



RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 06 de septiembre de 2022

TRÁMITE: Modificación de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme" propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme" para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de conformidad al Anexo de la presente Resolución; Revocar las Resoluciones AE N° 0226/2012 de 27 de abril de 2012 y N° 317/2015 de 23 de junio de 2015; disponer la remisión de una copia de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energías; e instruir a la Unidad de Gestión Estratégica (UGE) de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) que de acuerdo a lo establecido en el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, concordante con el artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo y con el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, proceda con la publicación de la presente Resolución por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional.

VISTOS:

La Resolución AE N° 0226/2012 de 27 de abril de 2012; la Resolución AE N° 317/2015 de 23 de junio de 2015; la nota con Registro N° 17561 de 18 de diciembre de 2018; la nota con Registro N° 14127 de 26 de agosto de 2022; la Sesión de Representantes al Comité N° 462/2022 de 02 de septiembre de 2022; la nota con Registro N° 14606 de 02 de septiembre de 2022; la nota con Registro N° 14650 de 05 de septiembre de 2022; la nota con Registro 14710 de 06 de septiembre de 2022; el Informe AETN-DPT N° 537/2022 de 06 de septiembre de 2022; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente y:

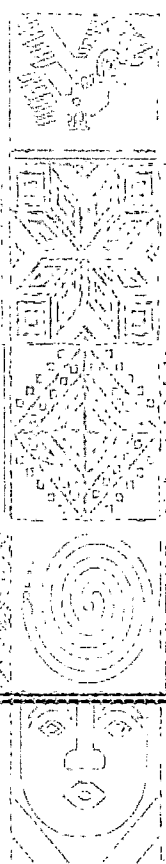
CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N° 0226/2012 de 27 de abril de 2012, se aprobó la modificación propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (en adelante CNDC) de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme".

Que mediante Resolución AE N° 317/2015 de 23 de junio de 2015, se aprobó la modificación propuesta por el CNDC de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", aprobado mediante Resolución AE N° 0226/2012 de 27 de abril de 2012.

Que mediante nota recibida en la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) con Registro N° 17561 de 18 de diciembre de 2018, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) solicitó información para la Consultoría "Estudio para la determinación de la potencia firme en el mercado eléctrico mayorista boliviano", a ser elaborado por la Consultora PSR Soluções e Consultoria em Energia (PSR).

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 14127 de 26 de agosto de 2022, el CNDC remitió la respuesta de la Consultora PSR a las observaciones





RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

presentadas por las empresas CECBB S.A., COBEE S.A., HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA S.A., SYNERGIA S.A. y ENDE GUARACACHI S.A., al estudio de Consultoría "Determinación de Potencia Firme".

Que en Sesión N° 462/2022 de 02 de septiembre de 2022, el Comité de Representantes al CNDC aprobó la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme".

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 14606 de 02 de septiembre de 2022, el CNDC remitió a ésta Autoridad la Propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2, solicitando la aprobación del mismo.

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 14650 de 05 de septiembre de 2022, el CNDC remitió entre otras el Informe N° 28/22 de 23 de agosto de 2022, de Propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2.

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro 14710 de 06 de septiembre de 2022, el CNDC remitió entre otras, la Resolución CNDC 462/2022-3 de 02 de septiembre de 2022 del Comité de Representantes al CNDC, que aprobó el Informe N° 28/22 de 23 de agosto de 2022, de Propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme".

Que mediante Informe AETN-DPT N° 537/2022 de 06 de septiembre de 2022, en mérito al análisis efectuado, se estableció que corresponde aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme" para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de conformidad al Anexo; Revocar las Resoluciones AE N° 0226/2012 de 27 de abril de 2012 y N° 317/2015 de 23 de junio de 2015; disponer la remisión de una copia de la Resolución emergente del Informe al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energías.

CONSIDERANDO: (Marco Legal)

Que el artículo 378 de la Constitución Política del Estado de 07 de febrero de 2009, dispone:

"I. Las diferentes formas de energía y sus fuentes constituyen un recurso estratégico, su acceso es un derecho fundamental y esencial para el desarrollo integral y social del país, y se regirá por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del medio ambiente.

II. Es facultad privativa del Estado el desarrollo de la cadena productiva energética en las etapas de generación, transporte y distribución, a través de empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas, empresas privadas, y empresas comunitarias y sociales, con participación y control social. La cadena productiva energética no podrá estar sujeta exclusivamente a intereses privados ni podrá concesionarse. La participación privada será regulada por la ley."



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

Que el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, dispone: *“Aprobar y controlar, cuando corresponda, los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la Industria Eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional.”*

Que el artículo 18 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, crea el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), como responsable de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Que el artículo 34 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo (LPA) de 23 de abril de 2002, dispone: *“Los actos administrativos serán objeto de publicación cuando así lo establezcan las normas de cada procedimiento especial o cuando lo aconsejen razones de interés público. La publicación se realizará por una sola vez en un órgano de prensa de amplia circulación nacional o en su defecto cuando corresponda, en un medio de difusión local de la sede del órgano administrativo.”*

Que el artículo 1 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, define:

“Norma Operativa. Es la Norma elaborada por el Comité y aprobada por la Superintendencia de Electricidad para establecer los procedimientos y metodologías de detalle para operar el sistema y administrar el Mercado, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento”.

Que el inciso h) del artículo 3 del ROME, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008, establecen como función del CNDC, proyectar Normas Operativas, obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del Mercado.

Que el artículo 4 del ROME, señala lo siguiente: *“Las Normas Operativas que este Reglamento u otro Reglamento de la Ley de Electricidad definan como de elaboración obligatoria por el Comité dentro de los principios y criterios establecidos en el marco legal correspondiente, deberán cumplir el siguiente procedimiento para su aprobación:*

- a) *El Comité elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará a la Superintendencia con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos para su conocimiento.*
- b) *La Superintendencia analizará y aprobará el proyecto dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, periodo en el cual podrá requerir al Comité las modificaciones que considere necesarias, mismas que serán remitidas con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos. (...).”*

Que el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga - CNDC, aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008, establece lo siguiente:

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022, Página 3 de 23



Autoridad de Fiscalización de
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

"Las funciones de los Miembros del CNDC, son las siguientes:

(...) n) Elaborar proyectos de normas operativas obligatorias para los agentes del mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el SIN y administrar el mercado de acuerdo a lo establecido en la Ley de Electricidad y sus reglamentos; (...)."

Que el artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establece entre las competencias de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) las siguientes:

- "b) Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.*
- c) Implementar los aspectos relativos a la regulación; control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.*
- d) Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros de acuerdo a la normativa vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible y sea pública.*
- m) Requerir a las personas naturales o jurídicas y otros entes relacionados al sector de electricidad, información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y publicar estadísticas sobre las actividades de los sectores.*
- n) Otras atribuciones que le señalen normas aplicables de igual o mayor jerarquía."*

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que mediante Informe AETN-DPT N° 537/2022 de 06 de septiembre de 2022, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, estableció lo siguiente:

"(...) 3. ANTECEDENTES DE LA MODIFICACIÓN DE LA NORMA OPERATIVA N° 2

En Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en el marco de sus competencias generó el Informe N° 28/22 de 23 de agosto de 2022, de Propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", que fue aprobado por el Comité de Representantes al CNDC mediante Resolución CNDC 462/2022-3-02 de septiembre de 2022.

El Informe N° 28/22 de 23 de agosto de 2022, en el numeral 1 (ANTECEDENTES), detalla la motivación y los actuados para la modificación Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", exponiendo lo siguiente:

"(...) En fecha 12 de septiembre de 2018, con nota EGSA/GG-C868/GN-477-2018, ENDE GUARACACHI presentó sus observaciones al informe de la programación de Mediano Plazo noviembre 2018 - octubre 2022, manifestando lo siguiente: "ENDE GUARACACHI considera que el procedimiento utilizado por la Norma Operativa N°2, presenta inconsistencias en la aplicación de los artículos

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022, Página 4 de 23



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

55, 56 y 57 del ROME, lo que a su vez genera perjuicios económicos a los generadores termoeléctricos. Por lo expuesto, solicitamos al CNDC realizar una revisión exhaustiva de los puntos señalados y considere la modificación correspondiente a la Norma Operativa N° 2".

En la sesión N° 401 del Comité de Representantes, llevada a cabo en fecha 13 de septiembre de 2018, se recomendó lo siguiente: "En base a las observaciones realizadas por ENDE GUARACACHI, los Representantes del Comité, solicitan al CNDC realizar una consultoría que permita establecer el método de cálculo de la Potencia Firme y que considere las características actuales del parque generador del SIN".

Mediante Resolución CNDC 403/2018-4, con base al informe CNDC 62/18 y considerando los Términos de Referencia contenidos en el mismo, el Comité de Representantes al CNDC, autorizó el inicio del proceso de la contratación de los servicios del citado estudio de consultoría.

Mediante Resolución CNDC 405/2018-9, con base al informe CNDC 75/18, el Comité de Representantes al CNDC, autorizó que el citado estudio de consultoría, sea adjudicado a la Consultora PSR.

En fecha 14 de diciembre de 2018, el CNDC suscribe el contrato CNDC 25/AL/2018 con la consultora PSR, con el objetivo de realizar un estudio técnico que permita establecer el procedimiento para determinar la Capacidad Garantizada Hidroeléctrica, Capacidad Garantizada Termoeléctrica y la correspondiente asignación de Potencia Firme, que se ajuste a los principios y objetivos contenidos en la Ley de Electricidad y sus Reglamentos, de manera tal, de precautelarse que el suministro de la demanda, se realice en forma segura, confiable y a mínimo costo.

En la sesión No 457 de fecha 31 de mayo de 2022, se explicó a los Representantes al CNDC que, por motivos de pandemia y problemas sociales, no se llegó a concluir el estudio de Consultoría que fue contratado a la Consultora PSR. Los Representantes al CNDC, manifestaron su conformidad con retomar la consultoría y solicitaron que, una vez obtenidos los resultados, se comparta con todos los agentes del mercado eléctrico, para su revisión correspondiente.

Para retomar el servicio de consultoría del estudio para la determinación de la Potencia Firme en el Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano, en fecha 3 de junio de 2022, se suscribió el contrato modificadorio CM N° 1 CONTRATO CNDC 025/AL/2018, mediante el cual, se modificó el plazo para la conclusión del servicio de consultoría y la consideración del periodo mayo - octubre 2022 para la realización del ejemplo de cálculo de asignación de Potencia Firme.

En fecha 7 de agosto de 2022, la consultora PSR envió el Informe Final de Consultoría que fue puesto a conocimiento de los Agentes Generadores (Termoeléctricos e Hidroeléctricos) y autoridades del Sector Eléctrico, para su correspondiente revisión y análisis.

En fecha 12 de agosto de 2022, la consultora PSR realizó la presentación virtual del Informe Final de consultoría "Determinación de Potencia Firme para el

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022, Página 5 de 23

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano", al VMEEA, AETN y los Agentes Generadores.

En fechas 15 y 16 de agosto de 2022, los Agentes Generadores CECBB S.A., COBEE S.A., HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA S.A., GUABIRÁ ENERGÍA S.A., SYNERGIA S.A. y ENDE GUARACACHI S.A., enviaron sus observaciones al citado Informe Final.

En fecha 22 de agosto de 2022, se envió a los Agentes las respuestas del consultor a las observaciones recibidas; asimismo, se remitió a todos los Agentes Generadores la emisión del Informe Final - Revisión 1 entregado por PSR.(..)"

Lo expuesto, demuestra que el CNDC producto de la observación presentada por ENDE GUARACACHI S.A. al Informe de la Programación de Mediano Plazo (PMP) noviembre 2018 - octubre 2022, en el marco del inciso h) del artículo 3 del ROME, que instruye a:

"Elaborar Normas Operativas, obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del Mercado de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento. (...)",

Procedió a la revisión y la modificación de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme" que fue aprobada por el Comité de Representantes al CNDC, mediante Resolución CNDC 462/2022-3 de 02 de septiembre de 2022.

3.2 ANÁLISIS DEL CNDC A LA MODIFICACIÓN DE LA NORMA OPERATIVA N° 2

El CNDC en el numeral 2 del Informe N° 28/22 de 23 de agosto de 2022, de propuesta de modificación de Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", presentó el análisis respecto a la modificación de la citada Norma Operativa, el cual señala lo siguiente:

"La empresa consultora PSR, realizó el estudio técnico requerido, con el objetivo de establecer el procedimiento que permita determinar la Capacidad Garantizada Hidroeléctrica, Capacidad Garantizada Termoeléctrica y la correspondiente asignación de Potencia Firme, que se ajuste a los principios y objetivos contenidos en la Ley de Electricidad y sus Reglamentos, de manera tal, de precautelar que el suministro de la demanda, se realice en forma segura, confiable y a mínimo costo.

Es importante indicar que, en dicho estudio, PSR consideró en su análisis la observación presentada por ENDE GUARACACHI al procedimiento que es utilizado por la Norma Operativa N° 2 vigente, relacionado con la presencia de inconsistencias en la aplicación de los artículos 55, 56 y 57 del ROME, argumentando que dicho aspecto estaría ocasionando una mala asignación de potencia firme a los generadores termoeléctricos.

Se resalta que, para el análisis y revisión de la Norma Operativa N° 2, el CNDC proporcionó a PSR el contenido de la información proporcionada por COBEE en fecha 25 de marzo de 2022, mediante nota L-SDC-0255-2022, a través de la cual, hizo llegar al CNDC informes elaborados por las empresas consultoras SYNEX Ingenieros Consultores Ltda y Grupo Mercados Energéticos Consultores, en los que se hace referencia a que la estadística hidrológica y distribución log normal,

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022, Página 6 de 23



RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

así como, el uso de unidades térmicas ficticias, que considera el procedimiento de la actual Norma Operativa N° 2, debieran poder ser revisados; en dichos documentos, también se menciona la existencia de algunos vacíos regulatorios relacionados con la ubicación de la energía regulable en el lugar óptimo de la curva de duración de carga y como convertir dicha energía en potencia para el cálculo de la Potencia Firme.

En este sentido, de acuerdo con el análisis presentado por PSR en su Informe, es necesario destacar los siguientes aspectos relevantes, relacionados con la verificación y propuesta de modificación presentada por la consultora:

- **Cumplimiento del ROME:** En el Informe se indica que el Artículo 55 del ROME, establece que el objeto de la Potencia Firme, es brindar disponibilidad de capacidad efectiva de generación para garantizar la calidad y confiabilidad del suministro global del sistema eléctrico, es decir, se busca asignar potencia firme para lograr confiabilidad de generación en la condición de mayor requerimiento de demanda del sistema.

Por tal motivo, el consultor manifiesta que, la Potencia Firme, se debe determinar teniendo en cuenta la potencia que una unidad generadora o una central hidroeléctrica, puede comprometer con una determinada confiabilidad, es decir, es importante establecer primero, cual es la garantía que dicha unidad puede entregar por sí misma al sistema y posteriormente la garantía que el sistema puede obtener del conjunto de todas las unidades que conforman el parque generador, en especial para las condiciones críticas donde el sistema tenga el mayor requerimiento de demanda, buscando un nivel de confiabilidad objetivo, a partir de la Energía no Servida y/o la Probabilidad de Pérdida de Carga.

Adicionalmente, en los Artículos 56 y 57 del ROME, se indica que, la oferta hidráulica de Potencia Firme, se determinará con la potencia que se puede garantizar entre los meses de hidrología baja (mayo a octubre) en el período de punta para una condición de año seco, que corresponda a una probabilidad de excedencia y que la energía hidráulica total generada para el período mayo a octubre inclusive, se debe determinar para dicha probabilidad de excedencia adoptada y para cada central hidroeléctrica, misma que, se divide en Energía Regulable y Energía No Regulable en base las características propias de cada central y su capacidad de embalse. Por tanto, el consultor indica que, debe entenderse que la Potencia Firme de una central hidráulica en general, depende mucho más de la disponibilidad del recurso hidráulico (aportes), siendo usualmente determinada considerando mínimos aportes hidráulicos a sus embalses; asimismo, indica que depende de las características de su embalse y la capacidad de regulación del mismo, aspecto que si bien, está reflejado en la reglamentación, no se ve reflejado en la metodología usada actualmente (Norma Operativa N°2 actual).

- **Sobre el análisis de comportamiento hidrológico:** Tal como el consultor indica en el Informe, uno de los problemas que tiene la metodología usada actualmente, es la forma empleada para determinar la disponibilidad del recurso hidráulico (aportes), pues no permite determinar la responsabilidad individual a la confiabilidad, incluso analizando los gráficos de los percentiles, se pudo verificar que, los datos son bastante diferentes de una distribución log-normal, principalmente en las colas de

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022, Página 7 de 23



Autoridad de Fiscalización de
Electricidad y Tecnología Nuclear

ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

la distribución (relativos a eventos extremos), aspecto que, es en esencia importante para adoptar la probabilidad de excedencia que establece el ROME.

El consultor, resalta que de acuerdo a lo establecido en el Artículo 55 del ROME, la disponibilidad que puede ofertar una central hidroeléctrica, depende de su componente aleatorio hidrológico (aportes de caudal) y de su mantenimiento, por lo que, es importante que el análisis que permita identificar el comportamiento de los caudales a partir de toda la información histórica que es proporcionada por los Agentes, de tal forma que, el tratamiento estadístico de los datos de series de caudales, no se vea influenciado por condiciones externas al comportamiento de los propios caudales, por lo que, resulta mejor evaluar dicho comportamiento de forma independiente, en lugar de usar series de energía para obtener caudales equivalentes que aplica la metodología usada actualmente.

- Sobre la metodología propuesta: El consultor describe en el numeral 3 de su Informe que, la fundamentación teórica del modelo de Boiteux, se ajusta muy bien al modelo de Mercado que se tiene definido en el ROME y manifiesta como debe entenderse este aspecto para el caso de Bolivia, donde se tiene un cargo explícito de capacidad y debe enfrentarse la problemática de asignación de cantidad y precio para la remuneración de potencia. Asimismo, en el informe se describe la importancia de reconocer porqué se quiere un cargo de capacidad, indicando también que se debe en definitiva buscar la forma de "aproximar" el parque a la situación adaptada y a la vez reconocer que lo que se busca, es una adaptación en las condiciones críticas del sistema, ya sea abastecimiento de la demanda de punta, o abastecimiento en períodos de oferta crítica (periodo de punta).

El consultor, aclara que al igual que la metodología que se usa actualmente, la metodología propuesta, no clasifica unidades de generación en función de sus "decisiones de inversión", puesto que, se entiende que, en el cálculo de la Potencia Firme, se deben considerar las instalaciones disponibles para la oferta de generación en el MEM. Asimismo, indica que, por el contrario, con la metodología propuesta es posible identificar cual es la garantía que las unidades generadoras pueden entregar al sistema en las condiciones críticas de operación, donde incluso todo el parque generador se encuentra operando.

Según se indica en el Informe, con el uso de la metodología propuesta, es posible reducir asimetrías en la asignación de potencia firme, principalmente en los casos cuando existen condiciones en las que la demanda se vea deprimida.

En este sentido, de acuerdo con el análisis efectuado al Informe Final enviado por la consultora PSR y a la propuesta de modificación de la Norma Operativa N°2 que se encuentra contenida en el punto 8 del citado Informe, corresponde indicar que, dicha propuesta de modificación de Norma Operativa, no presenta incompatibilidades con la Ley de Electricidad N° 1604, ni con el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, por lo que, puede ser aplicable en el MEM.

Con base al citado informe final, se adjunta la propuesta de modificación de Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme". Asimismo, se adjunta el documento que contiene la comparación de la Norma Operativa N° 2 Vigente con la correspondiente propuesta de modificación."

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022, Página 8 de 23



RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 06 de septiembre de 2022

3.3. ANÁLISIS DE LA AETN A LA MODIFICACIÓN DE LA NORMA OPERATIVA N° 2

El CNDC propone una nueva metodología que se basa en el uso del modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) para determinar el despacho y colocación óptima de la energía regulable y no regulable, pero que además permite una asignación de Potencia Firme más adecuada.

La metodología de cálculo propuesta es conocida en algunos lugares como ELCC (Effective Load Carrying Capacity). Se basa en el aporte incremental o marginal que efectúa una unidad generadora para suministrar la demanda de punta y la energía en un periodo crítico, para un nivel dado de confiabilidad que puede ser una probabilidad de pérdida de carga (LOLP), una energía no suministrada (ENS) o un tiempo de falla (LOLE) del sistema eléctrico, considerando la diversidad de tecnologías existentes en el sistema eléctrico.

En otras palabras la metodología propuesta tiene como base buscar la máxima demanda continua que el sistema podría suministrar, con o sin cada componente grupo de componentes del sistema; esta metodología asignará la potencia firme preliminar de cada componente, con base a la diferencia entre la cantidad de demanda que se puede suministrar con el sistema completo de generación y la cantidad de demanda que se podría suministrar sin un determinado componente o un grupo de componentes del sistema de generación. Con la diferencia hallada entre el sistema completo y la demanda del sistema sin el componente o grupo de componentes, se constituye en la Potencia Firme que podría ser garantizada por este componente o grupo de componentes del Sistema de generación.

Asimismo, para la determinación de la potencia preliminar se lo realizará considerando una configuración de referencia para el parque instalado considerando una energía no servida (ENS) para un nivel de confiabilidad dado, el criterio adoptado es de 0.01% de la ENS. Para ello la metodología propone incrementar el perfil de demanda anual del Sistema hasta satisfacer el criterio de confiabilidad establecido.

Es importante mencionar que el método propuesto ha sido usado en Chile en el año 1986, tal como menciona PSR, pero la aplicación práctica fue complicada debido al estado del arte del procesamiento computacional de la época, situación que hoy no es una limitación.

En este sentido a continuación se analiza las modificaciones propuestas por el CNDC a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme":

NORMA OPERATIVA N° 2 VIGENTE - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012 DE 27 DE ABRIL DE 2012, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN AE N° 317/2015 DE 23 DE JUNIO DE 2015	NORMA OPERATIVA N° 2 PROPUESTA
<p>2. BASE LEGAL</p> <p>Capítulo VI del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME); Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008.</p> <p>3. DEFINICIONES</p> <p>Capacidad Garantizada Termoeléctrica: Es la potencia que una unidad termoeléctrica puede garantizar con una determinada probabilidad. Se calcula sobre la base de la capacidad efectiva en barras de generación, la temperatura máxima estimada, la tasa de salidas forzadas y las características de las demás unidades termoeléctricas.</p>	<p>2. BASE LEGAL</p> <p>Capítulo VI del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME); Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008 y Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019.</p> <p>3. DEFINICIONES</p> <p>Capacidad Efectiva: Es la potencia máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red en barras de generación, bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica en el sitio en que está instalada.</p> <p>Capacidad Efectiva Termoeléctrica: Es la capacidad efectiva</p>



RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 06 de septiembre de 2022

NORMA OPERATIVA N° 2 VIGENTE - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012 DE 27 DE ABRIL DE 2012, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN AE N° 317/2015 DE 23 DE JUNIO DE 2015	NORMA OPERATIVA N° 2 PROPUESTA
<p>Capacidad Garantizada de Centrales Hidroeléctricas: Es la capacidad correspondiente a la Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado que una central hidroeléctrica puede colocar óptimamente en la curva de duración de carga del período de punta. Esta capacidad podrá ser ajustada en el año respectivo, en función a los resultados de las pruebas de la Capacidad Efectiva efectuadas por el CNDC.</p> <p>Costo de Operación en Base Para una unidad térmica: Es el costo variable de generación que se calcula con la Temperatura Máxima Probable, precios de combustibles, consumos propios, rendimientos térmicos y costos de operación no combustibles (utilizados en la programación de mediano plazo) para la condición de régimen de operación en base. Para una central hidroeléctrica el costo de operación base es cero.</p> <p>Despacho Económico Probabilístico: Es el despacho de mínimo costo para satisfacer la Potencia de Punta. Se calcula mediante flujos de carga en corriente continua, utilizando el sistema de transmisión con las ubicaciones reales de las unidades generadoras y de los nodos de retiros de energía del sistema de medición comercial; además, se considera las condiciones de desempeño mínimo, excepto la reserva rotante y la reserva fría.</p> <p>Potencia de Punta: Es la demanda máxima de potencia del SIN, integrada en periodos de 15 minutos, registrada por el Sistema de Medición Comercial en los periodos anuales de noviembre a octubre del año siguiente.</p> <p>Potencia Firme Inicial: Es la potencia que el Despacho Económico Probabilístico asigna a una unidad generadora para cubrir la Potencia de Punta, para una Probabilidad de Cierre dada.</p> <p>Probabilidad de Cierre: Es la probabilidad aplicada a todas las unidades de generación del SIN para el cálculo de la Capacidad Garantizada y corresponde a la probabilidad de excedencia hidrológica.</p> <p>Temperatura Máxima Probable: Es equivalente a la temperatura máxima estimada calculada de acuerdo con la Norma Operativa N° 23 "Temperatura Máxima Estimada".</p>	<p>medida en barras de generación, que una unidad termoeléctrica es capaz de generar para las condiciones del sitio donde se ubica y a la Temperatura Máxima Probable.</p> <p>Potencia Firme Preliminar Termoeléctrica: Es la potencia que una unidad termoeléctrica puede garantizar con una determinada probabilidad. Se calcula sobre la base de la capacidad efectiva en barras de generación, la temperatura máxima estimada, la tasa de salidas forzadas y las características de las demás unidades termoeléctricas. Esta Potencia Firme Preliminar podrá ser ajustada en el año respectivo en función a los resultados de las pruebas de medición de Potencia efectiva efectuadas por el CNDC.</p> <p>Capacidad Efectiva Hidroeléctrica: Es la capacidad efectiva, medida en barras de generación, que una central hidroeléctrica es capaz de generar.</p> <p>Potencia Firme Preliminar de Centrales Hidroeléctricas: Es la potencia correspondiente a la Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado que una central hidroeléctrica puede colocar óptimamente en la curva de duración de carga del período de punta. Esta Potencia Firme Preliminar podrá ser ajustada en el año respectivo, en función a los resultados de las pruebas de medición de Potencia Efectiva efectuadas por el CNDC.</p> <p>Potencia Firme Preliminar de un Conjunto de Centrales Hidroeléctricas en Cascada: Es la potencia correspondiente a la Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado que un conjunto de centrales hidroeléctricas puede colocar óptimamente en la curva de duración de carga del período de punta. Esta Potencia Firme Preliminar podrá ser ajustada en el año respectivo, en función a los resultados de las pruebas de medición de Potencia Efectiva efectuadas por el CNDC.</p> <p>Costo de Operación en Base para una Unidad Térmica: Es el costo variable de generación que se calcula con la Temperatura Máxima Probable, precios de combustibles, consumos propios, rendimientos térmicos y costos de operación no combustibles (estos parámetros a excepción del precio son los utilizados en la programación de mediano plazo) para la condición de régimen de operación en base. Para una central hidroeléctrica el costo de operación variable es cero.</p> <p>Despacho Económico: Es el despacho de mínimo costo para satisfacer la Potencia de Punta. Se calcula mediante flujos de carga en corriente continua, utilizando el sistema de transmisión con las ubicaciones reales de las unidades generadoras y de los nodos de retiros de energía del sistema de medición comercial; además, se considera las condiciones de desempeño mínimo, excepto la reserva rotante y la reserva fría.</p> <p>Potencia de Punta: Es la demanda máxima de potencia del SIN, integrada en periodos de 15 minutos, registrada por el Sistema de Medición Comercial en los periodos anuales comprendidos desde noviembre del año anterior a octubre.</p> <p>Potencia Firme Inicial: Es la potencia que se obtiene ajustando la suma de las potencias firmes preliminares a la potencia de punta más la Reserva de confiabilidad.</p> <p>Potencia Firme: Es la Potencia Firme Inicial de una unidad generadora referida a su punto de vinculación con el STI, considerando las restricciones de transmisión y las pérdidas que existen entre la unidad generadora y su nodo de vinculación al STI.</p> <p>Probabilidad de Excedencia Hidrológica: Es la probabilidad que el valor de un evento hidrológico (caudal, precipitación, etc.) sea alcanzado o excedido. Sus límites mínimo y máximo son 90% y 98% respectivamente.</p> <p>Probabilidad de Cierre: Es la probabilidad aplicada a todas las unidades de generación del SIN para el cálculo de la Potencia Firme Final y corresponde a la probabilidad de excedencia hidrológica.</p> <p>Temperatura Máxima Probable: Es la temperatura calculada de</p>





RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 06 de septiembre de 2022

NORMA OPERATIVA N° 2 VIGENTE - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012 DE 27 DE ABRIL DE 2012, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN AE N° 317/2015 DE 23 DE JUNIO DE 2015	NORMA OPERATIVA N° 2 PROPUESTA
acuerdo con la Norma Operativa N° 23 "Temperatura Máxima Estimada", para efectos del cálculo de Potencia Firme.	
Observación AETN: Ninguna	
<p>4. CALCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA HIDROELÉCTRICA</p> <p>a) Con el Modelo SDDP en su versión de mediano plazo, se calcula la generación semanal de cada central hidroeléctrica para el primer año de simulación.</p> <p>Para ello se utiliza la estadística de caudales medios semanales, manteniendo constante el resto de los parámetros (demanda, parque térmico disponible con costos de operación en base, mantenimientos, etc.), considerando restricciones de embalses y niveles de embalse iniciales iguales al promedio de los últimos cuatro años. Por agregación se obtiene la generación en tres subperiodos del primer periodo seco de todo el parque hidroeléctrico. Siendo la primera semana del año la semana 1, estos subperiodos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - El primer subperiodo es de 7 semanas (semana 18 a 24). - El segundo subperiodo es de 13 semanas (semana 25 a 37). - El tercer subperiodo es de 6 semanas (semana 38 a 43). <p>b) Las generaciones calculadas según (4a), se ajustan a curvas de distribución log-normal (relación Probabilidad – Energía Generada).</p> <p>c) En cada subperiodo, utilizando los valores determinados en (4b) y una Probabilidad de Cierre supuesta, se determina la generación de todo el parque hidroeléctrico. Estos valores se distribuyen entre las diferentes centrales aplicando una probabilidad tal que la suma de las generaciones de cada central, calculadas con esta nueva probabilidad, sea igual a la generación de todo el parque hidroeléctrico.</p> <p>d) En cada subperiodo y para cada central, la generación media semanal se determina dividiendo la generación de la central, calculada en (4c.) con su correspondiente número de semanas, determinada en (4a).</p> <p>e) En cada subperiodo, se determina la curva de carga horaria semanal promedio, uno de los días de la semana se reemplaza por el día de máxima demanda del subperiodo y se ajustan las demandas de los demás días de trabajo de modo de mantener la energía semanal.</p> <p>f) Con el Modelo de despacho de corto plazo (NCP), se simula la operación de centrales únicas de una cuenca, o del conjunto de centrales en cascada, con los siguientes criterios:</p> <ol style="list-style-type: none"> f1) Curva de carga horaria semanal definida en (4e) f2) Representación uninodal de la carga f3) Parque térmico ficticio con unidades de costos crecientes y capacidades variables, para procurar el aprovechamiento de toda la capacidad de las centrales hidráulicas. f4) Para cada una de las centrales hidroeléctricas de la cascada, se utilizan caudales afluentes equivalentes que corresponden a las energías semanales determinadas en (4d.). Los niveles, inicial y final de los reservorios, en la semana de análisis, corresponden al 50% del volumen útil de regulación. La generación semanal resultante de cada central en cada subperiodo no puede ser superior a la energía establecida en (4d.). f5) De los resultados del modelo NCP, se determina la potencia generada en cada subperiodo por cada central de la cascada en la hora de máxima demanda del subperiodo. f6) La potencia de cada central en cada subperiodo, es igual a la relación entre su potencia máxima individual y la suma de las potencias máximas multiplicada por la potencia total 	<p>4. CALCULO DE LA POTENCIA FIRME PRELIMINAR HIDROELECTRICA</p> <p>El valor para la Potencia Firme Preliminar (PFP) de cada central hidroeléctrica será determinado considerando una configuración de referencia para el parque instalado de generación. Esta configuración de referencia se caracteriza por considerar una energía no servida (ENS) para un nivel de confiabilidad que permita atender el suministro de demanda en función al parque generador que se considere disponible.</p> <p>4.1. Determinación de caudales asociados a la Probabilidad de Excedencia Hidrológica.</p> <p>A partir de la información de caudales proporcionada por los agentes en su declaración para la programación de mediano plazo, entre las distintas funciones de distribución de probabilidad teórica, se determina la que se ajuste mejor al comportamiento de los datos medidos, de acuerdo con lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Se calcula la distribución empírica asignándole una posición de trazado, que consiste en asignarle a cada valor una probabilidad de excedencia o frecuencia (P), aplicando la distribución de Weibull. b) Se calcula la función de distribución de probabilidad teórica (Gumbel, Pearson III, Gumbel ajustado y Log-normal). c) Se compara las distribuciones teóricas y empírica y se realiza un análisis del mínimo error cuadrático medio (RMSE). d) Aquel que tenga el mínimo error cuadrático medio entre las funciones de distribución de probabilidad (Probabilidad Teórica) frente a la Distribución empírica, será la función que se tomará en cuenta para obtener el caudal asociado a la probabilidad de excedencia. e) Se selecciona los valores de caudal para los siguientes porcentajes de probabilidad de excedencia: 25, 50, 75, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98 y 99%. <p>4.2. Determinación de la configuración de referencia</p> <p>Para determinar la configuración de referencia se utiliza el modelo de despacho (SDDP) empleado para la programación de mediano plazo, considerando lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Se simula la operación del sistema para un periodo estático de un año, repetido por 8 años, es decir, la simulación del SDDP será por 8 años (un año más siete años de cola). b) La demanda empleada en la simulación deberá considerar el mismo perfil anual para todos los años considerados. c) La simulación deberá considerar un parque de generación estático (sin cambios durante los años de simulación). Para esto, todas las unidades y/o centrales de generación que, según la declaración de mediano plazo, ingresen en operación durante el primer año de simulación, serán incluidas para el cálculo de la potencia firme preliminar desde el inicio del periodo. Para el caso de modificaciones en la topología hidráulica de los sistemas hidroeléctricos, se debe efectuar cálculos independientes, con y sin cada modificación referida. d) La simulación se realizará considerando que, los precios de combustibles son los mismos en todo el periodo simulado e iguales a los considerados en la semana 1. e) Se considera los caudales asociados a la Probabilidad de Excedencia Hidrológica que fueron obtenidos del análisis probabilístico de caudales. f) No se considera el sistema de transmisión. g) No se toman en cuenta mantenimientos declarados. h) Se adopta una Tasa de Descuento igual a 0%. <p>Se realiza el cálculo de optimización del despacho y se determina la</p>



Handwritten signature/initials

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 06 de septiembre de 2022

NORMA OPERATIVA N° 2 VIGENTE - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012 DE 27 DE ABRIL DE 2012, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN AE N° 317/2015 DE 23 DE JUNIO DE 2015	NORMA OPERATIVA N° 2 PROPUESTA
<p>colocada por el conjunto de centrales de la cascada.</p> <p>g) En cada subperíodo, se realiza una simulación similar a la del punto (4f.) pero incluyendo simultáneamente todas las centrales hidroeléctricas, cuyas capacidades fueron determinadas según el párrafo anterior, para calcular la potencia horaria generada por todas las centrales hidroeléctricas de manera simultánea en la hora de máxima demanda del subperíodo.</p> <p>Si la potencia total colocada en cada subperíodo por el conjunto de centrales hidroeléctricas es menor que la suma de las potencias máximas colocadas determinadas en (4f.); se reducen las potencias de las centrales que están en competencia para empuntar las determinadas en (4f.), en la proporción correspondiente. Se entiende que dos o más centrales están en competencia para empuntar cuando la potencia que cada una de ellas coloca depende de la posición relativa a las otras, y al colocarse simultáneamente, la potencia total colocada es menor que la suma de las potencias colocadas individualmente.</p> <p>Con las potencias así determinadas para cada central, en cada subperíodo, se calcula la potencia media ponderada con el número de semanas correspondiente, el resultado es la potencia garantizada de cada central hidroeléctrica.</p>	<p>energía no suministrada (ENS) para el año 4 de la simulación. Se repiten simulaciones del SDDP modificando (incrementando o reduciendo) la demanda del sistema (manteniendo la forma de la curva de carga) hasta que la ENS para el año 4 de la simulación sea igual al criterio de confiabilidad establecido; es decir, la configuración de referencia se establece cuando se encuentre la demanda máxima para la cual la ENS se iguala al criterio de confiabilidad establecido.</p> <p>4.3. Determinación de la Potencia Firme Preliminar</p> <p>Para determinar la Potencia Firme Preliminar, se debe realizar lo siguiente:</p> <p>a) Emplear la demanda máxima de referencia D_R^{Max}, en MW, que es la demanda máxima que se puede suministrar con el parque de generación de la configuración de referencia, de acuerdo al procedimiento descrito en 4.1.</p> <p>b) Determinar la producción esperada para cada una de las centrales hidroeléctricas consideradas en la configuración de referencia. La energía hidroeléctrica crítica se determina a partir de la generación entregada en el periodo de punta crítico, definido por los bloques que presenten mayor costo marginal asociado a la presencia de energía no suministrada en el periodo seco; misma que será denominada E_{gh}^{crit}.</p> <p>c) Se repite el cálculo de la demanda máxima considerando que la central hidroeléctrica (o grupo de centrales en el caso de centrales en cascada o cadena) no pertenece a la configuración de referencia. El resultado será un nuevo valor para la demanda máxima de referencia D_{ch}^{Max}, sin considerar la central o el grupo de centrales hidroeléctricas para el cual se calcula la potencia firme preliminar. ch representa las cadenas hidroeléctricas, que pueden ser de una única hidroeléctrica (como el caso de Miscuni) o un conjunto de centrales, como la cadena del Río Zongo (que contiene las siguientes hidroeléctricas: Zongo, Tiquimani, Botijaca, Cuticucho, Santa Rosa BC, Santa Rosa AC, Sainani, Chururuqui, Harca, Cahua y Huaji).</p> <p>d) La potencia firme preliminar de la central hidroeléctrica (o grupo de centrales en el caso de centrales en cadena) se calcula como la diferencia entre los valores de demanda máxima (calculada en el paso (a)) y la demanda máxima calculada cuando la central hidroeléctrica (o grupo en caso de cadenas) no está considerada (paso (c)), es decir:</p> $PFP_{ch} = \min\{PDis_{ch}, D_R^{Max} - D_{ch}^{Max}\}$ <p>Donde (ch) indica una cadena hidroeléctrica y $PDis_{ch} = \sum_{h \in H_{ch}} PDis_h$ (suma de la potencia disponible de las centrales que pertenecen a la cadena hidroeléctrica ch).</p> <p>e) Una vez determinada la potencia firme para las cadenas hidroeléctricas en función de la diferencia de demanda máxima con y sin las centrales, se calcula la potencia firme preliminar para las centrales hidroeléctricas dentro de una cadena en función de la generación promedio de las centrales en la semana crítica, es decir:</p> $PFP_{gh} = PFP_{ch} \frac{E_{gh}^{crit}}{\sum_{h \in H_{ch}} E_h^{crit}}$ <p>Donde H_{ch} es el conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la cadena ch y E_h^{crit} es la energía producida por la central hidroeléctrica en todas las etapas (semanas/bloques) en el costo marginal de la demanda en la simulación es igual al costo de racionamiento.</p> <p>f) Se ajusta la potencia firme preliminar a la contribución de las hidroeléctricas, que se determina por diferencia con respecto a la demanda máxima del caso en que no se consideran centrales hidroeléctricas (están indisponibles), es decir $D_{ch}^{Max} = D_R^{Max} - D_H^{Max}$. Este ajuste se hace de forma proporcional a las potencias firmes preliminares calculadas en (e) para cada una de las centrales hidroeléctricas.</p>



RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 06 de septiembre de 2022

NORMA OPERATIVA N° 2 VIGENTE - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012 DE 27 DE ABRIL DE 2012, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN AE N° 317/2015 DE 23 DE JUNIO DE 2015	NORMA OPERATIVA N° 2 PROPUESTA
	<p>g) Contribución de los embalses a la potencia firme: Una vez que se determine la potencia firme preliminar inicial para cada una de las centrales hidroeléctricas, se procede a determinar, utilizando el mismo procedimiento de simulación CON y SIN, la contribución de cada uno de los embalses (energía regulada) a la potencia firme preliminar. El procedimiento es bastante similar al anterior y los pasos se detallan en la secuencia:</p> <p>i. Sea (D_R^{Max}) en MW, la demanda máxima de referencia calculada por el procedimiento de cálculo de la potencia firme preliminar inicial de las hidroeléctricas.</p> <p>ii. Se repite el cálculo de la demanda máxima considerando que cada uno de los embalses (uno a la vez) no pertenece a la configuración de referencia, es decir, considere, $V_{emb}^{max} = V_{emb}^{min} = 0$ donde (emb) indica el embalse considerado. El resultado será una nueva estimativa para la máxima demanda, D_{emb}^{Max}, sin considerar la contribución del embalse a la potencia firme.</p> <p>iii. La contribución del embalse emb a la potencia firme se determina como la diferencia entre la demanda máxima calculada en los pasos anteriores, es decir:</p> $PFP_{emb} = D_R^{Max} - D_{emb}^{Max}$ <p>Donde emb indica el embalse.</p> <p>iv. Se ajusta la contribución de cada embalse a la contribución del componente embalses, que se determina por diferencia con respecto a la demanda máxima del caso en que no se consideran embalses, es decir $D_{GH}^{Max} = D_R^{Max} - D_{EMB}^{Max}$. Este ajuste se hace de forma proporcional a las contribuciones individuales de cada uno de los embalses, evaluados anteriormente.</p> <p>v. La contribución ajustada de los embalses se suma, en una primera instancia, a la potencia firme de la central a la cual pertenece el embalse hasta completar su Capacidad Efectiva:</p> $PFP_{gh} = PFPI_{gh} + \text{Min} \left(CapE_{fgh} - PFPI_{gh}, \sum_{emb \in H_{ch}} PFP_{emb} \right)$ <p>Donde $CapE_{fgh}$ y $PFPI_{gh}$ son, respectivamente, la capacidad efectiva y la potencia firme preliminar inicial de la central hidro gh y H_{ch} indica el conjunto de embalses asociados directamente a la hidroeléctrica gh.</p> <p>vi. Lo que sobra de la contribución de los embalses se asigna en la proporción de la generación en los periodos críticos, etapas/bloques en que el costo marginal de la simulación es igual al costo de racionamiento, primero a las centrales que forman parte de la cadena hidráulica, es decir:</p> $PFP_{gh} = PFPI_{gh} + \text{Min} \left(CapE_{fgh} - PFPI_{gh}, \sum_{emb \in HC_{gh}} \text{Sobra1_PFP}_{emb} \times \frac{E_{gh}^{crit}}{\sum_{emb \in HC_{gh}} E_{emb}^{crit}} \right)$ <p>Donde Sobra1_PFP_{emb} es el resto de potencia firme del embalse post-contribución para la hidro asociada al embalse, calculado por $\text{Sobra1_PFP}_{emb} = \text{Min}(CapE_{fgh} - PFPI_{gh}, \sum_{emb \in H_{ch}} PFP_{emb})$ y HC_{ch} indica en conjunto de embalses ubicados en la misma cadena hidráulica de la central hidroeléctrica gh.</p> <p>vii. Por fin, se asigna el resto de la contribución ajustada de los embalses a la potencia firme a todas las hidroeléctricas del sistema boliviano en proporción de la generación en los periodos críticos; etapas/bloques en que el costo marginal de la simulación es igual al costo de racionamiento:</p> $PFP_{gh} = PFPI_{gh} + \text{Min} \left(CapE_{fgh} - PFPI_{gh}, \sum_{emb \in HC_{gh}} \text{Sobra2_PFP}_{emb} \times \frac{E_{gh}^{crit}}{\sum_{emb \in HC_{gh}} E_{emb}^{crit}} \right)$ <p>Donde Sobra2_PFP_{emb} es el resto de potencia firme del embalse post-contribución para las hidros ubicadas en la misma cadena de los embalses.</p> <p>viii. Caso la PFP_{gh} de una central hidroeléctrica, considerando lo</p>



24



RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 06 de septiembre de 2022

<p>NORMA OPERATIVA N° 2 VIGENTE - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012 DE 27 DE ABRIL DE 2012, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN AE N° 317/2015 DE 23 DE JUNIO DE 2015</p>	<p>NORMA OPERATIVA N° 2 PROPUESTA</p>
<p><i>Observación AETN: Ninguna</i></p>	<p>indicado anteriormente exceda la capacidad efectiva de la central, el excedente será asignado a otras centrales de acuerdo con el procedimiento establecido anteriormente.</p>
<p>5. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA TERMOELÉCTRICA</p> <p>a) Los Costos de Operación en Base, para cada unidad térmica, serán determinados con la siguiente información presentada por los Agentes para la programación de mediano plazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rendimientos térmicos. • Temperatura Máxima Estimada • Consumos propios y pérdidas de cada unidad generadora. • Costos variables de Operación y Mantenimiento. • Precio de combustible. <p>b) Sobre la base de la Capacidad Efectiva, la tasa de indisponibilidad forzada, una Probabilidad de Cierre adoptada y mediante un cálculo probabilístico con el Modelo de Potencia Firme, se determina la potencia total que el conjunto de unidades termoelectricas es capaz de garantizar en la hora de punta. Esta potencia se denomina Oferta de Potencia Firme Total Térmica o Capacidad Garantizada Total.</p> <p>c) Se repite el procedimiento según (5b.) retirando la unidad termoelectrica cuya Capacidad Garantizada se desea evaluar.</p> <p>d) Se calcula la diferencia entre las potencias obtenidas en (5b) y (5c), a la que se denomina Capacidad Garantizada Inicial de la unidad evaluada.</p> <p>e) Se calcula la diferencia entre la suma de las Capacidades Garantizadas Iniciales de todas las unidades térmicas del Sistema, calculadas según (5d) y la Capacidad Garantizada Total, calculada según (5b); a esta diferencia se denomina Residuo Total.</p> <p>f) Se calcula la Capacidad Garantizada de cada unidad generadora restando a su Capacidad Garantizada Inicial una parte del Residuo Total. Dicha parte se calcula repartiendo el Residuo Total en forma proporcional a la diferencia entre la Capacidad Efectiva y la Capacidad Garantizada Inicial de cada unidad generadora.</p>	<p>5. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME PRELIMINAR TERMOELÉCTRICA</p> <p>La metodología para calcular la potencia firme preliminar de los generadores térmicos se basa en estudios de confiabilidad con el parque térmico, considerando la capacidad efectiva a temperatura máxima probable y tasa de indisponibilidad (INDO) de cada uno de los generadores térmicos.</p> <p>El procedimiento de cálculo consta de los siguientes pasos:</p> <p>a) Determinar la máxima demanda, D_{gt}^{Max} que el parque de generación térmico puede abastecer tomando en cuenta la ocurrencia de fallas en las unidades de generación y una (ENS) máxima como porcentaje de la demanda máxima, de acuerdo con el nivel de confiabilidad establecido, mismo que es empleado en el escenario de referencia del punto 4.2. Para determinar la demanda máxima se utiliza un algoritmo de convolución.</p> <p>b) Se repite el cálculo indicado en (a), pero considerando que la unidad térmica para la cual se desea determinar la potencia firme preliminar no pertenece al sistema térmico. El resultado será un nuevo valor para la demanda máxima D_{gt}^{Max}, donde (gt) es la unidad térmica cuya potencia firme preliminar se está calculando.</p> <p>c) La potencia firme preliminar para la unidad térmica t se determina como la diferencia entre los valores de la demanda máxima calculadas en los pasos anteriores, considerando un valor máximo igual a la Capacidad Efectiva de la unidad generadora evaluada.</p> <p>d) Una vez que se determina la potencia firme preliminar para todas las unidades térmicas a través de los pasos (b) y (c) anteriores para cada unidad, se ajusta la potencia firme preliminar de forma proporcional, de modo que la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades iguale a la demanda garantizada por todas las centrales térmicas D_{gt}^{Max}.</p>
<p><i>Observación AETN: Ninguna</i></p>	
<p>6. AJUSTES A LA CAPACIDAD GARANTIZADA Y POTENCIA RETIRADA</p> <p>a) En casos de centrales generadoras o retiros de consumidores ubicados fuera del STI, tanto la Capacidad Garantizada como la Potencia Retirada deben ser referidas a los nodos correspondientes del STI considerando las pérdidas de transmisión, consumos propios y ventas directas fuera del STI.</p> <p>b) Los ajustes a la Capacidad Garantizada y Potencia Retirada se efectúan con el siguiente procedimiento:</p> <p>b1) Se identifican las pérdidas, consumos propios y ventas directas que pueden ser atribuidas directamente a cada central generadora, se disminuye la Capacidad Garantizada con estos valores y se identifica el punto de aplicación del nuevo valor de la Capacidad Garantizada.</p> <p>b2) Se identifican las pérdidas que pueden ser atribuidas directamente a cada Retiro de Potencia, se aumenta el Retiro de Potencia con este valor y se identifica el nuevo punto de aplicación del Retiro.</p> <p>Si como resultado del proceso señalado en los puntos b1) y b2), aún existen pérdidas en elementos de transmisión, que se</p>	<p>6. AJUSTES A LA POTENCIA FIRME PRELIMINAR Y POTENCIA RETIRADA</p> <p>a) En casos de centrales generadoras o retiros de consumidores ubicados fuera del STI, tanto la Potencia Firme Preliminar como la Potencia Retirada deben ser referidas a los nodos correspondientes del STI considerando las pérdidas de transmisión, consumos propios y ventas directas fuera del STI.</p> <p>b) Los ajustes a la Potencia Firme Preliminar y Potencia Retirada se efectúan con el siguiente procedimiento:</p> <p>b1) Se identifican las pérdidas, consumos propios y ventas directas que pueden ser atribuidas directamente a cada central generadora, se disminuye la Potencia Firme Preliminar con estos valores y se identifica el punto de aplicación del nuevo valor de la Potencia Firme Preliminar.</p> <p>b2) Se identifican las pérdidas que pueden ser atribuidas directamente a cada Retiro de Potencia, se aumenta el Retiro de Potencia con este valor y se identifica el nuevo punto de aplicación del Retiro.</p> <p>Si como resultado del proceso señalado en los puntos b1) y b2), aún existen pérdidas en elementos de transmisión, que se encuentran fuera del STI, no asignadas a ningún Agente, éstas serán asignadas</p>



RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 06 de septiembre de 2022

<p>NORMA OPERATIVA N° 2 VIGENTE - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012 DE 27 DE ABRIL DE 2012, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN AE N° 317/2015 DE 23 DE JUNIO DE 2015</p>	<p>NORMA OPERATIVA N° 2 PROPUESTA</p>
<p>encuentran fuera del STI, no asignadas a ningún Agente, éstas serán asignadas de acuerdo al proceso que se detalla en el punto 8 de esta Norma.</p>	<p>de acuerdo al proceso que se detalla en el punto 8 de esta Norma. El resultado de la asignación será la Potencia Firme Inicial de cada componente de generación.</p>
<p>Observación AETN: Ninguna</p>	
<p>7. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME INICIAL <i>La Potencia Firme Inicial es la potencia con la que es requerida una unidad generadora en un Despacho Económico Probabilístico.</i></p> <p>7.1. Despacho Económico Probabilístico <i>Este Despacho se calcula mediante flujos de carga en corriente continua, con los siguientes parámetros:</i></p> <p>a) El STI ampliado, a fin de considerar los nodos de retiro modificados de acuerdo al procedimiento descrito en 6.b2) y los nodos de inyección modificados de acuerdo al procedimiento descrito en 6.b1).</p> <p>b) Las condiciones de desempeño mínimo, excepto la reserva rotante y la reserva fría.</p> <p>c) Las Capacidades Garantizadas modificadas en los casos que corresponda con el proceso señalado en el punto 6.b1).</p> <p>d) Las Potencias Retiradas modificadas en los casos que corresponda con el proceso señalado en el punto 6.b2).</p> <p>e) Los Costos de Operación en Base de las unidades generadoras.</p> <p>f) El porcentaje de la potencia mínima técnica informada, aplicado a la potencia garantizada.</p> <p><i>La condición de seguridad de áreas y la regulación de tensión se incorporan en el Despacho Económico Probabilístico, con el número mínimo de unidades que deben operar en el área respectiva y/o con la generación mínima requerida en el área respectiva. Este número de unidades y/o generación mínima se determina para dar cumplimiento a las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) aprobado por el ente regulador.</i></p> <p>7.2. Cálculo de la Potencia Firme Inicial <i>El procedimiento de cálculo para determinar la Potencia Firme Inicial, de tipo iterativo, es el siguiente:</i></p> <p>a) Se define una probabilidad inicial de cierre de 95%.</p> <p>b) Con la Probabilidad de Cierre, se calcula la Capacidad Garantizada de las unidades generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas aplicando el procedimiento señalado en los puntos 4 y 5.</p> <p>c) Se reduce la Capacidad Garantizada de las unidades generadoras con el procedimiento señalado en el punto 6.</p> <p>d) Se incrementa la Potencia Retirada con el proceso señalado en el punto 6.</p> <p>e) Con el modelo NCP en su opción de corriente continua con pérdidas cuadráticas, se realiza el Despacho Probabilístico señalado en 7.1 con el que se determinan las potencias despachadas en cada una de las centrales de generación y los déficits de demanda en cada uno de los nodos del sistema.</p> <p>f) De acuerdo con los resultados obtenidos según en el inciso anterior, se procesará alguno de los siguientes casos:</p> <p>Caso 1 Si toda la demanda es atendida y la potencia total despachada es igual a la Capacidad Garantizada Total, la Potencia Firme Inicial de cada unidad generadora térmica y cada central hidroeléctrica es la Capacidad Garantizada.</p> <p>Caso 2 Si existe demanda no atendida, se disminuye la</p>	<p>7. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME DEFINITIVA CONSIDERANDO LAS RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN Y OPERATIVAS <i>En este paso se usa un flujo de carga en corriente continua, con los siguientes parámetros:</i></p> <p>a) El STI ampliado, a fin de considerar los nodos de retiro modificados de acuerdo al procedimiento descrito en 6.b2) y los nodos de inyección modificados de acuerdo al procedimiento descrito en 6.b1).</p> <p>b) Las condiciones de despacho mínimo.</p> <p>c) Las Potencias Firmes Iniciales calculadas en el punto anterior.</p> <p>d) Las Potencias Máximas Retiradas modificadas en los casos que corresponda con el proceso señalado en el punto 6.b2).</p> <p>e) El porcentaje de la potencia mínima técnica informada, aplicado a la potencia firme preliminar.</p> <p><i>La condición de seguridad de áreas y la regulación de tensión se incorporan en el flujo de potencia, con el número mínimo de unidades que deben operar en el área respectiva y/o con la potencia mínima requerida en el área respectiva. Este número de unidades y/o potencia mínima se determina para dar cumplimiento a las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) aprobado por el ente regulador.</i></p> <p><i>Este flujo de potencia determinará las centrales cuya Potencia Firme Inicial se vea afectada por las restricciones de transmisión y consecuentemente reajustará al resto, de modo de cumplir con las demandas máximas en cada nodo del sistema.</i></p> <p><i>Las potencias resultantes para cada central se denominan Potencia Firme Definitiva.</i></p> <p><i>En el caso de las centrales hidráulicas y térmicas (siguiendo orden de mérito del paso 7), se denominan Potencia Firme Definitiva para las centrales que cubran la demanda máxima.</i></p> <p><i>En caso de existir algún período con demanda no atendida, se debe realizar nuevamente el cálculo de la Potencia Firme Preliminar Termoeléctrica, haciendo variar la temperatura máxima probable.</i></p>



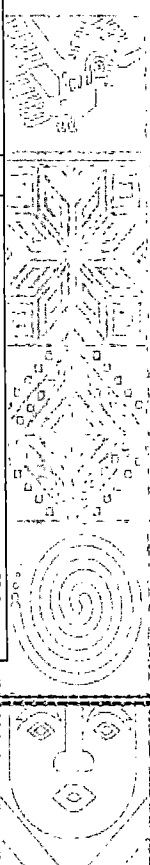


RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 06 de septiembre de 2022

<p>NORMA OPERATIVA N° 2 VIGENTE - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012 DE 27 DE ABRIL DE 2012, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN AE N° 317/2015 DE 23 DE JUNIO DE 2015</p>	<p>NORMA OPERATIVA N° 2 PROPUESTA</p>
<p>Probabilidad de Cierre (hasta el límite inferior de 0.90) y se repite el procedimiento a partir del inciso b). De llegar al límite de 0.90 con demanda no atendida, la Potencia Firme Inicial será igual a la potencia despachada según el inciso e); en este caso, se disminuye la demanda no atendida en los nodos respectivos.</p> <p>Caso 3 Si la potencia total despachada es menor a la Capacidad Garantizada Total, se aumenta la Probabilidad de Cierre (hasta un límite de 0.98) y se repite el procedimiento a partir del inciso b).</p> <p>En el caso de que se haya alcanzado el límite máximo de 0.98 de Probabilidad de Cierre, la Potencia Firme Inicial de las unidades de generación corresponde a la potencia despachada según el inciso e).</p>	
<p>Observación AETN: Ninguna</p>	
<p>8. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME</p> <p>La Potencia Firme de las unidades generadoras que estén conectadas directamente a nodos del STI es igual a la Potencia Firme Inicial calculada en el punto 7.</p> <p>Cuando las Inyecciones y/o Retiros no estén conectados directamente a nodos del STI, la distribución de las pérdidas fuera del STI entre los Agentes involucrados se realiza con el siguiente procedimiento, aplicable a cada red de transmisión localizada fuera del STI:</p> <p>a) Se suman las Potencias Firmes Iniciales de las centrales pertenecientes a cada sistema de transmisión fuera del STI y se resta a este valor la suma de los retiros ubicados en este sistema de transmisión.</p> <p>b) De acuerdo con el resultado obtenido en a) se procesará uno de los dos casos siguientes:</p> <p>b1) Si el resultado es positivo, es decir, si existe una inyección neta al STI, las pérdidas no asignadas de este sistema de transmisión se distribuirán entre las centrales en proporción a su Potencia Firme Inicial. La Potencia Firme de estas centrales es igual a su Potencia Firme Inicial disminuida con las pérdidas correspondientes.</p> <p>b2) Si el resultado obtenido es negativo, es decir, si existe un retiro neto desde el STI, las pérdidas no asignadas de este sistema de transmisión se distribuirán a los Consumidores correspondientes en proporción a sus retiros. En estos casos, la potencia retirada es igual a la potencia retirada incrementada con las pérdidas correspondientes.</p>	<p>8. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME</p> <p>La Potencia Firme de las unidades generadoras que estén conectadas directamente a nodos del STI es igual a la Potencia Firme Definitiva calculada en el punto 7.</p> <p>Cuando las Inyecciones y/o Retiros no estén conectados directamente a nodos del STI, la distribución de las pérdidas fuera del STI entre los Agentes involucrados se realiza con el siguiente procedimiento, aplicable a cada red de transmisión localizada fuera del STI:</p> <p>a) Se suman las Potencias Firmes Definitivas de las centrales pertenecientes a cada sistema de transmisión fuera del STI y se resta a este valor la suma de los retiros ubicados en este sistema de transmisión.</p> <p>b) De acuerdo con el resultado obtenido en a) se procesará uno de los dos casos siguientes:</p> <p>b1) Si el resultado es positivo, es decir, si existe una inyección neta al STI, las pérdidas no asignadas de este sistema de transmisión se distribuirán entre las centrales en proporción a su Potencia Firme Definitiva. La Potencia Firme de estas centrales es igual a su Potencia Firme Definitiva disminuida con las pérdidas correspondientes.</p> <p>b2) Si el resultado obtenido es negativo, es decir, si existe un retiro neto desde el STI, las pérdidas no asignadas de este sistema de transmisión se distribuirán a los Consumidores correspondientes en proporción a sus retiros. En estos casos, la potencia retirada es igual a la potencia retirada incrementada con las pérdidas correspondientes.</p>
<p>Observación AETN: Ninguna.</p>	
<p>9. AJUSTE A LA POTENCIA FIRME POR DESPLAZAMIENTO DE POTENCIA HIDROELÉCTRICA DE LAS HORAS DE PUNTA</p> <p>En las áreas con generación hidroeléctrica, la energía asignada al bloque de punta puede ser desplazada a otros bloques para abastecer la demanda horaria con seguridad de áreas. Esta condición de seguridad de área determina la necesidad de ajustar la Potencia Firme del sistema, ocasionado por el desplazamiento de la potencia hidroeléctrica del bloque de punta, con la incorporación de nuevas unidades termoeléctricas para cubrir dicho desplazamiento.</p> <p>9.1. Cálculo de la potencia hidroeléctrica desplazada</p> <p>El procedimiento para determinar la potencia hidroeléctrica desplazada del bloque de punta para el sistema es el siguiente:</p> <p>a) Sobre la base de la información y resultados del Modelo de Corto Plazo obtenidos en el punto 4 se simula la operación del conjunto de centrales del sistema con las siguientes restricciones adicionales:</p>	



Handwritten initials and marks on the left margin.





Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

NORMA OPERATIVA N° 2 VIGENTE - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012 DE 27 DE ABRIL DE 2012, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN AE N° 317/2015 DE 23 DE JUNIO DE 2015	NORMA OPERATIVA N° 2 PROPUESTA
<p>a1) Para cada área del sistema con generación hidroeléctrica predominante, se determina la generación hidroeléctrica local mínima necesaria para cumplir la condición de seguridad de áreas, para cada una de las 168 horas de la semana.</p> <p>a2) Se utilizan como capacidades efectivas de las centrales hidroeléctricas, los valores de la Capacidad Garantizada hidroeléctrica resultante de la aplicación del procedimiento señalado en el punto 4.</p> <p>b) Con el Modelo de despacho de corto plazo (NCP), se realiza una simulación similar a la señalada en el punto 4.</p> <p>c) Se determina la potencia generada por el conjunto de las centrales hidroeléctricas en la hora de demanda máxima del sistema.</p> <p>d) Se determina la capacidad hidroeléctrica desplazada en horas de punta, como la diferencia entre la potencia firme inicial en botes de generador de las unidades hidroeléctricas y la potencia determinada según el inciso c).</p> <p>9.2. Compensación térmica de la potencia hidroeléctrica desplazada del bloque de punta</p> <p>La potencia hidroeléctrica desplazada determinada según el punto anterior, debe ser compensada con potencia garantizada de unidades térmicas. Esta compensación se realizará utilizando el Modelo NCP con los resultados y parámetros obtenidos según el punto 7.2 y con las siguientes restricciones:</p> <p>a) Se coloca como generación mínima, la potencia firme inicial de las unidades termoeléctricas que fueron determinadas según el punto 7.2.</p> <p>b) Se disminuye la capacidad garantizada de las centrales hidroeléctricas desplazadas, en las cantidades determinadas según el punto 9.1 inciso d).</p> <p>Los resultados de este proceso, definirán las potencias firmes iniciales de las unidades térmicas, a las que se sumarán las potencias firmes iniciales de las centrales hidroeléctricas calculadas según el punto 7.2.</p> <p>La Potencia Firme Final de la unidades generadoras se determinará aplicando el procedimiento señalado en el punto 8 a los valores de potencias firmes iniciales señalados en el párrafo anterior.</p>	
<p>Observación AETN: Se acepta la propuesta del CNDC de suprimir el numeral 9 de la Norma Operativa N° 2 vigente, puesto que se entiende que el ajuste a la potencia firme por desplazamiento de potencia hidroeléctrica de las horas de punta, estaba orientado para abastecer la demanda horaria por seguridad de área y que actualmente el sistema eléctrico boliviano ya cuenta con vínculos a través de líneas de transmisión que permiten suministrar energía de manera confiable.</p>	
<p>10. INCORPORACIÓN O RETIRO DE UNIDADES GENERADORAS</p> <p>La Potencia Firme se determinará tomando en cuenta la fecha de ingreso o retiro de la operación comercial de unidades generadoras. El procedimiento de cálculo de la Potencia Firme para considerar los ingresos o retiros es el siguiente:</p> <p>a) Cada año que se inicia en noviembre, se divide en tantos estados como diferentes capacidades efectivas se presenten por ingreso o retiro de unidades generadoras.</p> <p>b) Para los estados a que se refiere el inciso anterior, en que la oferta de generación sea superior a la Potencia de Punta Anual más las pérdidas de transmisión, se realiza el cálculo de la Potencia Firme con el parque generador respectivo y la potencia de punta del período noviembre - octubre del siguiente año siguiendo el procedimiento señalado en los puntos 4, 5, 6, 7, 8 y 9. Como resultado del cálculo, se obtiene la Potencia Firme de cada unidad generadora y los retiros para cada uno de los estados.</p> <p>c) Para cada estado indicado en el inciso a), en que la oferta de</p>	<p>9. APERTURA DE ESTADOS DE POTENCIA FIRME</p> <p>La Potencia Firme se determinará tomando en cuenta lo siguiente:</p> <p>a) Cada año que se inicia en noviembre, se divide en estados semanales.</p> <p>b) Para los estados a que se refiere el inciso anterior, en que la oferta de generación sea superior a la Potencia de Punta Anual más el Margen de Reserva y las pérdidas de transmisión, se realiza el cálculo de la Potencia Firme con el parque generador respectivo y la potencia de punta del período noviembre - octubre del siguiente año siguiendo el procedimiento señalado en los puntos 4, 5, 6, 7 y 8. Como resultado del cálculo, se obtiene la Potencia Firme de cada unidad generadora y los retiros para cada uno de los estados.</p> <p>c) Para cada estado indicado en el inciso a), en que la oferta de generación sea inferior a la Potencia de Punta Anual más el Margen de Reserva y las pérdidas de transmisión, se calculará la Potencia Firme correspondiente a la demanda máxima coincidental prevista para el período asociado a cada estado.</p> <p>9.1. INCORPORACIÓN O RETIRO DE UNIDADES GENERADORAS</p>

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

NORMA OPERATIVA N° 2 VIGENTE - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012 DE 27 DE ABRIL DE 2012, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN AE N° 317/2015 DE 23 DE JUNIO DE 2015	NORMA OPERATIVA N° 2 PROPUESTA
<p>generación sea inferior a la Potencia de Punta Anual más las pérdidas de transmisión, se calculará la Potencia Firme correspondiente a la demanda máxima coincidental prevista para el período asociado a cada estado.</p> <p>Las transacciones económicas por potencia firme considerarán la duración de cada estado con sus respectivos valores de Potencia y Precios de Nodo, así como también las indisponibilidades forzadas y programadas registradas. La remuneración por Potencia Firme se realizará de acuerdo a lo establecido en el Art. 68 del ROME y a las indisponibilidades determinadas según la Norma Operativa N° 7.</p> <p>Las unidades de generación con base a Energías Alternativas que se incorporen al SIN en el marco del Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, cuya característica energética sea intermitente (no garantizan potencia), no participarán en el cálculo para la determinación de la Potencia Firme</p>	<p>En caso de ingreso o retiro de la operación comercial de unidades generadoras, los estados a los que se refiere el inciso 9 a), serán calculados considerando el ingreso o retiro de las unidades generadoras.</p>
<p>Observación AETN: Ninguna</p>	
<p>11. INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES GENERADORAS</p> <p>En caso de indisponibilidad de unidades generadoras, los estados a los que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos considerando las salidas y reingresos de las unidades, de la siguiente manera:</p> <p>a) Indisponibilidad Forzada.-</p> <p>a1) Cuando la indisponibilidad forzada, obliga a retirar definitivamente la unidad del parque de generación.</p> <p>a2) Cuando la indisponibilidad forzada tenga una duración mayor a 90 días, así la indisponibilidad haya sido asignada como programada de acuerdo a la Norma Operativa N° 7.</p> <p>b) Indisponibilidad Programada.-</p> <p>b1) Para Unidades Termoeléctricas, cuando se declare la indisponibilidad programada para realizar un mantenimiento mayor.</p> <p>b2) Para Unidades Hidroeléctricas, cuando la indisponibilidad programada que se declare tenga una duración mayor a 30 días.</p> <p>b3) Para Unidades generadoras a vapor que empleen fuentes de energía a partir del bagazo de caña o similares, cuando la indisponibilidad programada que se declare tenga una duración mayor a 90 días.</p>	<p>9.2 INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES GENERADORAS</p> <p>En caso de indisponibilidad de unidades generadoras, los estados a los que se refiere el inciso 9 a), considerarán las salidas o reingresos de las unidades generadoras en cada estado, de la siguiente manera:</p> <p>a) Indisponibilidad Forzada.-</p> <p>a.1. Cuando la indisponibilidad forzada, obliga a retirar definitivamente la unidad del parque de generación.</p> <p>a.2. Cuando la indisponibilidad forzada tenga una duración mayor a 90 días, así la indisponibilidad haya sido asignada como programada de acuerdo a la Norma Operativa N° 7.</p> <p>b) Indisponibilidad Programada.-</p> <p>b.1. Para unidades termoeléctricas, cuando se declare la indisponibilidad programada para realizar mantenimientos superiores a 90 días o los definidos como mantenimiento mayor.</p> <p>b.2. Para unidades Hidroeléctricas, cuando la indisponibilidad programada que se declare tenga una duración mayor a 30 días.</p> <p>b.3. Para unidades generadoras a vapor que empleen fuentes de energía a partir del bagazo de caña o similares, cuando la indisponibilidad programada que se declare tenga una duración mayor a 90 días.</p>
<p>Observación AETN: Ninguna</p>	
<p>12. MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN</p> <p>Para los casos de ingresos o retiros de componentes del sistema de transmisión, los estados a que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos para tomar en cuenta las diferentes configuraciones del sistema de transmisión.</p>	<p>9.3 MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN</p> <p>Para los casos de ingresos o retiros de componentes del sistema de transmisión, los estados a que se refiere el inciso 9 a), considerarán la modificación en las configuraciones del sistema de transmisión.</p>
<p>Observación AETN: Ninguna</p>	
<p>13. INCORPORACIÓN DE SISTEMAS AISLADOS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN</p> <p>Para los casos de incorporación de sistemas aislados al Sistema Interconectado Nacional SIN, los estados a que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos para tomar en cuenta la inclusión de la demanda de cada uno de los sistemas aislados en la Potencia de Punta.</p>	<p>9.4. INCORPORACIÓN DE SISTEMAS AISLADOS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN</p> <p>Para los casos de incorporación de sistemas aislados al Sistema Interconectado Nacional SIN, los estados a que se refiere el inciso 9 a), tomarán en cuenta la inclusión de la demanda de cada uno de los sistemas aislados en la Potencia de Punta.</p>
<p>Observación AETN: Ninguna</p>	
<p>14. INCORPORACIÓN DE NUEVAS DEMANDAS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</p> <p>Para los casos de incorporación de nuevas demandas al Sistema</p>	<p>9.5. INCORPORACIÓN DE NUEVAS DEMANDAS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</p> <p>Para los casos de incorporación de nuevas demandas al Sistema</p>

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

NORMA OPERATIVA N° 2 VIGENTE - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012 DE 27 DE ABRIL DE 2012, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN AE N° 317/2015 DE 23 DE JUNIO DE 2015	NORMA OPERATIVA N° 2 PROPUESTA
<p>Interconectado Nacional (SIN), debido al ingreso de nuevos agentes al MEM considerados en el último Estudio de Mediano Plazo o debidos a la conexión de nuevos puntos de retiro para agentes distribuidores que operan en el MEM; los estados a que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos para tomar en cuenta la inclusión de las nuevas demandas en la Potencia de Punta.</p>	<p>Interconectado Nacional (SIN), debido al ingreso de nuevos agentes al MEM considerados en el último Estudio de Mediano Plazo o debidos a la conexión de nuevos puntos de retiro para agentes distribuidores que operan en el MEM; los estados a que se refiere el inciso 9 a), tomarán en cuenta la inclusión de las nuevas demandas en la Potencia de Punta.</p> <p>Las transacciones económicas por potencia firme considerarán la duración del periodo de participación de la generación para cada estado, con los respectivos valores de Potencia ponderados y los Precios de Nodo correspondientes, así como también las indisponibilidades forzadas y programadas registradas. La remuneración por Potencia Firme se realizará de acuerdo a lo establecido en el Art. 68 del ROME y a las indisponibilidades determinadas según la Norma Operativa N° 7.</p> <p>Las transacciones económicas por potencia de punta que sean afectadas por los numerales 10.4 y 10.5, considerarán la duración del periodo de participación de la demanda para cada estado, con los respectivos valores de Potencia ponderados y los Precios de Nodo correspondientes.</p>
<p>Observación AETN: Ninguna</p>	
<p>15. PERIODICIDAD DEL CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME</p> <p>El cálculo de la Potencia Firme se realizará cada seis (6) meses. En el mes de octubre de cada año se realizará el cálculo para el siguiente período noviembre - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para este período y la declaración de los Agentes para el período que se inicia en noviembre.</p> <p>En el mes de abril de cada año, se realizará el cálculo para el siguiente período mayo - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para el período noviembre pasado a siguiente octubre y la declaración de los agentes para el período que se inicia en mayo.</p> <p>Una vez transcurrido el Período de Punta Anual, en el mes de noviembre de cada año, se recalcularán las potencias firmes de cada período semestral repitiendo el procedimiento señalado en los puntos 4 al 11, utilizando el mismo modelo de cálculo y las mismas variables utilizadas en el cálculo original de potencia firme, actualizadas de acuerdo a lo siguiente:</p> <p>a) Potencia de Punta real registrada en el Sistema de Medición Comercial, correspondiente al período noviembre del año anterior a octubre del año de cálculo, que se utiliza en todos los subperíodos en los que se realiza el cálculo.</p> <p>b) Para cada semestre, las unidades ya asignadas con potencia firme no pueden ser retiradas del parque de potencia firme por efecto del recálculo anual por corrección de la potencia de punta, con excepción de las unidades con indisponibilidad forzada consideradas en el inciso a2) del punto 11 cuando corresponda.</p> <p>En el caso de incorporación o retiro de unidades generadoras y/o modificación del sistema de transmisión en el período noviembre - octubre y/o inclusión de demandas, el cálculo definitivo de la Potencia Firme (reliquidación por potencia) deberá incorporar los valores reales de las variables involucradas, particularmente la capacidad efectiva y fecha de puesta en operación comercial de nuevas unidades generadoras y/o elementos de transmisión, según información oficial de las empresas propietarias.</p>	<p>10. PERIODICIDAD DEL CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME</p> <p>El cálculo de la Potencia Firme se realizará cada seis (6) meses. En el mes de octubre de cada año se realizará el cálculo para el siguiente período noviembre - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para este período y la declaración de los Agentes para el período que se inicia en noviembre.</p> <p>En el mes de abril de cada año, se realizará el cálculo para el siguiente período mayo - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para el período noviembre pasado a octubre y la declaración de los agentes para el período que se inicia en mayo.</p> <p>Para efectos de las transacciones económicas entre Agentes del MEM, se actualizará la potencia firme, establecida en los párrafos precedentes, considerando la actualización de los estados referidos en el numeral 10.</p> <p>Una vez transcurrido el Período de Punta Anual, en el mes de noviembre de cada año, se recalcularán las potencias firmes de cada período semestral repitiendo el procedimiento señalado en los numerales 4 al 9, utilizando el mismo modelo de cálculo y las mismas variables utilizadas en el cálculo original de potencia firme, actualizadas de acuerdo a lo siguiente:</p> <p>a) Potencia de Punta real registrada en el Sistema de Medición Comercial, correspondiente al período noviembre del año anterior a octubre del año de cálculo, que se utiliza en todos los subperíodos en los que se realiza el cálculo.</p> <p>b) Para cada semestre, las unidades ya asignadas con potencia firme no pueden ser retiradas del parque de potencia firme por efecto del recálculo anual por corrección de la potencia de punta.</p> <p>En el caso de incorporación o retiro de unidades generadoras y/o modificación del sistema de transmisión en el período noviembre - octubre y/o inclusión de demandas, el cálculo definitivo de la Potencia Firme (reliquidación por potencia) deberá incorporar los valores reales de las variables involucradas, particularmente la capacidad efectiva y fecha de puesta en operación comercial de nuevas unidades generadoras y/o elementos de transmisión, según información oficial de las empresas propietarias.</p>
<p>Observación AETN: Ninguna</p>	
<p>16. COMPLEMENTACIÓN DEL PARQUE GENERADOR DE POTENCIA FIRME</p> <p>En la operación en tiempo real, las unidades de reserva podrán ser convocadas al despacho de carga en los siguientes casos: a) requerimientos de potencia para compensar la indisponibilidad</p>	<p>11. COMPLEMENTACIÓN DEL PARQUE GENERADOR DE POTENCIA FIRME</p> <p>En la operación en tiempo real, las unidades de reserva podrán ser convocadas al despacho de carga en los siguientes casos: a) requerimientos de potencia para compensar la indisponibilidad total o</p>



RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 06 de septiembre de 2022

NORMA OPERATIVA N° 2 VIGENTE - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012 DE 27 DE ABRIL DE 2012, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN AE N° 317/2015 DE 23 DE JUNIO DE 2015	NORMA OPERATIVA N° 2 PROPUESTA
<p>total o parcial de unidades con Potencia Firme por falla, mantenimiento u otras contingencias, b) requerimientos de potencia adicional por baja hidrología y e) requerimientos de potencia adicional para cumplir las condiciones de desempeño mínimo. Las unidades termoeléctricas convocadas para estos propósitos, serán elegidas mediante un despacho económico.</p> <p>Estas unidades operarán con las obligaciones y los derechos de las unidades de potencia firme durante el periodo que sean convocadas por el Despacho de Carga, considerando la potencia asignada a las unidades de Reserva Fría en el Estudio de Precios de Nodo correspondiente.</p> <p>Las diferencias generadas por la convocatoria de unidades de Reserva para reemplazar unidades de Potencia Firme, serán pagadas con los descuentos por indisponibilidad. El balance de los pagos y cobros de estos montos serán ejecutados coincidentemente con la Reliquidación de Potencia Firme.</p>	<p>parcial de unidades con Potencia Firme por falla, mantenimiento u otras contingencias, b) requerimientos de potencia adicional por baja hidrología y c) requerimientos de potencia adicional para cumplir las condiciones de desempeño mínimo. Las unidades termoeléctricas convocadas para estos propósitos serán elegidas mediante un despacho económico.</p> <p>Estas unidades operarán con las obligaciones y los derechos de las unidades de potencia firme durante el periodo que sean convocadas por el Despacho de Carga, considerando la potencia asignada a las unidades de Reserva Fría en el Estudio de Precios de Nodo correspondiente.</p> <p>Las diferencias generadas por la convocatoria de unidades de Reserva para reemplazar unidades de Potencia Firme, serán pagadas con los descuentos por indisponibilidad. El balance de los pagos y cobros de estos montos serán ejecutados coincidentemente con la Reliquidación de Potencia Firme.</p>
<p>Observación AETN: No existe cambios respecto a la Norma Operativa N° 2 vigente.</p>	
<p>17. VIGENCIA</p> <p>La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, mediante resolución expresa.</p>	<p>12. VIGENCIA</p> <p>La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, mediante resolución expresa.</p>
<p>Observación AETN: Ninguna</p>	
<p>18. MODIFICACIONES</p> <p>Cualquier modificación a esta norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en concordancia al Artículo 4 del ROME y el Decreto Supremo N° 0071.</p>	<p>13. MODIFICACIONES</p> <p>Cualquier modificación a esta norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, en concordancia al Artículo 4 del ROME.</p>
<p>Observación AETN: Ninguna</p>	

Por lo expuesto por el CNDC y revisada por esta Autoridad, la metodología propuesta da cumplimiento a los artículos 55, 56, 57 y 58 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001.

4. CONCLUSIONES

Por lo expuesto en el presente Informe y habiendo realizado el análisis de la propuesta de la modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme" presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), se verificó que las modificaciones a la actual Norma Operativa N°2 aprobada mediante la Resolución AE N° 0226/2012 de 27 de abril de 2012 y modificada mediante Resolución AE N° 317/2015 de 23 de junio de 2015, dan cumplimiento al Capítulo VI (Potencia Firme) del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001.

5. RECOMENDACIONES

Por lo expuesto en el presente Informe, se recomienda lo siguiente:

- 5.1 Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme" mediante Resolución, para su aplicación por el Comité Nacional



RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

de Despacho de Carga (CNDC) en conformidad al Anexo que forma parte del presente Informe.

- 5.2 *Revocar las Resoluciones AE N° 0226/2012 de 27 de abril de 2012 y N° 317/2015 de 23 de junio de 2015, a partir de la notificación con la Resolución que emerja del presente Informe.*
- 5.3 *Disponer la remisión de una copia de la Resolución que emerja del presente Informe, al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energías (VMEEA).*
- 5.4 *Disponer la publicación de la Resolución que emerja del presente Informe, por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002, de Procedimiento Administrativo."*

Que la presente Resolución es de carácter eminentemente técnica en sus determinaciones y cálculos, en consecuencia, se acepta el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN en el Informe AETN-DPT N° 537/2022 de 06 de septiembre de 2022, como fundamento de la presente Resolución de acuerdo a los efectos señalados en el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo establecido, en mérito al análisis expuesto en el Informe AETN-DPT N° 537/2022 de 06 de septiembre de 2022, se concluye que corresponde aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de conformidad al Anexo de la presente Resolución; Revocar las Resoluciones AE N° 0226/2012 de 27 de abril de 2012 y N° 317/2015 de 23 de junio de 2015; disponer la remisión de una copia de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energías; e instruir a la Unidad de Gestión Estratégica (UGE) de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) que de acuerdo a lo establecido en el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, concordante con el artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo y con el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, proceda con la publicación de la presente Resolución por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional.

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la AETN)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales; en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022, Página 21 de 23



Autoridad de Fiscalización de
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

Que en tal sentido, se promulgó el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, en cuyo artículo 3 establece la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), instituyendo en el artículo 4 que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, se modificó el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, otorgando nuevas atribuciones y cambio de denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad como Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución Suprema N° 27288 de 30 de noviembre de 2020, se designó al ciudadano Eusebio Lucio Aruquipa Fernández como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución AETN-Interna N° 007/2021 de 20 de enero de 2021, se designó a la Servidora Pública Julia Rosario Sedano Sánchez, como Directora Titular de la Dirección Legal (DLG) de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), conforme a la Resolución Suprema N° 27288 de 30 de noviembre de 2020, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019 y demás disposiciones legales en vigencia;

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de conformidad al Anexo de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Revocar las Resoluciones AE N° 0226/2012 de 27 de abril de 2012 y N° 317/2015 de 23 de junio de 2015.

TERCERA.- Disponer la remisión de una copia de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energías.

CUARTA.- Instruir a la Unidad de Gestión Estratégica (UGE) de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) que de acuerdo a lo establecido en el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de

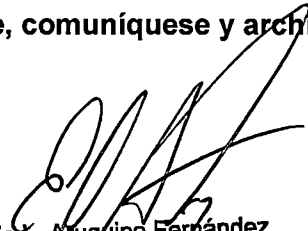
RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022, Página 22 de 23



RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

diciembre de 1994, concordante con el artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo y con el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, proceda con la publicación de la presente Resolución por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional.

Regístrese, comuníquese y archívese.


Eusebio L. Aruquipa Fernández
DIRECTOR EJECUTIVO
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

Es conforme:


Julia Rosario Sedano Sánchez
DIRECTORA LEGAL
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR



Handwritten initials and marks





Autoridad de Fiscalización de
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

NORMA OPERATIVA N° 2
DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento de cálculo de la potencia firme para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

2. BASE LEGAL

Capítulo VI del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME); Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008 y Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019.

3. DEFINICIONES

Capacidad Efectiva: Es la potencia máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red en barras de generación, bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica en el sitio en que está instalada.

Capacidad Efectiva Termoeléctrica: Es la capacidad efectiva medida en barras de generación, que una unidad termoeléctrica es capaz de generar para las condiciones del sitio donde se ubica y a la Temperatura Máxima Probable.

Potencia Firme Preliminar Termoeléctrica: Es la potencia que una unidad termoeléctrica puede garantizar con una determinada probabilidad. Se calcula sobre la base de la capacidad efectiva en barras de generación, la temperatura máxima estimada, la tasa de salidas forzadas y las características de las demás unidades termoeléctricas. Esta Potencia Firme Preliminar podrá ser ajustada en el año respectivo en función a los resultados de las pruebas de medición de Potencia efectiva efectuadas por el CNDC.

Capacidad Efectiva Hidroeléctrica: Es la capacidad efectiva, medida en barras de generación, que una central hidroeléctrica es capaz de generar.

Potencia Firme Preliminar de Centrales Hidroeléctricas: Es la potencia correspondiente a la Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado que una central hidroeléctrica puede colocar óptimamente en la curva de duración de carga del período de punta. Esta Potencia Firme Preliminar podrá ser ajustada en el año respectivo, en función a los resultados de las pruebas de medición de Potencia Efectiva efectuadas por el CNDC.

Potencia Firme Preliminar de un Conjunto de Centrales Hidroeléctricas en Cascada: Es la potencia correspondiente a la Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado que un conjunto de centrales hidroeléctricas puede colocar óptimamente en la curva de duración de carga del período de punta. Esta Potencia Firme Preliminar podrá ser ajustada en el año respectivo, en función a los resultados de las pruebas de medición de Potencia Efectiva efectuadas por el CNDC.

Costo de Operación en Base para una Unidad Térmica: Es el costo variable de generación que se calcula con la Temperatura Máxima Probable, precios de combustibles, consumos propios, rendimientos térmicos y costos de operación no

Anexo a la Resolución AETN N° 497/2022, Página 1 de 11



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

combustibles (estos parámetros a excepción del precio son los utilizados en la programación de mediano plazo) para la condición de régimen de operación en base. Para una central hidroeléctrica el costo de operación variable es cero.

Despacho Económico: Es el despacho de mínimo costo para satisfacer la Potencia de Punta. Se calcula mediante flujos de carga en corriente continua, utilizando el sistema de transmisión con las ubicaciones reales de las unidades generadoras y de los nodos de retiros de energía del sistema de medición comercial; además, se considera las condiciones de desempeño mínimo, excepto la reserva rotante y la reserva fría.

Potencia de Punta: Es la demanda máxima de potencia del SIN, integrada en periodos de 15 minutos, registrada por el Sistema de Medición Comercial en los periodos anuales comprendidos desde noviembre del año anterior a octubre.

Potencia Firme Inicial: Es la potencia que se obtiene ajustando la suma de las potencias firmes preliminares a la potencia de punta más la Reserva de confiabilidad.

Potencia Firme: Es la Potencia Firme Inicial de una unidad generadora referida a su punto de vinculación con el STI, considerando las restricciones de transmisión y las pérdidas que existen entre la unidad generadora y su nodo de vinculación al STI.

Probabilidad de Excedencia Hidrológica: Es la probabilidad que el valor de un evento hidrológico (caudal, precipitación, etc.) sea alcanzado o excedido. Sus límites mínimo y máximo son 90% y 98% respectivamente.

Probabilidad de Cierre: Es la probabilidad aplicada a todas las unidades de generación del SIN para el cálculo de la Potencia Firme Final y corresponde a la probabilidad de excedencia hidrológica.

Temperatura Máxima Probable: Es la temperatura calculada de acuerdo con la Norma Operativa N° 23 "Temperatura Máxima Estimada", para efectos del cálculo de Potencia Firme.

4. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME PRELIMINAR HIDROELÉCTRICA

El valor para la Potencia Firme Preliminar (PFP) de cada central hidroeléctrica será determinado considerando una configuración de referencia para el parque instalado de generación. Esta configuración de referencia se caracteriza por considerar una energía no servida (ENS) para un nivel de confiabilidad que permita atender el suministro de demanda en función al parque generador que se considere disponible.

4.1. Determinación de caudales asociados a la Probabilidad de Excedencia Hidrológica.

A partir de la información de caudales proporcionada por los agentes en su declaración para la programación de mediano plazo, entre las distintas funciones de distribución de probabilidad teórica, se determina la que se ajuste mejor al comportamiento de los datos medidos, de acuerdo con lo siguiente:

- Se calcula la distribución empírica asignándole una posición de trazado, que consiste en asignarle a cada valor una probabilidad de excedencia o frecuencia (P), aplicando la distribución de Weibull.

Anexo a la Resolución AETN N° 497/2022, Página 2 de 11

- b) Se calcula la función de distribución de probabilidad teórica (Gumbel, Pearson III, Gumbel ajustado y Log-normal).
- c) Se compara las distribuciones teóricas y empírica y se realiza un análisis del mínimo error cuadrático medio (RMSE).
- d) Aquel que tenga el mínimo error cuadrático medio entre las funciones de distribución de probabilidad (Probabilidad Teórica) frente a la Distribución empírica, será la función que se tomará en cuenta para obtener el caudal asociado a la probabilidad de excedencia.
- e) Se selecciona los valores de caudal para los siguientes porcentajes de probabilidad de excedencia: 25, 50, 75, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98 y 99%.

4.2. Determinación de la configuración de referencia

Para determinar la configuración de referencia se utiliza el modelo de despacho (SDDP) empleado para la programación de mediano plazo, considerando lo siguiente:

- a) Se simula la operación del sistema para un período estático de un año, repetido por 8 años, es decir, la simulación del SDDP será por 8 años (un año más siete años de cola).
- b) La demanda empleada en la simulación deberá considerar el mismo perfil anual para todos los años considerados.
- c) La simulación deberá considerar un parque de generación estático (sin cambios durante los años de simulación). Para esto, todas las unidades y/o centrales de generación que, según la declaración de mediano plazo, ingresen en operación durante el primer año de simulación, serán incluidas para el cálculo de la potencia firme preliminar desde el inicio del período. Para el caso de modificaciones en la topología hidráulica de los sistemas hidroeléctricos, se debe efectuar cálculos independientes, con y sin cada modificación referida.
- d) La simulación se realizará considerando que los precios de combustibles son los mismos en todo el período simulado e iguales a los considerados en la semana 1.
- e) Se considera los caudales asociados a la Probabilidad de Excedencia Hidrológica que fueron obtenidos del análisis probabilístico de caudales.
- f) No se considera el sistema de transmisión.
- g) No se toman en cuenta mantenimientos declarados.
- h) Se adopta una Tasa de Descuento igual a 0%.

Se realiza el cálculo de optimización del despacho y se determina la energía no suministrada (ENS) para el año 4 de la simulación. Se repiten simulaciones del SDDP modificando (incrementando o reduciendo) la demanda del sistema (manteniendo la forma de la curva de carga) hasta que la ENS para el año 4 de la simulación sea igual al criterio de confiabilidad establecido; es decir, la configuración de referencia se establece cuando se encuentre la demanda máxima para la cual la ENS se iguala al criterio de confiabilidad establecido.

4.3. Determinación de la Potencia Firme Preliminar

Para determinar la Potencia Firme Preliminar, se debe realizar lo siguiente:

- Emplear la demanda máxima de referencia (D_R^{Max}), en MW, que es la demanda máxima que se puede suministrar con el parque de generación de la configuración de referencia, de acuerdo al procedimiento descrito en 4.2.
- Determinar la producción esperada para cada una de las centrales hidroeléctricas consideradas en la configuración de referencia. La energía hidroeléctrica crítica se determina a partir de la generación entregada en el periodo de punta crítico, definido por los bloques que presenten mayor costo marginal asociado a la presencia de energía no suministrada en el periodo seco; misma que será denominada E_{gh}^{crit} .
- Se repite el cálculo de la demanda máxima considerando que la central hidroeléctrica (o grupo de centrales en el caso de centrales en cascada o cadena) no pertenece a la configuración de referencia. El resultado será un nuevo valor para la demanda máxima de referencia D_{ch}^{Max} , sin considerar la central o el grupo de centrales hidroeléctricas para el cual se calcula la potencia firme preliminar. ch representa las cadenas hidroeléctricas, que pueden ser de una única hidroeléctrica (como el caso de Miscuni) o un conjunto de centrales, como la cadena del Río Zongo (que contiene las siguientes hidroeléctricas: Zongo, Tiquimani, Botijlaca, Cuticucho, Santa Rosa BC, Santa Rosa AC, Sainani, Chururaqui, Harca, Cahua y Huaji).
- La potencia firme preliminar de la central hidroeléctrica (o grupo de centrales en el caso de centrales en cadena) se calcula como la diferencia entre los valores de demanda máxima (calculada en el paso (a)) y la demanda máxima calculada cuando la central hidroeléctrica (o grupo en caso de cadenas) no está considerada (paso (c)), es decir:

$$PPF_{ch} = \text{Min}\{PDis_{ch}, D_R^{Max} - D_{ch}^{Max}\}$$

Donde (ch) indica una cadena hidroeléctrica y $PDis_{ch} = \sum_{h \in H_{ch}} PDis_h$ (suma de la potencia disponible de las centrales que pertenecen a la cadena hidroeléctrica ch).

- Una vez determinada la potencia firme para las cadenas hidroeléctricas en función de la diferencia de demanda máxima con y sin las centrales, se calcula la potencia firme preliminar para las centrales hidroeléctricas dentro de una cadena en función de la generación promedio de las centrales en la semana crítica, es decir:

$$PPF_{gh} = PPF_{ch|gh \in H_{ch}} \times \frac{E_{gh}^{crit}}{\sum_{h \in H_{ch}} E_h^{crit}}$$

Donde H_{ch} es el conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la cadena ch y E_h^{crit} es la energía producida por la central hidroeléctrica en todas las etapas (semanas/bloques) en el costo marginal de la demanda en la simulación es igual al costo de racionamiento.

- f) Se ajusta la potencia firme preliminar a la contribución de las hidroeléctricas, que se determina por diferencia con respecto a la demanda máxima del caso en que no se consideran centrales hidroeléctricas (están indisponibles), es decir $D_{GH}^{Max} = D_R^{Max} - D_{-H}^{Max}$. Este ajuste se hace de forma proporcional a las potencias firmes preliminares calculadas en (e) para cada una de las centrales hidroeléctricas.
- g) Contribución de los embalses a la potencia firme: Una vez que se determine la potencia firme preliminar inicial para cada una de las centrales hidroeléctricas, se procede a determinar, utilizando el mismo procedimiento de simulación CON y SIN, la contribución de cada uno de los embalses (energía regulada) a la potencia firme preliminar. El procedimiento es bastante similar al anterior y los pasos se detallan en la secuencia:
- Sea (D_R^{Max}) en MW, la demanda máxima de referencia calculada por el procedimiento de cálculo de la potencia firme preliminar inicial de las hidroeléctricas.
 - Se repite el cálculo de la demanda máxima considerando que cada uno de los embalses (uno a la vez) no pertenece a la configuración de referencia, es decir, considere, $V_{emb}^{max} = V_{emb}^{min} = 0$ donde (*emb*) indica el embalse considerado. El resultado será una nueva estimativa para la máxima demanda, D_{emb}^{Max} , sin considerar la contribución del embalse a la potencia firme.
 - La contribución del embalse *emb* a la potencia firme se determina como la diferencia entre la demanda máxima calculada en los pasos anteriores, es decir:

$$PFP_{emb} = D_R^{Max} - D_{emb}^{Max}$$

Donde *emb* indica el embalse.

- Se ajusta la contribución de cada embalse a la contribución del componente embalses, que se determina por diferencia con respecto a la demanda máxima del caso en que no se consideran embalses, es decir $D_{GH}^{Max} = D_R^{Max} - D_{-EMB}^{Max}$. Este ajuste se hace de forma proporcional a las contribuciones individuales de cada uno de los embalses, evaluados anteriormente.
- La contribución ajustada de los embalses se suma, en una primera instancia, a la potencia firme de la central a la cual pertenece el embalse hasta completar su Capacidad Efectiva:

$$PFP_{gh} = PFP_{I_{gh}} + \text{Min} \left(\text{CapE}_{f_{gh}} - PFP_{I_{gh}}, \sum_{emb \in H_{ch}} PFP_{emb} \right)$$

Donde $\text{CapE}_{f_{gh}}$ y $PFP_{I_{gh}}$ son, respectivamente, la capacidad efectiva y la potencia firme preliminar inicial de la central hidro *gh* y H_{ch} indica el conjunto de embalses asociados directamente a la hidroeléctrica *gh*.

- vi. Lo que sobra de la contribución de los embalses se asigna en la proporción de la generación en los periodos críticos, etapas/bloques en que el costo marginal de la simulación es igual al costo de racionamiento, primero a las centrales que forman parte de la cadena hidráulica, es decir:

$$PFP_{gh} = PFPI_{gh} + \text{Min} \left(\text{CapE}f_{gh} - PFPI_{gh}, \sum_{emb \in HC_{gh}} \text{Sobra1_PFP}_{emb} \times \frac{E_{gh}^{crit}}{\sum_{h \in H} E_h^{crit}} \right)$$

Donde Sobra1_PFP_{emb} es el resto de potencia firme del embalse post-contribución para la hidro asociada al embalse, calculado por $\text{Sobra1_PFP}_{emb} = \text{Min}(\text{CapE}f_{gh} - PFPI_{gh}, \sum_{emb \in HC_{ch}} PFP_{emb})$ y HC_{ch} indica en conjunto de embalses ubicados en la misma cadena hidráulica de la central hidroeléctrica gh .

- vii. Por fin, se asigna el resto de la contribución ajustada de los embalses a la potencia firme a todas las hidroeléctricas del sistema boliviano en proporción de la generación en los periodos críticos, etapas/bloques en que el costo marginal de la simulación es igual al costo de racionamiento:

$$PFP_{gh} = PFPI_{gh} + \text{Min} \left(\text{CapE}f_{gh} - PFPI_{gh}, \sum_{emb \in HC_{gh}} \text{Sobra2_PFP}_{emb} \times \frac{E_{gh}^{crit}}{\sum_{h \in H} E_h^{crit}} \right)$$

Donde Sobra2_PFP_{emb} es el resto de potencia firme del embalse post-contribución para las hidros ubicadas en la misma cadena de los embalses.

- viii. Caso la PFP_{gh} de una central hidroeléctrica, considerando lo indicado anteriormente exceda la capacidad efectiva de la central, el excedente será asignado a otras centrales de acuerdo con el procedimiento establecido anteriormente.

5. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME PRELIMINAR TERMOELÉCTRICA

La metodología para calcular la potencia firme preliminar de los generadores térmicos se basa en estudios de confiabilidad con el parque térmico, considerando la capacidad efectiva a temperatura máxima probable y tasa de indisponibilidad (INDO) de cada uno de los generadores térmicos.

El procedimiento de cálculo consta de los siguientes pasos:

- Determinar la máxima demanda, D_{GT}^{Max} que el parque de generación térmico puede abastecer tomando en cuenta la ocurrencia de fallas en las unidades de generación y una (ENS) máxima como porcentaje de la demanda máxima de acuerdo con el nivel de confiabilidad establecido, mismo que es empleado en el escenario de referencia del punto 4.2. Para determinar la demanda máxima se utiliza un algoritmo de convolución.
- Se repite el cálculo indicado en (a), pero considerando que la unidad térmica para la cual se desea determinar la potencia firme preliminar no pertenece al sistema térmico. El resultado será un nuevo valor para la demanda máxima D_{gt}^{Max} , donde (gt) es la unidad térmica cuya potencia firme preliminar se está calculando.

- c) La potencia firme preliminar para la unidad térmica t se determina como la diferencia entre los valores de la demanda máxima calculadas en los pasos anteriores, considerando un valor máximo igual a la Capacidad Efectiva de la unidad generadora evaluada.
- d) Una vez que se determina la potencia firme preliminar para todas las unidades térmicas a través de los pasos (b) y (c) anteriores para cada unidad, se ajusta la potencia firme preliminar de forma proporcional, de modo que la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades iguale a la demanda garantizada por todas las centrales térmicas D_{GT}^{Max} .

6. AJUSTES A LA POTENCIA FIRME PRELIMINAR Y POTENCIA RETIRADA

- a) En casos de centrales generadoras o retiros de consumidores ubicados fuera del STI, tanto la Potencia Firme Preliminar como la Potencia Retirada deben ser referidas a los nodos correspondientes del STI considerando las pérdidas de transmisión, consumos propios y ventas directas fuera del STI.
- b) Los ajustes a la Potencia Firme Preliminar y Potencia Retirada se efectúan con el siguiente procedimiento:
 - b1) Se identifican las pérdidas, consumos propios y ventas directas que pueden ser atribuidas directamente a cada central generadora, se disminuye la Potencia Firme Preliminar con estos valores y se identifica el punto de aplicación del nuevo valor de la Potencia Firme Preliminar.
 - b2) Se identifican las pérdidas que pueden ser atribuidas directamente a cada Retiro de Potencia, se aumenta el Retiro de Potencia con este valor y se identifica el nuevo punto de aplicación del Retiro.

Si como resultado del proceso señalado en los puntos b1) y b2), aún existen pérdidas en elementos de transmisión, que se encuentran fuera del STI, no asignadas a ningún Agente, éstas serán asignadas de acuerdo al proceso que se detalla en el punto 8 de esta Norma. El resultado de la asignación será la Potencia Firme Inicial de cada componente de generación.

7. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME DEFINITIVA CONSIDERANDO LAS RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN Y OPERATIVAS

En este paso se usa un flujo de carga en corriente continua, con los siguientes parámetros:

- a) El STI ampliado, a fin de considerar los nodos de retiro modificados de acuerdo al procedimiento descrito en 6.b2) y los nodos de inyección modificados de acuerdo al procedimiento descrito en 6.b1).
- b) Las condiciones de despacho mínimo.
- c) Las Potencias Firmes Iniciales calculadas en el punto anterior.
- d) Las Potencias Máximas Retiradas modificadas en los casos que corresponda con el proceso señalado en el punto 6.b2).
- e) El porcentaje de la potencia mínima técnica informada, aplicado a la potencia firme preliminar.

La condición de seguridad de áreas y la regulación de tensión se incorporan en el flujo de potencia, con el número mínimo de unidades que deben operar en el área respectiva y/o con la potencia mínima requerida en el área respectiva. Este número de unidades y/o potencia mínima se determina para dar cumplimiento a las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) aprobado por el ente regulador.

Este flujo de potencia determinará las centrales cuya Potencia Firme Inicial se vea afectada por las restricciones de transmisión y consecuentemente reajustará al resto, de modo de cumplir con las demandas máximas en cada nodo del sistema.

Las potencias resultantes para cada central se denominan Potencia Firme Definitiva.

En el caso de las centrales hidráulicas y térmicas, se denominan Potencia Firme Definitiva para las centrales que cubran la demanda máxima.

En caso de existir algún periodo con demanda no atendida, se debe realizar nuevamente el cálculo de la Potencia Firme Preliminar Termoeléctrica, haciendo variar la temperatura máxima probable.

8. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME

La Potencia Firme de las unidades generadoras que estén conectadas directamente a nodos del STI es igual a la Potencia Firme Definitiva calculada en el punto 7.

Cuando las Inyecciones y/o Retiros no estén conectados directamente a nodos del STI, la distribución de las pérdidas fuera del STI entre los Agentes involucrados se realiza con el siguiente procedimiento, aplicable a cada red de transmisión localizada fuera del STI:

- a) Se suman las Potencias Firmes Definitivas de las centrales pertenecientes a cada sistema de transmisión fuera del STI y se resta a este valor la suma de los retiros ubicados en este sistema de transmisión.
- b) De acuerdo con el resultado obtenido en a) se procesará uno de los dos casos siguientes:
 - b1) Si el resultado es positivo, es decir, si existe una inyección neta al STI, las pérdidas no asignadas de este sistema de transmisión se distribuirán entre las centrales en proporción a su Potencia Firme Definitiva. La Potencia Firme de estas centrales es igual a su Potencia Firme Definitiva disminuida con las pérdidas correspondientes.
 - b2) Si el resultado obtenido es negativo, es decir, si existe un retiro neto desde el STI, las pérdidas no asignadas de este sistema de transmisión se distribuirán a los Consumidores correspondientes en proporción a sus retiros. En estos casos, la potencia retirada es igual a la potencia retirada incrementada con las pérdidas correspondientes.

9. APERTURA DE ESTADOS DE POTENCIA FIRME

La Potencia Firme se determinará tomando en cuenta lo siguiente:

- a) Cada año que se inicia en noviembre, se divide en estados semanales

- b) Para los estados a que se refiere el inciso anterior, en que la oferta de generación sea superior a la Potencia de Punta Anual más el Margen de Reserva y las pérdidas de transmisión, se realiza el cálculo de la Potencia Firme con el parque generador respectivo y la potencia de punta del período noviembre - octubre del siguiente año siguiendo el procedimiento señalado en los puntos 4, 5, 6, 7 y 8. Como resultado del cálculo, se obtiene la Potencia Firme de cada unidad generadora y los retiros para cada uno de los estados.
- c) Para cada estado indicado en el inciso a), en que la oferta de generación sea inferior a la Potencia de Punta Anual más el Margen de Reserva y las pérdidas de transmisión, se calculará la Potencia Firme correspondiente a la demanda máxima coincidental prevista para el período asociado a cada estado.

9.1. INCORPORACIÓN O RETIRO DE UNIDADES GENERADORAS

En caso de ingreso o retiro de la operación comercial de unidades generadoras, los estados a los que se refiere el inciso 9 a), serán calculados considerando el ingreso o retiro de las unidades generadoras.

9.2. INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES GENERADORAS

En caso de indisponibilidad de unidades generadoras, los estados a los que se refiere el inciso 9 a), considerarán las salidas o reingresos de las unidades generadoras en cada estado, de la siguiente manera:

a. Indisponibilidad Forzada.-

- a.1 Cuando la indisponibilidad forzada, obliga a retirar definitivamente la unidad del parque de generación.
- a.2 Cuando la indisponibilidad forzada tenga una duración mayor a 90 días, así la indisponibilidad haya sido asignada como programada de acuerdo a la Norma Operativa N° 7.

b. Indisponibilidad Programada.-

- b.1 Para unidades termoeléctricas, cuando se declare la indisponibilidad programada para realizar mantenimientos superiores a 90 días o los definidos como mantenimiento mayor.
- b.2 Para unidades Hidroeléctricas, cuando la indisponibilidad programada que se declare tenga una duración mayor a 30 días.
- b.3 Para unidades generadoras a vapor que empleen fuentes de energía a partir del bagazo de caña o similares, cuando la indisponibilidad programada que se declare tenga una duración mayor a 90 días.

9.3. MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Para los casos de ingresos o retiros de componentes del sistema de transmisión, los estados a que se refiere el inciso 9 a), considerarán la modificación en las configuraciones del sistema de transmisión.

9.4. INCORPORACIÓN DE SISTEMAS AISLADOS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN

Para los casos de incorporación de sistemas aislados al Sistema Interconectado Nacional SIN, los estados a que se refiere el inciso 9 a), tomarán en cuenta la inclusión de la demanda de cada uno de los sistemas aislados en la Potencia de Punta.

9.5. INCORPORACIÓN DE NUEVAS DEMANDAS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Para los casos de incorporación de nuevas demandas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), debido al ingreso de nuevos agentes al MEM considerados en el último Estudio de Mediano Plazo o debidos a la conexión de nuevos puntos de retiro para agentes distribuidores que operan en el MEM; los estados a que se refiere el inciso 9 a), tomarán en cuenta la inclusión de las nuevas demandas en la Potencia de Punta.

Las transacciones económicas por potencia firme considerarán la duración del periodo de participación de la generación para cada estado, con los respectivos valores de Potencia ponderados y los Precios de Nodo correspondientes, así como también las indisponibilidades forzadas y programadas registradas. La remuneración por Potencia Firme se realizará de acuerdo a lo establecido en el Art. 68 del ROME y a las indisponibilidades determinadas según la Norma Operativa N° 7.

Las transacciones económicas por potencia de punta que sean afectadas por los numerales 9.4 y 9.5, considerarán la duración del periodo de participación de la demanda para cada estado, con los respectivos valores de Potencia ponderados y los Precios de Nodo correspondientes.

10. PERIODICIDAD DEL CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME

El cálculo de la Potencia Firme se realizará cada seis (6) meses. En el mes de octubre de cada año se realizará el cálculo para el siguiente período noviembre - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para este periodo y la declaración de los Agentes para el período que se inicia en noviembre.

En el mes de abril de cada año se realizará el cálculo para el siguiente período mayo - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para el período noviembre pasado a octubre y la declaración de los agentes para el período que se inicia en mayo.

Para efectos de las transacciones económicas entre Agentes del MEM, se actualizará la potencia firme, establecida en los párrafos precedentes, considerando la actualización de los estados referidos en el numeral 9.

Una vez transcurrido el Periodo de Punta Anual, en el mes de noviembre de cada año, se recalcularán las potencias firmes de cada periodo semestral repitiendo el procedimiento señalado en los numerales 4 al 9, utilizando el mismo modelo de cálculo y las mismas variables utilizadas en el cálculo original de potencia firme, actualizadas de acuerdo a lo siguiente:



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 497/2022
TRAMITE N° 2022-48933-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 06 de septiembre de 2022

- a) Potencia de Punta real registrada en el Sistema de Medición Comercial, correspondiente al período noviembre del año anterior a octubre del año de cálculo, que se utiliza en todos los subperiodos en los que se realiza el cálculo.
- b) Para cada semestre, las unidades ya asignadas con potencia firme no pueden ser retiradas del parque de potencia firme por efecto del recálculo anual por corrección de la potencia de punta.

En el caso de incorporación o retiro de unidades generadoras y/o modificación del sistema de transmisión en el periodo noviembre – octubre y/o inclusión de demandas, el cálculo definitivo de la Potencia Firme (reliquidación por potencia) deberá incorporar los valores reales de las variables involucradas, particularmente la capacidad efectiva y fecha de puesta en operación comercial de nuevas unidades generadoras y/o elementos de transmisión, según información oficial de las empresas propietarias.

11. COMPLEMENTACIÓN DEL PARQUE GENERADOR DE POTENCIA FIRME

En la operación en tiempo real, las unidades de reserva podrán ser convocadas al despacho de carga en los siguientes casos: a) requerimientos de potencia para compensar la indisponibilidad total o parcial de unidades con Potencia Firme por falla, mantenimiento u otras contingencias, b) requerimientos de potencia adicional por baja hidrología y c) requerimientos de potencia adicional para cumplir las condiciones de desempeño mínimo. Las unidades termoeléctricas convocadas para estos propósitos serán elegidas mediante un despacho económico.

Estas unidades operarán con las obligaciones y los derechos de las unidades de potencia firme durante el periodo que sean convocadas por el Despacho de Carga, considerando la potencia asignada a las unidades de Reserva Fría en el Estudio de Precios de Nodo correspondiente.

Las diferencias generadas por la convocatoria de unidades de Reserva para reemplazar unidades de Potencia Firme, serán pagadas con los descuentos por indisponibilidad. El balance de los pagos y cobros de estos montos serán ejecutados coincidentemente con la Reliquidación de Potencia Firme.

12. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, mediante resolución expresa.

13. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a esta norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, en concordancia al Artículo 4 del ROME.

Anexo a la Resolución AETN N° 497/2022, Página 11 de 11