueva propuesta, se asignará un costo variable "0" al modo descarga de las centrales generadoras híbridas para todos los procesos de programación de operación (despacho, redespacho, semanal, largo plazo). No obstante, para asegurar que el dueño del activo no incurra en pérdidas producto de desviaciones masivas del despacho (producto de falla de infraestructura) se hará una reliquidación de manera similar a cómo se hace a los costos de generación forzada para dejar indemne al propietario de la central híbrida. |
| 17 | NT-MC | 6 PUNTO DE CONEXIÓN Y PUNTO DE MEDICIÓN. | Transmisora, y en sus SAE cuando corresponda, 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 | Se considera que, mediante la redacción inicial, se deja entender que los SAE son un agente mas del Mercado Eléctrico y según las definiciones estos pueden formar parte de las instalaciones de un Agente (empresa generadora como central hibrida) o una Empresa Transmisora, así mismo, se incluyen los Sistema de Almacenamiento Autónomos. NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | CND | En la propuesta normativa los SAE Los SAE Autónomos no son agentes del Mercado Eléctrico, se este tema seguirá en análisis de la CREE. Los SAE según lo establecido en la propuesta regulatoria pueden ser: si forman parte de una central híbrida o cómo un activo del sistema de transmisión. Sin perjuicio de ello, producto que la descarga puede ser controlada por el operador del sistema entonces evidentemente se requieren mediciones y comunicaciones equivalentes a los de una central. La existencia de medidores y de sistemas de telecomunicaciones permiten suministrar |
| 18 | NT-MC | CONEXIÓN Y | conveniente establecer un "valor piso" para obligar a la instalación de estos equipos en potencias mayores. Además, | • Respecto a la medición y equipos de comunicación, es conveniente establecer un "valor piso" para obligar a la instalación de estos equipos en potencias mayores. Además, se debe definir el uso que se hará de estos datos; si no se utilizarán, sería mejor evitar esas inversiones. | AHPEE | información al Operador del Sistema. La modificación a este artículo es para precisar que la disposición aplica a las terminales de SAE, pero no revisa el valor o dimensión de la instalación de los equipos de medición y comunicación. Únicamente se reconoce que la disposición le es aplicable como a cualquier punto de conexión, que es un supuesto dado por la norma. |
| 19 | NT-PF | 7 Clasificación de centrales generadoras | propósitos del cálculo de la potencia firme, las centrales | | CND | La propuesta regulatoria puesta en consulta no incluye la figura de Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo. Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **83** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|---|---|--|-------------|--|
| | | | b. Centrales generadoras que utilizan como fuente de energía recursos renovables diferentes de la geotermia: i. Centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación. ii. Centrales con capacidad de almacenamiento y regulación diaria, semanal o mensual. iii. Centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual. iv. Centrales Generadoras con sistemas de almacenamiento de energía. | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | | Se revisará la definición de clasificación de centrales generadoras híbridas de la siguiente manera: " "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." |
| 20 | NT-PF | 7 Clasificación de centrales generadoras | definición son centrales generadoras a las que se les ha asociado un sistema de almacenamiento de la fuente primaria de energía, es importante tener en cuenta que un SAE no necesariamente está vinculado a ser cargado exclusivamente | Para las centrales de generación híbridas, que según la definición son centrales generadoras a las que se les ha asociado un sistema de almacenamiento de la fuente primaria de energía, es importante tener en cuenta que un SAE no necesariamente está vinculado a ser cargado exclusivamente de una fuente primaria de energía. Puede recibir carga de una combinación de fuentes, como en el caso del SIN. | AHPEE | La propuesta regulatoria puesta en consulta no incluye la figura de Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo. Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. |
| 21 | NT-PF | 8 Bases para el cálculo de potencia firme del informe. | 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 | Se realiza modificación de redacción para evitar redundancia de palabras que lleven a confunciones. No perder el espíritu del despacho económico, el cuál es la gestión optima de los recursos del sistema. | CND | Se acepta parcialmente la sugerencia. Se realizó la siguiente modificación dentro de la normativa: 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 simulará la operación con una discretización horaria. |
| | | | centrales hidroeléctricas con embalse, centrales térmicas, las centrales eólicas y solares, los sistemas de almacenamiento de | | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **84** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--|---|--|-------------|--|
| | | | teniendo como resultado despacho óptimo de todo el sistema | aprovechamiento del recurso computacional al momento de realizar el cálculo de la Política Operativa, pudiendo siempre en la Simulación Operativa tener resultados de la optimización horaria." | | |
| | | | 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 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 " | | | |
| 22 | NT-PF | 9 Definición del período de máximo requerimiento térmico | "Artículo 9. Definición del período de máximo requerimiento térmico" | "No modificar el artículo. Los conceptos establecidos aquí ya conllevaron un período de análisis, validación y aprobación previo a su publicación, por lo cual se considera que si estos no generan un conflicto o contrariedad con la inclusión de sistemas de almacenamiento (situación que nos atañe en este momento) estos deberían permanecer igual." NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | CND | En este artículo no se modifica el concepto, sino que el cambio propuesto es para facilitar la comprensión en la lectura de la norma. El cambio es para mantener consistencia con la acción de determinar los periodos, a los que se refieren los artículos 9 y 10 de la norma. |
| 23 | NT-PF | del Período | iv v. Para las centrales generadoras híbridas, considerará la capacidad instalada, la disponibilidad del recurso primario y cualquier otro recurso asociado al arbitraje, 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,. | Se requiere incluir el arbitraje en las consideraciones para las centrales hibridas | Hidrosolar | El arbitraje de energía no se ha incluido en la propuesta normativa por considerarse que requeriría un análisis y discusiones de mayor profundidad, debido a la dualidad de carga y descarga. Si se permitiera que los SAE de centrales híbridas hicieran arbitraje de energía, para lo cual necesitarían cargarse de la red, estarían causando precisamente la situación descrita. Lo anterior estará siendo sujeto de revisión y análisis. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **85** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|-----------------------|---|---|---|-------------|--|
| N° | o Norma | Articulo 10 Funciones del Operador del Sistema | SE PROPONE MODIFICACIÓN AL ARTÍCULO 6 DEL ROM, QUEDANDO DE LA SIGUIENTE MANERA: "Artículo 6. Otros Agentes A. Consumidores Calificados con equipos de generación B. Empresas Generadoras con equipos de cogeneración C. Empresas Generadoras con sistemas de almacenamiento. Las empresas generadoras con sistemas de almacenamiento son consideradas aquellas que cuenten con sistemas de almacenamiento híbridos en el mismo predio de sus centrales de generación o sistemas autónomos ubicados en cualquier punto de la red. Las Empresas Generadoras con sistemas de almacenamiento podrán clasificarse en: a) Empresa Generadora con Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo: Este tipo de Agente Productor se caracteriza por contar con sistemas de almacenamiento de energía ubicados en un punto de la red de transmisión o distribución que no represente una conexión directa a una central de generación en especifico, Para el caso de los sistemas de almacenamiento de energía autónomos de las Empresas Generadoras, de conformidad estos sistemas estos sistemas podrán realizar la función de arbitraje de energía como resultado de su gestión por el siempre que dichos | JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL ARTÍCULO 6 DEL ROM: "ES NECESARIA LA INCORPORACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO AUTÓNOMO PARA UNA OPERACIÓN EFICIENTE Y ECONÓMICA DEL SISTEMA Y NO LIMITARLO A QUE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO SOLO PUEDAN EXISTIR EN CONJUNTO DETRAS DEL MEDIDOR. LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO AUTÓNOMOS ADELANTE DEL MEDIDOR PERMITIRÍAN LA REDUCCIÓN DE PICOS DE DEMANDA, LA REDUCCIÓN DE COSTOS OPERATIVOS Y COSTOS MARGINALES DEL SISTEMA, COMPLEMENTARÍAN LA VARIABILIDAD DE LAS CENTRALES RENOVABLES VARIABLES COMO SER SOLARES Y EÓLICAS, ASÍ COMO LA VARIABILIDAD DE LA DEMANDA, DARÍAN LA POSIBILIDAD DE REDUCIR EL VERTIMIENTO Y PERMITIRÍAN LA INCORPORACIÓN DE MÁS CENTRAL RENOVABLE NO DEPENDIENTE DE COMBUSTIBLRES FÓSILES POR COMPLEMENTARSE A ESTA. | CND | • La propuesta regulatoria puesta en consulta no incluye la figura de Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo. Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. El uso de 'Recurso de Generación' simplifica la normativa al proporcionar un marco neutral y flexible que abarca tanto la generación convencional como los sistemas de almacenamiento y tecnologías híbridas, como ya se explicó antes. |
| | | | sistemas podrán realizar la función de arbitraje de energía como resultado de su gestión por el siempre que dichos sistemas sean gestionados por el Operador del Sistema conforme al despacho económico. Una empresa generadora que posea un sistema de almacenamiento autónomo, deberá disponer de energía no comprometida mediante contratos de sus centrales generadoras, en este sentido, la inyección de energía del sistema de almacenamiento en un periodo de mercado de un año no podrá exceder de la energía asociada no comprometida de sus centrales generadoras. Para al periodo de un año. En el caso que, una empresa Generadora que no cuente con centrales de generación o de contar tuviese comprometida toda su energía asociada, deberá suscribir acuerdos comerciales con otros Agentes Productores para respaldar la carga de energía de su sistema de almacenamiento autónomo, en estos casos, la inyección de energía del sistema de | parte de una Empresa Generadora. Esto permite que se considere un sistema autónomo que puede ser ubicado en cualquier punto, y no limitado a estar conectado directamente a una central generadora, de esta forma el sistema de almacenamiento puede ser optimizado mediante el despacho económico, pudiendo de esta forma reducir los Costos Operativos del Sistema y los Precios de el Mercado de una forma más eficiente. | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **86** de **121**



| N - | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|-----|-----------------------|----------|---|--|-------------|----------------|
| | | | energía asociada no comprometida a sus acuerdos comerciales. | el Mercado de Oportunidad, lo anterior para evitar duplicidad de transacciones en el Mercado de Contratos y en el Mercado de Oportunidad. | | |
| | | | Los Sistemas de Almacenamiento de Energía Autónomos, deben conectarse a la red de transmisión pudiendo ofrecer uno o múltiples servicios, como ser, potencia firme limitada, | | | |
| | | | arbitraje de energía, servicios de transmisión como reducir sobre cargas ocasionadas por fallas en transmisión. Asimismo los SAE autónomos deberán prestar los servicios | Así mismo, se plantea que una Empresa Generadora pueda suscribir acuerdos comerciales con otros Agentes Productores para respaldar las inyecciones de energía de su sistema de almacenamiento independiente. | | |
| | | | | | | |
| | | | de energía de respaldo de generación con otro agente generador o empresa generadora de su mismo grupo entre las 00:00 a 14:00 inclusive, y pone a disposición del despacho económico la energía almacenada durante el día de 03:00p.m. a 11:00p.m 3) SAE autónomo con potencia firme restringida, | operación y sus respectivas características técnicas. " | | |
| | | | es el que está sometido a despacho económico como sistema de almacenamiento y tiene convenida la posibilidad de compra de toda su energía que es capaz de almacenar y es entregada como potencia firme de acuerdo a su clasificación | | | |
| | | | de potencia firme restringida, almacenamiento de 4Horas , almacenamiento de 5 Horas , almacenamiento de 6Horas , almacenamiento de 8Horas , almacenamiento de más de 10Horas. | JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL ARTÍCULO 10: | | |
| | | | Híbrido Serán consideradas todas aquellas Empresas Generadoras que posean centrales generadoras que cuentan con sistemas de almacenamiento híbridas que, conforme a su definición, el su proceso de carga proceso de carga esta | | | |
| | | | vinculándose a través de una conexión directa. Las Empresas Generadoras que posean sistemas de | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **87** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|----------|--|---------------------------|----------------|
| | | | ************************************** | | |
| | | | MODIFICACIONES AL ARTÍCULO 10: | | |
| | | | "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 de generación, sistemas de almacenamiento de energía, 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 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 de generación, sistemas de | | |
| | | | almacenamiento de energía y de las instalaciones de transmisión. | | |
| | | | J K L | | |
| | | | M N | | |
| | | | O P Q | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **88** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|------------------------|--|---|-------------|---|
| | o Norma | | R | | | |
| | | | S T | | | |
| | | | U | | | |
| | | | U | | | |
| | | | V W | | | |
| | | | Y | | | |
| | | | Z | | | |
| | | | La CREE podrá" " "Artículo 10. Determinación del período crítico del sistema | Se incorpora el calculo de la potencia disponible de los | | La propuesta regulatoria puesta en consulta no incluye la |
| | | | | sistemas de almacenamiento autónomos. | | figura de Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo. |
| | | | | | | Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del |
| | | | 1 | | | marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa |
| | | | a | | | energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no |
| | | | | | | está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa |
| | | | | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | | vigente. |
| | | | i | REALIZA EN REPRESENTACION DEL CND-ODS. | | |
| | | | | | | |
| | | | ii | | | |
| | | | iii | | | |
| | | 10 | | | | |
| | | Determinación | iv | | | |
| 25 | | del Período | v. Para las centrales generadoras híbridas, considerará la | | CND | |
| | | Crítico del Sistema | capacidad instalada, la disponibilidad del recurso primario, los | | | |
| | | 0.000a | 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. Para los sistemas de almacenamiento autónomos, se | | | |
| | | | considera el despacho horario asignado producto del | | | |
| | | | despacho económico del sistema. Mismo que considera la | | | |
| | | | potencia máxima instalada y capacidad de almacenamiento | | | |
| | | | del SAE, estos poseedores de estos agentes generadores poseedores de estos sistemas deben tener suficiente energía | | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **89** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|-----------------------|--|---|--|-------------|--|
| | | | renovable disponible por medio de contratos de respaldo tipo compra lo demandado o plantas propias suficiente energía fuera de horario critico para lograr llenar el sistema de almacenamiento de forma diaria durante periodo crítico." | | | |
| 26 | NT-PF | 10 Determinación del Período Crítico del Sistema | primario será aplicable a los SAE que se cargarán por la misma central en la que están instalados. • Respecto a la restricción de que la potencia horaria disponible no podrá superar la potencia máxima de inyección, se debe aclarar cómo se manejará la situación cuando el SIN requiera el aporte de la central junto con el SAE. La limitante | Se recomienda explicar si la disponibilidad del recurso primario será aplicable a los SAE que se cargarán por la misma central en la que están instalados. Respecto a la restricción de que la potencia horaria disponible no podrá superar la potencia máxima de inyección, se debe aclarar cómo se manejará la situación cuando el SIN requiera el aporte de la central junto con el SAE. La limitante debería ser la capacidad de la barra, el interruptor y la línea por la que se evacúa la potencia y la energía. | АНРЕЕ | La presente propuesta solo considera centrales generadoras híbridas (que incluyen unidad de generación y SAE), con la limitante que los SAE no se pueden cargar con energía de la red. Por ello, la única forma que éstos puedan cargarse es que haya disponibilidad de recurso primario. De acuerdo, dependerá de la capacidad de la barra, interruptor y línea. Se clarificará dicha restricción. |
| 27 | NT-PF | 12 Monitorización de la potencia efectiva | ""Artículo 12. Monitorización de la potencia efectiva. El Operador del Sistema monitorizará la disponibilidad de la | Se incorpora la monitorización de la potencia efectiva de los sistemas de almacenamiento autónomos y las centrales generadoras (esta como ya se incluía en la NT-PF vigente) NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | | La propuesta regulatoria puesta en consulta no incluye la figura de Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo. Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **90** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación Instituci | n Respuesta CREE |
|----|--------------------|-------------|--|-------------------------|---|
| | | | Si los resultados de cualquier El Operador del Sistema podrá"" | | |
| 28 | NT-PO | 11.5 Modelo | ""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 ①empo real a los Coordinados, incluyendo requerir | | Los SAE propuestos son parte de centrales híbridas y no autónomos en generación, por lo que su desconexión no aplica en el caso del segmento de generación. |
| | | | el arranque o parada de unidades o centrales generadoras, conexión a, o desconexión de la red de los SAE desconexión de cargas, realizar o requerir operaciones en la red de transmisión, y forzar generación. El ODS debe mantener"" | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **91** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|-----------------------|---|--|---|-------------|---|
| 29 | ROM | 15 Autorización para Suministrar y Obligación de Comprar Potencia Firme. | 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, sistemas de almacenamiento de energía autónomos, 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"" ******************************** | JUSTIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 15: Se sugiere no modificar, mantenerlo como centrales generadoras para evitar ambigüedades en su definición y se incorpora que los Agentes Productores deberán tener respaldada su potencia firme por medio de sus centrales generadoras o sistemas de almacenamiento de energía autónomos. *********************************** | CND | El uso de 'Recurso de Generación" simplifica la normativa al proporcionar un marco neutral y flexible que abarca tanto la generación convencional como los sistemas de almacenamiento y tecnologías híbridas. La propuesta regulatoria puesta en consulta no incluye la figura de Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo. Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **92** de **121**



| N° Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|-----------------------|----------|---|---------------|-------------|----------------|
| | | generadoras. Para efectos del cálculo de la potencia firme, el ODS podrá tratar como una sola a un conjunto de centrales generadoras si: A. La agregación de las centrales en una sola simplifica el cálculo sin agregar error; B. Las centrales pertenecen a una misma empresa generadora; y, C. Están conectadas a la red de transmisión o distribución en el mismo punto. En este caso, la suma de las potencias firmes que las centrales individuales puedan comprometer en contratos, o por la que | | | |
| | | puedan recibir remuneración por desvíos de potencia, no podrá ser mayor que la potencia firme que el ODS haya determinado para el conjunto en el Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras." | | | |
| | | Para sistemas de almacenamiento autónomo, la potencia firme se calculará en base a la disponibilidad de almacenar energía , su potencia máxima de inyección y la categoría de potencia firme restringida que participa. Para reconocer esta potencia el SAE autónomo debe contar con un acuerdo de compra de energía suficiente para lograr toda la energía capaz de almacenar por el SAE durante todo el año, el procedimiento exacto se describirá en la Norma Técnica de Potencia Firme." | | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **93** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--|---------------------------------------|--|-------------|---|
| 30 | | de hidroeléctricas con y sin almacenamient o ni regulación | | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | CND | Aceptado. Solo se aclara en el encabezado del artículo 15 que éste aplica solamente para centrales hidroeléctricas no híbridas. |
| 31 | NT-PF | potencia firme | · · · · · · · · · · · · · · · · · · · | Respecto al límite eliminado en este artículo, es importante aclarar si se dejará abierto este lapso o si se elimina por completo. | AHPEE | Ver la respuesta al comentario anterior. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **94** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|---|---|--|------------------------------------|--|
| 32 | NT-PO | 12.5 Modelo Diario de Despacho Económico | la debida justificación y bajo la revisión del CND, del porcentaje admitido de la diferencia entre la energía almacenada diaria | Esta propuesta se elabora bajo la consideración de que los SAE's pueden tener como fuente de generación de energía, para la carga de los sistemas de almacenamiento, recursos renovables, los cuales como es bien sabido, tienen un carácter variable y en ocasiones es difícil poder controlar su disponibilidad. Además, con esto se refuerza la petición elaborada de que el SAE pueda contar como fuente de respaldo de energía con la energía proveniente de la red, con esto si se aseguraría que este 5 % propuesto sea cumplido. | Hidrobom beo, S. A. de C. V. | Se mantendrá el párrafo original referente a las centrales hidroeléctricas con embalses de regulación y se incluirá un nuevo párrafo para incorporar las centrales híbridas: "Representación de las Centrales Generadoras Híbridas, indicando la capacidad del SAE asociado y las eventuales restricciones operativas de la central." Adicionalmente se añadirá un requerimiento de incluir la información de SAE de transmisión en el modelo de la red de transmisión. |
| 33 | NT-PF | firme de centrales | "Artículo 16 a. La potencia firme de sistemas de almacenamiento autónomo, se calificara en función de un estudio de capacidad que realizara con la misma periodicidad y junto con el plan indicativo de expansión de la generación que elabora el operador de sistema , este estudio tendrá el objetivo de determinar la capacidad en potencia y Energía que pueden servir de forma eficiente estos sistemas de almacenamiento autónomos. en base a estos resultados se | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | CND | Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **95** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|---|--|--|------------------------------------|--|
| | | | no coincide con los valores declarados . Hasta que se publique un estudios del operador de sistemas para proponer estas categorías solo estará habilitada la categoría de hasta 150MW y duración de 4 Horas." | | | |
| 34 | NT-PO | 15.5 Administración de Incumplimiento s | • En la sección 15.5 Administración de Incumplimientos, en la asignación de precio cero, es necesario evaluar si la mayor generación se debe a una mayor demanda y no necesariamente a la intención del generador de inyectar más. | • En la sección 15.5 Administración de Incumplimientos, en la asignación de precio cero, es necesario evaluar si la mayor generación se debe a una mayor demanda y no necesariamente a la intención del generador de inyectar más. | AHPEE | La sugerencia de modificación de la Administración de incumplimientos no está relacionada con los elementos normativos referentes a la incorporación de SAE. |
| | | | los servicios auxiliares que se demanden, las reservas de insumos disponibles, así como los requerimientos de | • El porcentaje de consumo propio es variable y depende de los servicios auxiliares que se demanden, las reservas de insumos disponibles, así como los requerimientos de enfriamiento o calefacción, según corresponda. | | La información que suministrar para generación no es sujeta de modificación en la presente consulta pública. El alcance de consulta pública en este anexo refirió a la inclusión de la información que se debe presentar para la central de generación híbrida. En cuanto a la energía almacenada inicial, de acuerdo, eliminaremos ese término de la base de datos del SIN. |
| | | ANEXO 1: BASE DE DATOS DEL SIN. 2 | importante considerar la rampa de salida, desde el | • En relación con el sincronismo hasta plena carga, también es importante considerar la rampa de salida, desde el sincronismo hasta la desconexión de la red. | | eniminaremos ese termino de la base de datos del Silv. |
| 35 | NT-PO | INFORMACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA GENERACIÓN | • Es relevante recordar que la NT-SSCC está pendiente de emisión. | • Es relevante recordar que la NT-SSCC está pendiente de emisión. | AHPEE | |
| | | | Respecto a las restricciones a los compromisos acordados en la habilitación de SSCC, es importante considerar los compromisos contractuales asociados con los SSCC. | • | | |
| | | | • En cuanto a la energía almacenada inicial, si esta información se utiliza para la base de datos, podría no ser necesaria. | se utiliza para la base de datos, podría no ser necesaria. | | |
| 36 | NT-PO | ANEXO 3: CENTRALES DE GENERACIÓN HÍBRIDAS, 1 OBJETO | 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 | Conforme a lo indicado en la propuesta de modificación elaborada en el Título 2, Artículo 4 Definiciones, se propone eliminar la condición restrictiva de que los SAE's no puedan cargarse con energía proveniente de la red, esto en concordancia con lo que se expuso en las otras propuestas u observaciones elaboradas, pero además con lo indicado en el Informe Técnico para Consulta Pública CREE-CP-04-2024 en el cual se indica que uno de los motivos de la revisión de la | Hidrobom beo, S. A. de C. V. | La actual normativa no permite que los SAE puedan cargarse directamente de la red. Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **96** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|---|--|---|-------------|---|
| | | | | normativa es procurar que en el marco regulatorio hondureño no existan obstáculos al desarrollo de SAE's. | | |
| 37 | NT-PO | GENERACIÓN | 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. | | Hidrosolar | La propuesta normativa no permite que los SAE puedan cargarse directamente de la red. Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. |
| 38 | I ROM | 21 Planificación operativa | operativa Para realizar la planificación operativa y el cálculo de los Precios Nodales en el Sistema Principal de Transmisión, el ODS | · · · · · · · · · · · · · · · · · · · | CND | El uso de 'Recurso de Generación" ayuda a mantener la consistencia y congruencia en la aplicación de requerimientos de las normas de una manera simple. |
| 39 | NT-PF | 22 Determinación de la potencia firme disponible mensual de las centrales generadoras. | mensual de las centrales generadoras y sistemas de almacenamiento de energía autónomos. 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 | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | CND | La propuesta no se considera por la razón siguiente: la valorización del agua de largo plazo busca hacer un uso eficiente de ella cuando es más importante para el sistema, si dicho recurso no está despachado en las horas críticas de un período, es o porque tal agua no era necesaria y probablemente había un superávit o que es más necesaria en un período futuro por lo que será reconocida en una hora crítica futura, lo que no puede pasar es decir que esa agua estará siempre disponible para período crítico porque si se usa en un período crítico ya no estará en el siguiente. A mayor abundamiento, el argumento podría aplicar a otras tecnologías, en el sentido de decir que en el período crítico se podría tener todo el almacenamiento disponible de una central híbrida. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **97** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|-----------------------|----------|--|---------------|-------------|----------------|
| | | | 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, solar fotovoltaica, | | | |
| | | | centrales generadoras híbridas que utilicen como insumo | | | |
| | | | fuente primaria de energía solar o eólica, y sistemas de | | | |
| | | | almacenamiento de energía autónomos, 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. | | | |
| | | | Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante | | | |
| | | | el mes m una central hidroeléctrica, el Operador del Sistema | | | |
| | | | realizará el procedimiento que a continuación se describe: | | | |
| | | | a. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de | | | |
| | | | regulación, tomará la energía neta generada durante el mes y | | | |
| | | | este valor lo dividirá entre el total de horas del mes. | | | |
| | | | b. Para centrales con capacidad de almacenamiento anual, | | | |
| | | | mensual y las centrales aguas abajo de las mismas, calculara la | | | |
| | | | potencia efectiva mensual la central en función del nivel | | | |
| | | | promedio de su embalse durante el mes, a estos valores de | | | |
| | | | capacidad efectiva les multiplicara el factor de disponibilidad | | | |
| | | | correspondiente y luego sumara estos resultados, este valor | | | |
| | | | será la potencia firme mensual de las unidades y central | | | |
| | | | generadora. Para las centrales hidroeléctricas de | | | |
| | | | regulación diaria y semanal . calcular la potencia firme de la | | | |
| | | | central del mes , se registrara la energía neta generada por la | | | |
| | | | central durante el período crítico del mes dividida entre el | | | |
| | | | total de horas críticas del mismo mes. | | | |
| | | | c. Para SAE autónomos, la potencia firme mensual será | | | |
| | | | demostrativa y valorada según su categoría, para el sistema | | | |
| | | | autónomo que garantice almacenar 4 horas , se verificara en | | | |
| | | | el despacho realizado en el mes en evaluación que se haya | | | |
| | | | despachado al menos durante cualquiera dos días del mes | | | |
| | | | toda su capacidad en las horas del periodo critico del mes y | | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **98** de **121**



| N° Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|-----------------------|----------|---|---------------|-------------|----------------|
| | | durante cuatro horas no necesariamente consecutivas, ese | | | |
| | | valor promedio de esas 8 horas de producción , será la | | | |
| | | potencia firme de la central, en el caso que en un determinado | | | |
| | | mes, no se prevea exista un despacho con las características | | | |
| | | mencionadas , el Agente generador dueño de este sistema de | | | |
| | | almacenamiento podrá solicitar una prueba de capacidad | | | |
| | | forzada para demostrar su capacidad, los costos adicionales | | | |
| | | producto de esta prueba serán a cargo del agentes generador | | | |
| | | propietario del SAE autónomo. para que el Operador del | | | |
| | | Sistema reconozca esta capacidad el SAE autónomo debe | | | |
| | | tener un acuerdo de compra de energía renovable durante | | | |
| | | horario no críticos que le permita tener la opción de adquirir | | | |
| | | la energía necesaria para almacenar de forma diaria la | | | |
| | | capacidad total del SAE autónomo, este acuerdo podrá ser un | | | |
| | | contrato de respaldo de energía tipo compra lo demandado o | | | |
| | | tener capacidad de suministrar esta energía de centrales | | | |
| | | renovables propias con energía no comprometida ubicadas en cualquier punto de la red. | | | |
| | | cualquier punto de la red. | | | |
| | | El Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida | | | |
| | | con la potencia firme de la central publicada en el informe | | | |
| | | definitivo de potencia firme de las centrales generadoras para | | | |
| | | el año de estudio. En caso de que la potencia resultante de | | | |
| | | aplicar el procedimiento descrito en el párrafo anterior sea | | | |
| | | igual o mayor que el valor de potencia firme publicado en el | | | |
| | | informe, tomará este último valor como la potencia firme | | | |
| | | disponible de la central en el mes. En caso contrario, | | | |
| | | procederá a calcular el factor de disponibilidad mensual de la | | | |
| | | central durante el mes m de acuerdo con el procedimiento | | | |
| | | descrito en el artículo 21. | | | |
| | | Obtenido el factor de disponibilidad de la central, calculará el | | | |
| | | producto Fm = Dm x K y tomará como potencia firme | | | |
| | | disponible de la central el menor de los dos resultados: (1) la | | | |
| | | potencia resultante de aplicar el procedimiento descrito en el | | | |
| | | literal a y b del presente artículo, acorde al tipo de central | | | |
| | | hidroeléctrica, o (2) el producto del factor de disponibilidad | | | |
| | | mensual de la central en el mes m por la potencia efectiva de | | | |
| | | la central, denominado Fm. | | | |
| | | En el caso de que una central haya comenzado a operar en el | | | |
| | | transcurso del mes y esté incluida en el informe definitivo de | | | |
| | | potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de | | | |
| | | la potencia firme disponible de manera proporcional, | | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **99** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--------------------------|---|---|-------------|---|
| | | | considerando que la central estuvo indisponible desde el inicio del mes hasta la fecha en que haya comenzado a operar. Para el caso de centrales o modificaciones de capacidad de centrales que no se encuentren en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema podrá determinar su potencia firme disponible mensual utilizando las metodologías de cálculo que corresponden en función de su tecnología | | | |
| | | | previa aprobación de la CREE. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva de la central como lo dispone el artículo 11. En caso de que durante el año se determine un nuevo valor de potencia efectiva de una central producto de la realización de una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema tomará en consideración el nuevo valor para actualizar la potencia firme de la central del informe de potencia firme y calcular su potencia firme disponible mensual a partir del mes | | | |
| 40 | ΝΤ-ΔΙΙ | | siguiente. " • En cuanto al término "debidamente sincronizados," se debe indicar cuál sistema será el maestro para la sincronización y cómo se mantendrá actualizado. | | AHPEE | Las palabras que se proponen revisar no fueron cambiadas ni propuestas como resultado de la presente consulta pública. |
| 41 | NT-PO | bidireccional. ANEXO 3: | • Es importante incluir los SAE de transmisión, ya que las | Es importante incluir los SAE de transmisión, ya que las normativas y requisitos deberían ser aplicables a ellos también. | AHPEE | El anexo 3 de la norma técnica de programación de la operación se refiere al cálculo de costos variables para despacho. No aplica para sistemas de almacenamiento que no se despachan por costo variable. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **100** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|---|---|--|-------------|--|
| 42 | ROM | la Planificación | Operativa de Largo Plazo. La herramienta utilizada Los datos que A. Parámetros operativos de las plantas hidroeléctricas, sistemas de almacenamiento de energía autónomos y de las | Dicha modificación quita claridad, por lo que se sugiere no debe ser cambiado, esto debido a que se debe diferenciar entre unidad(es) generadora(s) y central(es) generadora(s) y el concepto brindado lo vuelve muy ambiguo." | CND | El uso de 'Recurso de Generación" simplifica la normativa al proporcionar un marco neutral y flexible que abarca tanto la generación convencional como los sistemas de almacenamiento y tecnologías híbridas. |
| | | | C D E F G H El ODS deberá poner a"" | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | | |
| 43 | ROM | 24 Información a remitir al ODS y auditoría técnica de las centrales generadoras | las centrales generadoras y sistemas de almacenamiento de energía autónomos. Los Agentes del MEN con plantas de generación deberán realizar una declaración mensual de los costos variables de sus unidades generadoras, los sistemas de almacenamiento solo se modelaran con su perdida que incurren en el ciclo de carga y descarga, los cuales podrán ser auditado por la CREE. El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento. | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | CND | El uso de 'Recurso de Generación" ayuda a mantener la consistencia y congruencia en la aplicación de requerimientos de las normas de una manera simple y es neutro tecnológicamente. La propuesta regulatoria puesta en consulta no incluye la figura de Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo. Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. |
| 44 | ROM | a remitir al ODS | generadoras" y "plantas de generación," ya que ambos se utilizan en el mismo párrafo para referirse a lo mismo. Es importante asegurar la coherencia y claridad en el uso de estos | omienda hacer una revisión de los términos "centrales generadoras" y "plantas de generación," ya que ambos se utilizan en el mismo párrafo para referirse a lo mismo. Es importante asegurar la coherencia y claridad en el uso de estos términos. | AHPEE | En este caso es correcto el uso de los términos empleados. Cuando el artículo se refiere a "unidades generadoras" lo hace con respecto a sus curvas de rendimiento, que son propias de unidades generadoras tradicionales, ya que se utilizan para determinar el costo variable para despacho. Cuando se refiere a centrales, lo hace con respecto a la posibilidad de auditar la central generadora completa, incluyendo unidades generadoras y SAE. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **101** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--|--|--|-------------|---|
| 45 | | 25 Programación semanal | 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 y sistemas de almacenamiento de energía, 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 | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | CND | El uso de 'Recurso de Generación" simplifica la normativa al proporcionar un marco neutral y flexible que abarca tanto la generación convencional como los sistemas de almacenamiento y tecnologías híbridas. La propuesta regulatoria puesta en consulta no incluye la figura de Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo. Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. |
| 46 | NT-PO | ANEXO 3: CENTRALES DE GENERACIÓN HÍBRIDAS. 5. Planificación operativa de largo plazo | propietario y el elaborado por el ODS, es importante aclarar cuál prevalecerá y cuáles son los criterios para descartar uno u otro. • En cuanto al valor de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento de energía, si se establece que será equivalente a cero (0), se debe aclarar si este valor cero se aplicará al costo para efectos de la programación de la | En el caso del programa referencial entregado por el propietario y el elaborado por el ODS, es importante aclarar cuál prevalecerá y cuáles son los criterios para descartar uno u otro. En cuanto al valor de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento de energía, si se establece que será equivalente a cero (0), se debe aclarar si este valor cero se aplicará al costo para efectos de la programación de la operación, dado que el precio será fijado por el precio del nodo. | AHPEE | Como alternativa, y siguiendo el ejemplo de Chile, proponemos que el plan de carga sea definido por el propietario de la central híbrida, mientras que el plan de descarga sea definido óptimamente por el Operador del Sistema. No obstante, se incorpora dentro de la normativa bajo la decisión del propietario de la central, que el Operador del Sistema también optimice el programa de carga del SAE. Efectivamente, el costo 0 será solo para efectos de la programación y la valorización de las inyecciones corresponderán al precio del nudo. |
| 47 | NI-PO | ANEXO 3: CENTRALES DE GENERACIÓN HÍBRIDAS. 6. Programación Semanal | determinar el paquete de energía bajo el modo de inyección directa, carga y descarga, se incluirá el pronóstico del recurso | • Para el período de doce (12) meses utilizados para determinar el paquete de energía bajo el modo de inyección directa, carga y descarga, se incluirá el pronóstico del recurso con el cual se cargará el SAE. Sin embargo, es necesario aclarar cómo se tratarán las desviaciones en el despacho real. | AHPEE | Cada vez que hay un redespacho, se tiene que determinar el programa de operación óptimo de la central híbrida. Y para asegurarnos que el dueño del activo no incurra en pérdidas producto de desviaciones masivas del despacho (producto de falla de infraestructura) se hará una reliquidación de manera similar a cómo se hace a los costos de generación forzada para dejar indemne al propietario de la central híbrida. Debe tratarse al igual que un caso de generación forzosa. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **102** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--|--|---|-------------|--|
| 48 | RLGIE | Almacenamient o de Energía en | Almacenamiento de Energía como alternaθvas para la expansión y fortalecimiento de la Red de Transmisión, | El ODS/CND podrá incorporar la consideración de Sistemas de Almacenamiento de Energía como alterna Ovas para la expansión y fortalecimiento de la Red de Transmisión, orientados a op Omizar los costos de inversión, operación y mi Ogación de incidencias dentro del SIN. | НСРС | El comentario no procede. Por homogeneidad de los términos usados en el documento, se mantiene el término ODS. |
| 49 | RLGIE | Almacenamient o de Energía en el Plan 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 | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | CND | No procede el cambio propuesto. La remuneración de los SAE en transmisión es igual a la de los otros activos en Transmisión. La propuesta regulatoria puesta en consulta no incluye la figura de Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo. Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **103** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--|---|--|-------------|--|
| | | | evaluación de impacto, viabilidad técnica, y beneficios a largo plazo para el SIN." | | | |
| 50 | ROM | 27 DESCRIPCIÓN DEL PREDESPACHO NACIONAL. | Predespacho nacional se realiza con detalle horario el día anterior al despacho fisico de las unidades los recursos de generación, utilizando como base la demanda horaria prevista en cada nodo, las unidades 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 | Dicha modificación quita claridad, por lo que se sugiere no debe ser cambiado, esto debido a que se debe diferenciar entre unidad(es) generadora(s) y central(es) generadora(s) y el concepto brindado lo vuelve muy ambiguo. " | CND | El uso de 'Recurso de Generación" simplifica la normativa al proporcionar un marco neutral y flexible que abarca tanto la generación convencional como los sistemas de almacenamiento y tecnologías híbridas. |
| 51 | NT-PO | | Se debe revisar la repetición de la frase: "El ODS podrá utilizar el programa referencial entregado por cada propietario o alternativamente realizar la propia optimización de la operación de cada central generadora híbrida." Respecto a la optimización semanal hidrotérmica, se debe considerar la inclusión de otros recursos disponibles para | Se debe revisar la repetición de la frase: "El ODS podrá utilizar el programa referencial entregado por cada propietario o alternativamente realizar la propia optimización de la operación de cada central generadora híbrida." Respecto a la optimización semanal hidrotérmica, se debe considerar la inclusión de otros recursos disponibles para generación, ahora que el SIN dispone de otras tecnologías. | АНРЕЕ | Se revisará la frase redundante. La presente propuesta regulatoria busca hacerse cargo de la incorporación de elementos normativos para la inclusión de SAE, y no es su objetivo aludir a otras nuevas tecnologías. |
| 52 | RLGIE | _ | Deberán establecerse las regulaciones para los SAE, asegurando congruencia con las disposiciones aplicables a los demás actores del sector. Se recomienda aclarar si el objetivo es que los SAE se instalen únicamente en sitios con problemas de transmisión. | Deberán establecerse las regulaciones para los SAE, asegurando congruencia con las disposiciones aplicables a los demás actores del sector. Se recomienda aclarar si el objetivo es que los SAE se instalen únicamente en sitios con problemas de transmisión. | AHPEE | El objetivo es permitir el desarrollo de los SAE por lo que en la propuesta normativa se establece que . que los mismos se instalen en conjunto con unidades de generación o como activos de red. La ubicación del SAE será determinada bajo los criterios de expansión de la red de transmisión. No obstante, otros aspectos que permitan aún más el desarrollo de los SAE, serán objeto de análisis posteriores pro la CREE. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **104** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación Institució | Respuesta CREE |
|----|------------------------|---|--|--|---|
| N° | Anexo COSTOS VARIABLES | Anexo 4 COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN 8 | La declaración de costos variables será según la tecnología de acuerdo a lo siguiente e Generación térmica: o Generación con Contrato Pre-existente: o Generación sin Contrato Pre-existente: a) El ODS llevará a cabo b) En caso de que • Centrales generadoras hidroeléctricas: • Generación geotérmica: | Esta categorización es mas clara para determinar los costos variables y se propone el desarrollo y socialización de una Norma Técnica de Liquidaciones | No debiese separarse la liquidación del componente SAE del componente de generación, dado que van a operar detrás del medidor. Por ello la central en su conjunto inyecta a la red, sin distinguir si fue el SAE o la unidad de generación. |
| 53 | NT-PO | OBLIGACIONES DE LA GENERACIÓN Y DECLARACIÓN DE CV | o Congración sin Contrato Pro existente | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **105** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|-----------------|---|---|-------------|--|
| 54 | RIGIF | la construcción | 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 | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | CND | El añadido busca asegurarse de que la CREE tenga control de que las bases de licitación se desarrollen adecuadamente dirigidos al fin para el que se identificaron en el plan de expansión de transmisión. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **106** de **121**



| N° Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|-----------------------|----------|---|---------------|-------------|----------------|
| | | 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 | | | |
| | | Emproca Transmisora nodrá tracladar a tarifac carán | | | |
| | | Empresa Transmisora, podrá trasladar a tarifas serán calculados de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de | | | |
| | | Tarifas. | | | |
| | | Turitus. | | | |
| | | 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. | | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **107** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | | Comentario | | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|---|--|---|--|--|-------------|---|
| | | 28 ENTREGA DE | "Artículo 28. Enti Productores. La | rega de información po Antes información | or parte de los Agente de las que | . ""unidades de generación"" por ""recursos de generación"". | | El uso de 'Recurso de Generación" simplifica la normativa al proporcionar un marco neutral y flexible que abarca tanto la generación convencional como los sistemas de almacenamiento y tecnologías híbridas. |
| 55 | ROM | INFORMACIÓN | generación y/o B | • | | Dicha modificación quita claridad, por lo que se sugiere no debe ser cambiado, esto debido a que se debe diferenciar entre unidad(es) generadora(s) y central(es) generadora(s) y el concepto brindado lo vuelve muy ambiguo. | CND | |
| | | | C"" | | | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | | |
| 56 | NT-PO | COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN 8 OBLIGACIONES DE LA | Todos los titu compradores que de estas, están ol potencia disponil declarando la Generación para se estab La declaración de acuerdo • Generación suministrar una Térmicos y Costo junto con los da Plazo. El Costo Va Despacho En caso de que información den continuar utiliza ajustarlo de o Generación cor de la energía co ajuste; indicar arranque y parace | llares de centrales e hayan adquirido el de bligados a poner a disp ble de sus unidades o d información de sus el Despacho Económio lece en e costos variables será a lo térmica: La Empres declaración mensual o de Arranque y Parada tos para la Planificació | yariables generadoras, o lo erecho a la producción osición del ODS toda la centrales generadoras Costos Variables de co de acuerdo a lo que este Anexo según la tecnología de siguiente a Generadora debe de Costos Variable i para el mes siguiente on Operativa de Largo DDS se utilizará para el mes siguiente dora no suministre la ueridos, el ODS podra e Térmico vigente do os de referencia e: suministrar el precio ore remuneración po inistrar la información | La cadena de costos se compone por el costo de producción de la energía que carga el sistema y su perdida de energía en su transformación a otro modo de energía y su reconversión a electricidad , por lo que su costo variable de producción es efectivamente el que se propone: multiplicando el costo variable de producción de la fuente con que carga multiplicado por (2- la eficiencia de carga y descarga) y solo debería ser utilizado cuando fuera necesario contabilizar sobrecostos por generación forzada." NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | CND | Para aquellos SAE cuyo plan de carga y descarga sea optimizado por el ODS, este último debe procurar que producto de diferencias entre lo planificado y las condiciones reales de la operación, no se perciban por el propietario como una pérdida en el proceso de carga y descarga de la unidad de almacenamiento que compone la central híbrida. En base a los comentarios de la Consulta Pública, se ha decidido modificar la propuesta de asignación del costo variable en el modo "descarga". En la nueva propuesta, se asignará un costo variable "0" al modo descarga de las centrales generadoras híbridas para todos los procesos de programación de operación (despacho, redespacho, semanal, largo plazo). No obstante, para asegurar que el dueño del activo no incurra en pérdidas producto de desviaciones masivas del despacho (producto de falla de infraestructura) se hará una reliquidación de manera similar a cómo se hace a los costos de generación forzada para dejar indemne al propietario de la central híbrida. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **108** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución Respu | uesta CREE |
|----|--------------------|----------|--|---------------|-------------------|------------|
| | | | generación sin | | | |
| | | | Contrato Pre-existente. La Empresa Distribuidora, que es la | | | |
| | | | parte compradora en el contrato, validará la información a | | | |
| | | | través de notificar al ODS que la información suministrada por | | | |
| | | | la Empresa Generadora corresponde a lo que establece el | | | |
| | | | contrato. | | | |
| | | | o Generación sin Contrato Pre-existente: suministrar la | | | |
| | | | información para los Costos Variables Térmicos de acuerdo a | | | |
| | | | lo que establece este Anexo, dado por los precios de | | | |
| | | | combustibles, costos de transporte, consumo específico con | | | |
| | | | curva por nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal / unidad de combustible), Costo Variable de | | | |
| | | | Operación y Mantenimiento, y el Costo de Arranque y Parada. | | | |
| | | | | | | |
| | | | o El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para validar la | | | |
| | | | curva de rendimiento de cada unidad generadora según su grado de carga, y los Costos de Arranque y Parada. | | | |
| | | | grado de carga, y los costos de Arranque y Parada. | | | |
| | | | o En caso de que la Empresa Generadora no realice la | | | |
| | | | declaración mensual durante dos (2) meses, el ODS deberá | | | |
| | | | realizar una auditoría técnica para verificar los Costos | | | |
| | | | Variables Térmicos, y el costo de dicha auditoría será a cargo de la Empresa Generadora dado el incumplimiento en su | | | |
| | | | obligación a la declaración mensual. | | | |
| | | | | | | |
| | | | • Centrales generadoras hidroeléctricas: El costo variable para la optimización hidrotérmica y el Despacho Económico será el | | | |
| | | | Valor del Agua calculado por el ODS | | | |
| | | | | | | |
| | | | junto con la Programación Semanal, de acuerdo a lo que se | | | |
| | | | establece en el Anexo Tipos de Centrales Hidroeléctricas y Valor del Agua. La Empresa Generadora debe enviar la | | | |
| | | | información requerida en dicho anexo. El ODS podrá realizar | | | |
| | | | una auditoría técnica de los parámetros operativos de las | | | |
| | | | centrales hidroeléctricas que afectan su despacho y Valor del | | | |
| | | | Agua. | | | |
| | | | Generación geotérmica: La Empresa Generadora debe | | | |
| | | | suministrar una declaración mensual de Costos Variables de | | | |
| | | | Generación para el mes siguiente junto con los datos para la | | | |
| | | | Planificación Operativa de Largo Plazo. El costo variable | | | |
| | | | validado por el ODS se utilizará para el Despacho Económico | | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **109** de **121**



| N° Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación In | stitución Respuesta CREE |
|-----------------------|----------|--|------------------|--------------------------|
| | | del mes siguiente. En caso de que la Empresa Generadora no | | |
| | | suministre la información dentro de los | | |
| | | | | |
| | | plazos requeridos, el ODS podrá continuar utilizando el costo variable vigente. | | |
| | | variable vigente. | | |
| | | o Generación con Contrato Pre-existente: suministrar el precio | | |
| | | de la energía correspondiente a su contrato, y fórmulas de | | |
| | | ajuste en caso de corresponder. La Empresa Distribuidora, que | | |
| | | es la parte compradora en el contrato, validará la información | | |
| | | mediante una notificación al ODS de que la información suministrada por la Empresa Generadora corresponde a lo que | | |
| | | establece el contrato. | | |
| | | | | |
| | | o Generación sin Contrato Pre-existente: suministrar el Costo | | |
| | | Variable de Operación y Mantenimiento, | | |
| | | incluyendo cuando sea necesario o lo requiera el ODS la | | |
| | | documentación que lo valida. El costo variable validado por el | | |
| | | ODS se utilizará para el Despacho Económico del mes | | |
| | | siguiente. | | |
| | | Generación solar fotovoltaica y eólica: | | |
| | | o Generación con Contrato Pre-existente: El costo variable se | | |
| | | considera nulo para el Despacho Económico, de acuerdo a lo | | |
| | | establecido en el marco legal. La Empresa Generadora debe | | |
| | | informar el precio de la energía en el contrato para que, en | | |
| | | caso de existir excedentes que no resultan previstos | | |
| | | generando en el Predespacho, el ODS pueda ofertar dicha | | |
| | | energía al mercado de oportunidad del MER. La Empresa Distribuidora, que es la parte compradora en el contrato, | | |
| | | validará la información a través de notificar al ODS que la | | |
| | | información suministrada por la Empresa Generadora | | |
| | | corresponde a lo que establece el contrato. En caso de que no | | |
| | | se informe al ODS el precio de la energía en el contrato, el ODS | | |
| | | no ofertará al MER excedentes cuando existan debido a la | | |
| | | información | | |
| | | faltante. | | |
| | | o Generación sin Contrato Pre-existente: La Empresa | | |
| | | Generadora debe suministrar, junto con los datos para la | | |
| | | Planificación Operativa de Largo Plazo, una declaración | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **110** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--|---|--|-------------|--|
| | | | mensual del Costo Variable de Operación y Mantenimiento para el mes siguiente, incluyendo cuando sea necesario o lo requiera el ODS la documentación que lo valida. El costo variable validado por el ODS se utilizará para el Despacho Económico del mes siguiente. En caso de que la Empresa Generadora no suministre la información dentro de los plazos requeridos, el ODS podrá continuar utilizando el costo variable vigente. | | | |
| | | | • Sistemas de almacenamiento de energía autónomos: La Empresa Generadora con Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo deberá declarar su eficiencia redonda de carga y descarga en su punto frontera de transmisión , este valor severa para que este sea utilizado en el modelo de despacho económico que utiliza el operador del sistema junto con las restricciones de capacidad , de almacenamiento y ciclos de carga diario, por lo que un sistema de almacenamiento autónomo no declara costos variables ya que al someterse al modelo de despacho económico los costos variables de la energía con que carga es el costo variable que le determina su participación , solamente en casos de generación forzada se calculará el costo variable de la energía inyectada por el SAE autónomo como el costo variable de producción de la energía de compra suministrada bajo acuerdo multiplicado por (2 menos la eficiencia de redonda de carga y descarga en punto frontera con transmisión). Para SAE conectadas directamente a una barra de distribución en una subestación y por medio de un solo transformador que conecta a voltajes de transmisión , se entenderá que el sistema esta conectado directamente a transmisión , siempre y cuando este no produzca efecto negativo en las perdidas de distribución, " | | | |
| 57 | NT-PO | Anexo 4 COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN 8 OBLIGACIONES DE LA GENERACIÓN Y DECLARACIÓN DE CV | En el modo de inyección directa, se debe aclarar si el costo variable determinado por la unidad de generación elimina el arbitraje de precio. Es importante entender por qué no se aplicará el mayor entre el precio nodal y el CVG. Respecto al costo variable equivalente, es necesario describir cómo se calculará este valor. Se debe especificar si se toma en cuenta el costo de cargar el SAE más las pérdidas, si se | En el modo de inyección directa, se debe aclarar si el costo variable determinado por la unidad de generación elimina el arbitraje de precio. Es importante entender por qué no se aplicará el mayor entre el precio nodal y el CVG. Respecto al costo variable equivalente, es necesario describir cómo se calculará este valor. Se debe especificar si se toma en cuenta el costo de cargar el SAE más las pérdidas, si se prorratea con los precios de los demás SAE, o si se utiliza otro método para su determinación. | AHPEE | En el modo de inyección directa, el costo variable de la central generadora híbrida es el costo variable de la unidad de generación. Cabe recordar que la remuneración de las inyecciones, bajo inyección directa o modo descarga, se realizará al precio nodal. El artículo 8 del Anexo 3 de la Norma Técnica de Programación de la Operación especificaba el cálculo del costo variable equivalente. Sin perjuicio de lo anterior, en base a los comentarios de la Consulta Pública, se ha decidido modificar la propuesta de asignación del costo variable en el modo "descarga". |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **111** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--|--|---|-------------|--|
| | | | | | | En la nueva propuesta, se asignará un costo variable "0" al modo descarga de las centrales generadoras híbridas para todos los procesos de programación de operación (despacho, redespacho, semanal, largo plazo). No obstante, para asegurar que el dueño del activo no incurra en pérdidas producto de desviaciones masivas del despacho (producto de falla de infraestructura) se hará una reliquidación de manera similar a cómo se hace a los costos de generación forzada para dejar indemne al propietario de la central híbrida. |
| 58 | ROM | 29 Entrega de información por parte de las Empresas Transmisoras | empresa transmisora, se recomienda aclarar si es posible que | • En los Sistemas de Almacenamiento de Energía que posea la empresa transmisora, se recomienda aclarar si es posible que otra empresa sea la propietaria del SAE conectado a la red de transmisión. | AHPEE | En la propuesta regulatoria, sí es posible, pero sólo puede prestar servicios de transmisión (no arbitraje de energía) y será coordinada por el operador del sistema. Debe ser empresa transmisora para poder prestar servicios de transmisión. |
| 59 | ROM | 31 Horario y consideracione s mínimas en la determinación del Predespacho nacional | 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 Autoproductores. B. Los costos variables de las unidades de generación. C. Las restricciones técnicas de las unidades de generación o SAE. D E F G H I. Las características de operación de las Centrales Generadoras Híbridas y sistemas de almacenamiento de energía autónomos. El ODS verificará" " | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | CND | El uso de 'Recurso de Generación" simplifica la normativa al proporcionar un marco neutral y flexible que abarca tanto la generación convencional como los sistemas de almacenamiento y tecnologías híbridas. Adicionalmente, la propuesta normativa no incorpora a los SAE autónomos porque los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa. Dichos análisis serán realizados posteriormente. |
| 60 | ROM | 32 Resultados mínimos del Predespacho nacional | de cada día," se recomienda confirmar su compatibilidad con | • Respecto a este límite de tiempo, "Antes de las 12:30 p.m. de cada día," se recomienda confirmar su compatibilidad con los horarios establecidos en la región, asegurando que sean similares. | AHPEE | Esta condición temporal de la norma no se ha cambiado ni es resultado de la presente Consulta Pública. El comentario no se refiere a la incorporación de SAE. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **112** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|------------------------------------|--|--|-------------|---|
| | | | Autoproductores los Usuarios que dentro de sus instalaciones | los sistemas de almacenamiento de energía para que esté en | | Se acepta el comentario parcialmente. Se realizó la modificación en el RLGIE. |
| | | | operar en paralelo con la red y cuyo principal fin es consumir energía para desarrollar una actividad económica que le genere beneficio. | | | |
| | | | A. Requisitos. Los Usuarios Autoproductores deberán cumplir con los requisitos mínimos siguientes: | NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | | |
| | | 47 Usuarios Autoptoductor es | 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 | | | |
| 61 | | | 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 | | CND | |
| | | | 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. Los Usuarios Autoproductores 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." | | | |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **113** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|------------------------------------|---|--|---------------|---|
| 62 | RLGIE | 47 Usuarios Autoptoductor es | APROSOL/APRODERDH Articulo 47. Usuarios Autoproductores. ii. La producción anual estimada de energía del equipo de generación podrá ser igual o mayor al consumo anual del | Para estar acorde a la Propuesta CREE, Articulo 48 que dice: Articulo 48. Inyección de excedentes. Las inyecciones de excedentes deberán cumplir con las reglas siguientes: 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. | APRODER DH | La restricción aplica se cuente o no con dispositivos de almacenamiento de energía. Este elemento no fue cambiado ni propuesto para la presente Consulta Pública. No procede el cambio. |
| 63 | RLGIE | 47 Usuarios Autoptoductor es | • Se recomienda explicar si, al eliminar el fragmento de este artículo, la restricción para los autoconsumidores dejará de | • Se recomienda explicar si, al eliminar el fragmento de este artículo, la restricción para los autoconsumidores dejará de aplicarse. | AHPEE | El requisito "La capacidad de generación que tenga instalada un Usuario Autoproductor en ningún momento será mayor que su demanda máxima determinada en un período de doce (12) meses consecutivos, aplicando esta limitación a la capacidad de generación en corriente alterna que pueda operar en paralelo con la red" se incorporó nuevamente en el RLGIE para evitar perjuicios a la red de distribución. |
| 64 | RLGIE | excedentes | 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 Autoproductores 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 Autoproductores a la red de distribución o de transmisión que posean unidades de generación serán consideradas como transacciones en el Mercado Eléctrico de | calificado en un periodo de tiempo no debe ser superior a la producción de energía de su sistema de generación interno. Tomando como premisa según está planteado este artículo, que no se permitirá a usuarios autoproductores (Consumidor calificado) que cargue el sistema por medio de una central térmica para inyectar los excedentes al SIN. " NOTA: LA PRESENTE PROPUESTA DE MODIFICACIONES SE REALIZA EN REPRESENTACIÓN DEL CND-ODS. | CND | Se mantiene el último párrafo del artículo 47. Se modifica la definición de la siguiente manera: "Artículo 47. Usuarios Autoproductores. Son Usuarios Autoproductores los Usuarios que dentro de sus instalaciones internas poseen equipos de generación de energía eléctrica, con o sin sistemas de almacenamiento de energía, capaces de operar en paralelo con la red. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **114** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--|---|--|-------------|--|
| | | | los usuarios autoproductores descritos en el literal B podrán inyectar a la red energía que haya sido producida por los equipos de generación de energía del mismo usuario autoproductor." | | | |
| 65 | RLGIE | 48 Inyección de excedentes | aclarar si este no se trata de un mecanismo orientado a la optimización de la operación del SIN. Además, se sugiere explicar la razón para imponer esta limitación, considerando | • En relación con el inciso C de este artículo, se recomienda aclarar si este no se trata de un mecanismo orientado a la optimización de la operación del SIN. Además, se sugiere explicar la razón para imponer esta limitación, considerando que previamente se ha señalado la posibilidad de aplicar el arbitraje. | AHPEE | Se elimina la propuesta de restricción del inciso C, por lo tanto, el artículo 48 del reglamento no se modificará. |
| 66 | | • . | Indicar que criterios aplicaran para los Autoproductores conectados en alta tensión | Indicar que criterios aplicaran para los Autoproductores conectados en alta tensión | AHPEE | El literal C del artículo trata a los Usuarios que poseen equipos de generación y estén conectados a la red de transmisión. Este caso no se ha cambiado. |
| 67 | RLGIE | 50 Verificación y control. | procedimiento de sanción. Se recomienda que las obligaciones sean claras y se relacionen directamente en este artículo. Por ejemplo, podría indicarse que las obligaciones definidas en la normativa X y Y serán consideradas incumplimientos conforme a los artículos correspondientes. • En relación con el inciso B, si se implementa la medición bidireccional, se sugiere que esta sea revisada mensualmente y que se realicen los ajustes correspondientes de manera oportuna. Si los ajustes se acumulan, podría considerarse una | En el inciso A de este artículo no se establece un procedimiento de sanción. Se recomienda que las obligaciones sean claras y se relacionen directamente en este artículo. Por ejemplo, podría indicarse que las obligaciones definidas en la normativa X y Y serán consideradas incumplimientos conforme a los artículos correspondientes. En relación con el inciso B, si se implementa la medición bidireccional, se sugiere que esta sea revisada mensualmente y que se realicen los ajustes correspondientes de manera oportuna. Si los ajustes se acumulan, podría considerarse una negligencia por parte de la distribuidora o de quien realice tales balances y ajustes | AHPEE | Con independencia de las facultades sancionatorias de la CREE y su proceso de sanción, este artículo trata sobre medidas que no son multas administrativas. Se agregará en el literal B, un plazo máximo de recuperación que incentive la debida diligencia de la empresa distribuidora. |
| 68 | ROM | 64 Obligación de proveer el servicio | Artículo 64. Obligación de proveer el servicio. Todas las unidades generadoras 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. Tanto las centrales de generación híbridas, como los sistemas de almacenamiento autónomo deberán contribuir al servicio de control de frecuencia. Los sistemas de generación que son incapaces para brindar el servicio por limitaciones técnicas, deberán | Debido a que los sistemas de almacenamiento se desean incorporar todas las disposiciones aplicables al Agente Productor, este se encuentra en la obligación de contribuir a los servicios complementarios. Asimismo se establece que las centrales generadoras que por limitaciones técnicas no pueden prestar los servicios complementarios, deberán compensar al Mercado a las centrales generadoras que provean dicho servicio adicional a su requerimiento obligatorio. | CND | La propuesta regulatoria puesta en consulta no incluye la figura de Sistema de Almacenamiento de Energía Autónomo. Los SAE autónomos requieren de un análisis dentro del marco regulatorio actual debido a su dualidad operativa: consumen energía de la red para cargarse y descargan esa energía para inyectarla al sistema. Esta característica dual no está aún definida ni regulada explícitamente en la normativa vigente. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **115** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|--|--|---|-------------|---|
| | | | que sean capaces de ofrecer una cantidad de reserva mayor a la exigida, de acuerdo con la NT-SSCC. | | | |
| 69 | ROM | _ | · · · · · | Se recomienda explicar por qué los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en transmisión no están considerados en este caso. | АНРЕЕ | Esa obligación sigue siendo válida para las centrales híbridas en cuanto son centrales de generación y por eso no es necesaria una modificación. En tanto, los SAE de Transmisión están exentos de esta obligación al igual que todos los activos de transmisión. |
| 70 | ROM | 67 Reserva Fría | · | Se recomienda aplicar un comentario similar al de la definición de "Reserva Fría" Especificar cómo se liquidará este servicio. | AHPEE | El período de quince minutos no es objeto de los cambios o propuestas de la presente consulta pública. |
| 71 | RT | 69 Clasificación de los activos regulatorios | • En cuanto a los activos regulatorios, se hace referencia únicamente a los dedicados a la actividad de Distribución. Se | En cuanto a los activos regulatorios, se hace referencia únicamente a los dedicados a la actividad de Distribución. Se recomienda aclarar por qué no se consideran los activos regulatorios de Transmisión. | AHPEE | De acuerdo, se aclarará que los SAE que son parte de la BAR solo se pueden utilizar para actividades de transporte, sea transmisión o distribución. |
| 72 | ROM | 71 OBLIGACIÓN DE PROVEER EL SERVICIO. | Energía (SAE) en transmisión no tendrán esta obligación debido a que no son considerados agentes. Además, se | • Es importante aclarar si los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en transmisión no tendrán esta obligación debido a que no son considerados agentes. Además, se recomienda revisar la redacción para asegurar que esté claro si la obligación recae sobre el recurso o sobre el agente. | AHPEE | No, los SAE de Transmisión deben ser sólo en actividades de transmisión y no participar en el resto de los mercados potencialmente competitivos, de manera de no traspasar poder monopólico desde el negocio regulado al no regulado (energía y servicios complementarios). No obstante, lo anterior estará siendo sujeto de revisión y análisis. La obligación claramente recae en los recursos de generación: "Los recursos de generación propiedad de Agentes del MEN están obligados a participar en el control de voltaje" Al dar la obligación a los recursos de generación, se excluye automáticamente de la obligación a los SAE de transmisión. No obstante, el artículo 71 del ROM establece lo siguiente: "Las Empresas Transmisoras deberán mantener disponibles la totalidad de los equipos con capacidad para la regulación de voltaje en su red, tales como transformadores de potencia con cambiadores de tomas, y equipos de compensación de potencia reactiva inductiva y capacitiva, de manera que |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **116** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|-----------------------|--|--|---|-------------|--|
| | | | | | | puedan ser conectados, desconectados, o regulados siguiendo las instrucciones del ODS dependiendo de las necesidades en el SIN. |
| 73 | ROM | 74Guía de Restablecimien to del Servicio. | SAE si este no aportará al SIN. En una planta típica, el arranque en negro se justifica porque la planta puede enviar señales o tomar carga y cuenta con los sistemas de control necesarios. | | AHPEE | La intención es que pueda utilizarse los SAE de centrales híbridas como fuente de generación para arranque negro. En este sentido el SAE si aportará al sistema. |
| 74 | Reglamento Tarifas | 95 Ajuste del valor de las Unidades Constructivas | Almacenamiento de Energía según su tecnología, se recomienda verificar contra el Reglamento para confirmar que se incluya la recuperación de la inversión en el SAE. • En cuanto al índice de precios de insumo principal, dado que el BCH publica el IPC pero no tiene uno específico para los SAE, parece conveniente mantener el IPC sin calificativo. Se podría | En los costos de insumo principal de los Sistemas de Almacenamiento de Energía según su tecnología, se recomienda verificar contra el Reglamento para confirmar que se incluya la recuperación de la inversión en el SAE. En cuanto al índice de precios de insumo principal, dado que el BCH publica el IPC pero no tiene uno específico para los SAE, parece conveniente mantener el IPC sin calificativo. Se podría utilizar el IPC del mes inmediato anterior cuando se aplique, o el último publicado por el BCH. | AHPEE | El mecanismo para lograr la recuperación de la inversión es precisamente incluir los SAE en la base de activos regulatorios y permitir el ajuste del valor de unidades constructivas en el tiempo. El índice de precios para el insumo principal de los SAE no se refiere a ninguno publicado por el BCH sino que a un índice de precios disponible internacionalmente para esos insumos (por ej.: precio de baterías de litio). El detalle de qué índice de precio se utilizará se deja para que lo sugiera la firma consultora que deberá contratar la empresa distribuidora o transmisora, en consideración de la tecnología del SAE del que se requiera ajustar el valor de la unidad constructiva. |
| 75 | ROM | 101 Comunicación de contratos al ODS. | "SE PROPONE REFORMA AL ARTÍCULO 102 DEL ROM. Artículo 102. Liquidación de los contratos de energía y transacciones en el Mercado de Oportunidad. El ODS liquidará mensualmente las transacciones de energía en cada hora considerando los Precios Nodales resultado del Posdespacho, los contratos de energía vigentes entre Agentes del MEN y la energía medida en los nodos del Sistema Principal de Transmisión y puntos de conexión de los Agentes del MEN El ODS calculará para cada sistemas de almacenamiento que opera como un activo de la empresa transmisora la energía inyectada y la energía retirada del SAE y valorizará para cada periodo de mercado dicha energía al Precio Nodal del Sistema Principal de Transmisión al que esté asociado dicho sistema de almacenamiento. La liquidación de estas inyecciones o retiros | Una medida correcta para esta valorización, es que las inyecciones y retiros sean contabilizados para cada periodo de mercado al costo marginal de la barra del sistema principal de transmisión al que está asociado y se calculen excedentes o retiros similar a un Productor. Y estos montos que son contabilizados por el Operador del Sistema serán acreditados o descontados al Ingreso Variable de Transmisión a percibir por la Empresa Transmisora." | CND | La propuesta establece que la liquidación de las inyecciones y retiros de un SAE de transmisión recibirán el mismo tratamiento que para cualquier otro elemento de transmisión, solo que en lugar de una consideración de ubicación (nodal) solamente, también debe hacerse consideración temporal (período de tiempo en que ocurre la carga y descarga). Esta consideración se incorporó en el artículo 166 del Reglamento de Tarifas, y será desarrollado comercialmente en la Norma Técnica de Liquidaciones que está trabajando la CREE. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **117** de **121**



| N° | Reglamento o Norma | Articulo | Comentario | Justificación | Institución | Respuesta CREE |
|----|--------------------|---|---|--|-------------|--|
| 76 | RT | 173 Forma del cálculo de los Peajes de Transmisión | importante aclarar quién pagará esa potencia y energía. Respecto al descuento de la potencia de carga en horario punta para los SAE de Transmisión conectados a 138 kV, esta disposición debería ser general, ya que la propiedad no | En cuanto al descuento de la potencia de carga, es importante aclarar quién pagará esa potencia y energía. Respecto al descuento de la potencia de carga en horario punta para los SAE de Transmisión conectados a 138 kV, esta disposición debería ser general, ya que la propiedad no siempre será de la transmisora. Se recomienda que se aplique un texto similar para las demás tensiones. | AHPEE | La propuesta es adecuada para remunerar activos de transmisión asignando el peaje a los causantes de la potencia de uso de cada elemento de la red. La energía de carga y descarga de un SAE de transmisión se remunera como un costo de operación y mantenimiento del activo. Lo que pretende la modificación propuesta es que la potencia de carga no afecte el cálculo del peaje, ya que se trata de una potencia retirada por el mismo transmisor para cargar su SAE. Esto se verá reflejado en la revisión de la Norma Técnica de Liquidaciones que está trabajando la CREE. |
| 77 | RT | 198 Fórmula de ajuste de las Unidades Constructivas. | circunstancias y en qué momentos tomará un valor mayor que | \bullet En referencia a $\partial 5$: 0%, se recomienda especificar bajo qué circunstancias y en qué momentos tomará un valor mayor que cero. | AHPEE | El artículo 198, con las disposiciones transitorias del reglamento de tarifas, establece las ponderaciones para el primer cálculo tarifario que se desarrolle con el reglamento. Se propone un valor de 0% porque no hay actualmente SAE en las redes del SIN. |
| 78 | RT | 201 Vida Útil Regulatoria de los Activos. | Energía: 20 años, este tiempo no aplica para aquellas tecnologías de almacenamiento tales como planta hidroeléctricas reversibles o similares. | La vida útil de plantas hidroeléctricas reversibles es normalmente mayor y asimilable a aquellas de plantas hidroeléctricas de gran tamaño, que, en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, Arc. 10, Literal C se cuantifica en 50 años. | | El propósito de este artículo es establecer la vida útil de diferentes tipos de activos que son parte de la Base de Activos Regulatorios de empresas transmisoras y distribuidoras, para el primer cálculo tarifario (es parte de disposiciones transitorias). La propuesta de 20 años refleja características actuales de tecnologías que pueden ser utilizadas como activos de transmisión o distribución. No es el objetivo del artículo ni de la propuesta regulatoria proponer vida útil de activos de generación. |
| 79 | RT | 201 Vida Útil Regulatoria de los Activos. | recomienda aclarar bajo qué escenario se estimó esta vida útil. La vida útil de los SAE con baterías, que se espera sean instalados en el país, depende de los ciclos de carga y | • En cuanto a la vida útil de 20 años para los SAE, se recomienda aclarar bajo qué escenario se estimó esta vida útil. La vida útil de los SAE con baterías, que se espera sean instalados en el país, depende de los ciclos de carga y descarga. Con los escenarios actuales, parece que la duración podría ser menor. | AHPEE | El propósito de este artículo es establecer la vida útil de diferentes tipos de activos que son parte de la Base de Activos Regulatorios de empresas transmisoras y distribuidoras, para el primer cálculo tarifario (es parte de disposiciones transitorias). La propuesta de 20 años refleja características actuales de tecnologías que pueden ser utilizadas como activos de transmisión o distribución. En estudios tarifarios posteriores, la vida útil de los activos se determinará en los respectivos estudios tarifarios. |

Anexo III: Comentarios recibidos y no admisibles

| N° | Reglamento o Norma | Artículo | Comentario | Justificación | Institución | Justificación |
|----|--------------------|----------|--|--|-------------|---------------------|
| 1 | No identificado | 2 Siglas | SAE Sistema de Almacenamiento de Energía | SAE Sistema de Almacenamiento de Energía | HGPC | No se identificó la |
| | | | | | | propuesta de |
| | | | | | | modificación. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **118** de **121**



| 2 | RLGIE | 2 Siglas | arbitraje de energía; en su lugar, se enfatizan ciertas limitaciones. Se recomienda especificar claramente el propósito del arbitraje dentro del contexto del documento. • Se recomienda desarrollar y detallar el mecanismo de arbitraje propuesto. Esto incluiría definir su funcionamiento, las reglas aplicables, así como identificar al responsable y a los participantes involucrados en el proceso. • Se menciona la posibilidad de cargar el SAE con energía proveniente del SIN. Esto podría generar dudas sobre la existencia de incentivos. Se recomienda aclarar cómo se gestionará el SAE de transmisión, considerando que esta actividad no está asociada a la generación de energía. | especificar claramente el propósito del arbitraje dentro del contexto del documento. • Se recomienda desarrollar y detallar el mecanismo de arbitraje propuesto. Esto incluiría definir su funcionamiento, las reglas aplicables, así como identificar al responsable y a los participantes involucrados en el proceso. • Se menciona la posibilidad de cargar el SAE con energía proveniente del SIN. Esto podría generar dudas sobre la existencia de incentivos. Se recomienda aclarar cómo se gestionará el SAE de transmisión, considerando que esta actividad no está asociada a la generación de energía. • Se recomienda sustituir la palabra "sistema" por "SIN" en todo el | AHPEE | No se refiere al artículo sobre Siglas. |
|---|-------|--|--|---|------------|--|
| 3 | ROM | 3 Siglas | En el texto explicativo del ROM, es importante cambiar el término "Recurso de Generación" ya que este término puede llevar a confusión. Generalmente, se entiende que el recurso es aquello que se utiliza para producir energía eléctrica. Por ejemplo, en el Decreto 70/2007 se hace referencia a la "Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables." Se recomienda utilizar otra denominación más clara para evitar malentendidos. Para simplificar, se recomienda indicar únicamente las siglas que se adicionan y las que se modifican. | En el texto explicativo del ROM, es importante cambiar el término "Recurso de Generación" ya que este término puede llevar a confusión. Generalmente, se entiende que el recurso es aquello que se utiliza para producir energía eléctrica. Por ejemplo, en el Decreto 70/2007 se hace referencia a la "Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables." Se recomienda utilizar otra denominación más clara para evitar malentendidos. Para simplificar, se recomienda indicar únicamente las siglas que se adicionan y las que se modifican. | AHPEE | No se refiere al artículo sobre siglas. Hace referencia a la forma de presentación (forma) de los artículos para consulta pública, pero no al contenido del artículo puesto en consulta pública. |
| 4 | NT-PF | 7 Clasificación de centrales generadoras | | Es necesaria la ampliación de las clasificaciones, por lo cual se propone la siguiente | Hidrosolar | No se identifica la justificación. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **119** de **121**



| | | | generadoras a las que se les ha asociado un sistema de | | | |
|---|-------|--|--|---|-------|---|
| | | | almacenamiento." | | | |
| 5 | NT-PO | 9 Definición del período de máximo requerimiento térmico | Se recomienda confirmar que esta discretización aplica tanto para la programación de corto plazo como para el sistema de largo plazo, utilizando 5 bloques por día para optimizar el tiempo de procesamiento de los escenarios. | | AHPEE | Inadmitido. |
| 6 | NT-IV | generación | a) Los PMU (Phasor Measurement Units) o sincrofasores recopilan información de eventos que deben ser remitidos al Operador del Sistema. Esta información es analizada en la dependencia de seguridad operativa para determinar el origen de fallas. b) El sistema de almacenamiento de la información de estos eventos debe ser gestionado por el Operador del Sistema, quien integrará toda la información de eventos para proporcionar una visión completa del SIN. La información se almacena en el Phasor Data Concentrator (PDC). c) Los PMU deben tener una sincronización precisa de la estampa del tiempo bajo el código IRIG-B. Esta precisión es indispensable para realizar análisis exactos y obtener conclusiones útiles para el SIN. Por lo tanto: 1. La cantidad de muestras por ciclo debe ser consignada en los PMU. 2. La sincronización del tiempo debe ser precisa en cada PMU. 3. La capacidad de almacenamiento de datos debe ser requerida al Operador del Sistema. | a) Los PMU (Phasor Measurement Units) o sincrofasores recopilan información de eventos que deben ser remitidos al Operador del Sistema. Esta información es analizada en la dependencia de seguridad operativa para determinar el origen de fallas. b) El sistema de almacenamiento de la información de estos eventos debe ser gestionado por el Operador del Sistema, quien integrará toda la información de eventos para proporcionar una visión completa del SIN. La información se almacena en el Phasor Data Concentrator (PDC). c) Los PMU deben tener una sincronización precisa de la estampa del tiempo bajo el código IRIG-B. Esta precisión es indispensable para realizar análisis exactos y obtener conclusiones útiles para el SIN. Por lo tanto: 1. La cantidad de muestras por ciclo debe ser consignada en los PMU. 2. La sincronización del tiempo debe ser precisa en cada PMU. 3. La capacidad de almacenamiento de datos debe ser requerida al Operador del Sistema. | AHPEE | No se refiere al contenido del artículo y su modificación. |
| 7 | NT-PO | 11.5 Modelo | • En la sección 11.5 Modelo, respecto a los datos de generación horaria para los parques de generación eólica y solar fotovoltaica, centrales generadoras híbridas y centrales de generación hidroeléctrica de pasada, es importante aclarar quién debe proveer esos datos y quién será responsable de su aprobación o validación. | • En la sección 11.5 Modelo, respecto a los datos de generación horaria para los parques de generación eólica y solar fotovoltaica, centrales generadoras híbridas y centrales de generación hidroeléctrica de pasada, es importante aclarar quién debe proveer esos datos y quién será responsable de su aprobación o validación. | AHPEE | Inadmisible. Lo mencionado no es objeto de la consulta pública. |
| 8 | ROM | 23 Herramienta de modelo para la Planificación Operativa de Largo Plazo. | | • Se rec | AHPEE | No tiene contenido ni justificación. |

Consulta Pública CREE-CP-04-2024 Página **120** de **121**



| 9 | RLGIE | 27 Incorporación de | El ODS/CND podrá incorporar la consideración de Sistemas de | El ODS/CND podrá incorporar la consideración de Sistemas de | HGPC | Inadmisible. No incluye |
|---|-------|-----------------------|---|--|------|-------------------------|
| | | Sistemas de | Almacenamiento de Energía como alterna Ovas para la | Almacenamiento de Energía como alterna Ovas para la expansión y | | justificación. |
| | | Almacenamiento de | expansión y fortalecimiento de la Red de Transmisión, | fortalecimiento de la Red de Transmisión, orientados a op⊖mizar los | | |
| | | Energía en el Plan de | orientados a op@mizar los costos de inversión, operación y | costos de inversión, operación y miOgación de incidencias dentro del | | |
| | | Expansión de la Red | miOgación de incidencias | SIN. | | |
| | | | dentro del SIN. | | | |

^{*}La redacción de las columnas denominadas "Comentario" y "Justificación" mantienen la redacción integra de los usuarios que participaron en la consulta pública.