



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

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

VISTOS:

La Resolución AE N°265/2009 de 04 de noviembre de 2009, por la cual se aprobó la Norma Operativa N° 2 referente a "Determinación de la Potencia en Firme" propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC); la nota CNDC 1146-10 recibida el 28 de junio de 2010 y registrada en la AE con código N° 5657, mediante la cual el CNDC remite la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2 aprobada por el Comité N° 270 de 17 de junio de 2010, mediante Resolución CNDC 270/2010-8; el informe AE-DPT N° 491-2010 de 23 de junio de 2010 emitido por la Dirección de Precios Tarifas e Inversiones, que efectúa el análisis de la norma señalada; todo lo que convino ver, tener presente y:

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N°265/2009 de 04 de noviembre de 2009, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), aprobó la Norma Operativa N° 2 referente a "Determinación de la Potencia Firme" propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Que mediante nota CNDC 1146-10 recibida el 28 de junio de 2010, registrada en la AE con código N° 5657, por la cual remite la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de Propuesta Firme" aprobada por el Comité de Representantes del CNDC, mediante Resolución CNDC 270/2010-8, durante sesión N° 270 de 17 de junio de 2010, propuesta remitida adjunta a la referida nota en medio magnético.

Que consiguientemente, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, elaboró el Informe AE-DPT N° 491-2010 de 23 de julio de 2010, mediante el cual efectuó el análisis del proyecto de la citada Norma Operativa.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

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

Que el inciso h) del Artículo 3 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001 y modificado por Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008, concordante con el inciso n) del Artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008, establece que, además de las funciones establecidas en la Ley de Electricidad, el CNDC, entre otras, tiene la función de 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 mismo.

Que por otra parte, el Artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado por Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001 y modificado con Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, establece el procedimiento para la elaboración y aprobación de normas operativas, determinando que el Comité elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará, al Organismo Regulador con copia al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas para su conocimiento. El Organismo Regulador, cuenta con el plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos para su correspondiente aprobación, previo análisis y modificaciones que considere necesarias. Las actuaciones se remitirán al citado Viceministerio dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que una vez recibido el documento que contiene la modificación y actualización de la Norma Operativa N° 2 propuesta por el CNDC, a través de la nota registrada en la AE con código N° 5657, la Dirección de Precios Tarifas e Inversiones emitió el Informe AE-DPT N° 491-2010 de 23 de julio de 2010, mediante el cual, con la finalidad de hacer la revisión y análisis del referido documento, describe su estructura, así mismo realiza el respectivo análisis determinando la necesidad de incorporar algunas modificaciones, de forma y de fondo.

Que en consecuencia, el señalado informe concluye:

"De acuerdo al análisis se concluye que la actualización de la Norma Operativa N° 02 "DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME" presentada por el CNDC para su aprobación, incorpora la adición de los artículos 13 y 14 que habilitan el ingreso de demandas de nuevos agentes en medio de un semestre. La adición de los artículos mencionados es razonable y equilibrada, por cuanto incorpora la posibilidad de definir subperíodos en la determinación de la potencia firme para los agentes del mercado que representan la demanda otorgando un tratamiento similar al que ahora gozan los agentes que representan el lado de la oferta.

Para mayor claridad, los artículos 13 y 14 propuestos deben ser modificados especificando que las nuevas demandas deben ser incluidas en la potencias de punta, como se detalla en la sección de Análisis de este informe.

Adicionalmente la propuesta de norma modifica la definición de Capacidad Garantizada de Centrales Hidroeléctricas y modifica el Punto 7.1. Despacho Económico Probabilístico. Dichas modificaciones son clarificaciones de disposiciones en la norma actual, las cuales armonizan con disposiciones legales vigentes, y por tanto son de forma y no de fondo por lo que deben aceptarse."



Que finalmente el citado informe recomienda: *"aprobar mediante Resolución la Norma Operativa N° 02 "DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME", cuya copia se adjunta al presente informe."*

CONSIDERANDO: (Conclusiones)

Que en mérito a las consideraciones expuestas se concluye que, en atención a la normativa vigente, corresponde aprobar la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", remitida por el CNDC a través de la nota CNDC 1146-10 recibida el 28 de junio de 2010, registrada en la AE con código N° 5657, incorporando las modificaciones determinadas a través del Informe AE-DPT N° 491-2010 de 23 de julio de 2010, siendo que no contraviene a las disposiciones legales vigentes, debiendo en consecuencia, dejar sin efecto la Resolución AE N° 265/2009 de 04 de noviembre de 2009, y remitir una copia de los antecedentes que respaldan la emisión del presente acto administrativo al Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas para su conocimiento.

CONSIDERANDO: (Competencia de la AE)

Que el Artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de la Superintendencia de Electricidad, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de la misma serían asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa. En tal sentido, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, el cual, en el Artículo 3 determina la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE, estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las ex 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, por lo que, siendo que las normas expuestas no contradicen la Carta Magna, corresponde su aplicación al presente caso de análisis.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en atención a las consideraciones del Informe AE-DPT N° 491-2010 de 23 de julio de 2010, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por las disposiciones legales vigentes,

RESUELVE:

PRIMERO.- Aprobar la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y los Agentes de Mercado Eléctrico Mayorista, que en Anexo forma parte de la presente Resolución,

SEGUNDO.- Dejar sin efecto la Resolución AE N° 265/2009 de 04 de noviembre de 2009, emitida por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, a partir de la notificación con el presente acto administrativo.





Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

RESOLUCIÓN AE N° 370/2010

TRÁMITE N° 808

La Paz, 11 de agosto de 2010

TERCERO.- Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión del presente acto administrativo al Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, de conformidad a lo dispuesto en el inciso c) del artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado por Decreto Supremo N° 26093 de y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008.

Regístrese, comuníquese y archívese.

Nelson Caballero Vargas
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:

Erika Luna Viorel
DIRECTORA LEGAL

ANEXO

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 y Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008.

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.

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.

La Capacidad Garantizada Termoeléctrica de cada unidad corresponde a la oferta de potencia firme y podrá ser ajustada en el año respectivo en función a los resultados de las pruebas de la capacidad 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.

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.



Capacidad Garantizada de un Conjunto de Centrales Hidroeléctricas en Cascada Es la capacidad 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 en el período de punta.

La capacidad garantizada podrá ser ajustada en el año respectivo, en función a los resultados de las pruebas de la Capacidad 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 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.

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.

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.

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.

Potencia Firme Es la Potencia Firme Inicial de una unidad generadora referida a su punto de vinculación con el STI. Se calcula a partir de la Potencia Firme Inicial 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 Capacidad Garantizada y corresponde a la probabilidad de excedencia hidrológica.

Temperatura Máxima Probable Es equivalente a la temperatura máxima estimada calculada de acuerdo con la Norma Operativa N° 23 "Temperatura Máxima Estimada".



4. CALCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA HIDROELÉCTRICA

- 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.

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.), sin considerar restricciones de embalses y considerando para los embalses niveles iniciales iguales al promedio de los últimos cuatro años. Por agregación se obtiene la generación semestral del primer periodo seco de todo el parque hidroeléctrico.

- b) Las generaciones calculadas según (4a), se ajustan a curvas de distribución log-normal (relación Probabilidad – Energía Generada)
- c) Utilizando los valores determinados en (4b) y una Probabilidad de Cierre supuesta, se determina la generación semestral de todo el parque hidroeléctrico. Este valor se distribuye entre las diferentes centrales aplicando una probabilidad tal que la suma de las generaciones semestrales de cada central, calculadas con esta nueva probabilidad, sea igual a la generación semestral de todo el parque hidroeléctrico.
- d) La generación semanal media de cada central, se determina como 1/26 de la generación semestral de la central, calculada en (4c.).
- e) Se determina la curva de carga horaria semanal promedio del periodo mayo-octubre. Uno de los días de la semana se reemplaza por el día de máxima demanda del semestre y se ajustan las demandas de los demás días de trabajo de modo de mantener la energía semanal.
- 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:
- 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



La Paz, 11 de agosto de 2010

de regulación. La generación semanal resultante de cada central no puede ser superior a la energía establecida en (4d.).

- f5) De los resultados del modelo NCP, se determina la potencia generada por cada central de la cascada en la hora de máxima demanda.
- f6) La potencia de cada central es igual a la relación entre su potencia máxima individual y la suma de las potencias máximas multiplicada por la potencia total colocada por el conjunto de centrales de la cascada.
- g) 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.

Si la potencia total colocada 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.

La potencia así determinada para cada central es la potencia garantizada de cada central hidroeléctrica.

5. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA TERMOELÉCTRICA

- 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:
 - Rendimientos térmicos.
 - Temperatura Máxima Estimada
 - Consumos propios y pérdidas de cada unidad generadora.
 - Costos variables de Operación y Mantenimiento.
 - Precio de combustible.
- 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 termoeléctricas es capaz de garantizar en la hora de punta. Esta potencia se denomina Oferta de Potencia Firme Total Térmica o Capacidad Garantizada Total.



- c) Se repite el procedimiento según (5b.) retirando la unidad termoeléctrica cuya Capacidad Garantizada se desea evaluar.
- 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.
- 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.
- 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.

6. AJUSTES A LA CAPACIDAD GARANTIZADA Y POTENCIA RETIRADA

- 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.
- b) Los ajustes a la Capacidad Garantizada 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 Capacidad Garantizada con estos valores y se identifica el punto de aplicación del nuevo valor de la Capacidad Garantizada.
 - 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.

7. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME INICIAL

La Potencia Firme Inicial es la potencia con la que es requerida una unidad generadora en un Despacho Económico Probabilístico.



7.1. Despacho Económico Probabilístico

Este Despacho se calcula mediante flujos 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 desempeño mínimo, excepto la reserva rotante y la reserva fría.
- c) Las Capacidades Garantizadas modificadas en los casos que corresponda con el proceso señalado en el punto 6.b1)
- d) Las Potencias Retiradas modificadas en los casos que corresponda con el proceso señalado en el punto 6.b2)
- e) Los Costos de Operación en Base de las unidades generadoras.
- f) El porcentaje de la potencia mínima técnica informada, aplicado a la potencia garantizada.

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.

7.2. Cálculo de la Potencia Firme Inicial

El procedimiento de cálculo para determinar la Potencia Firme Inicial, de tipo iterativo, es el siguiente:

- a) Se define una probabilidad inicial de cierre de 95%.
- 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.
- c) Se reduce la Capacidad Garantizada de las unidades generadoras con el procedimiento señalado en el punto 6.
- d) Se incrementa la Potencia Retirada con el proceso señalado en el punto 6.



- 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.
- f) De acuerdo con los resultados obtenidos según en el inciso anterior, se procesará alguno de los siguientes casos:

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.

Caso 2 Si existe demanda no atendida, se disminuye la 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.

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).

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).

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 Inicial 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 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.
- b) De acuerdo con el resultado obtenido en a) se procesará uno de los dos casos siguientes:



La Paz, 11 de agosto de 2010

- 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.
- 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. AJUSTE A LA POTENCIA FIRME POR DESPLAZAMIENTO DE POTENCIA HIDROELÉCTRICA DE LAS HORAS DE PUNTA

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.

9.1. Cálculo de la potencia hidroeléctrica desplazada

El procedimiento para determinar la potencia hidroeléctrica desplazada del bloque de punta para el sistema es el siguiente:

- 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:
 - 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.
 - 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.
- b) Con el Modelo de despacho de corto plazo (NCP), se realiza una simulación similar a la señalada en el punto 4.
- c) Se determina la potencia generada por el conjunto de las centrales hidroeléctricas en la hora de demanda máxima del sistema.

La Paz, 11 de agosto de 2010

- d) Se determina la capacidad hidroeléctrica desplazada en horas de punta, como la diferencia entre la potencia firme inicial en bornes de generador de las unidades hidroeléctricas y la potencia determinada según el inciso c).

9.2. Compensación térmica de la potencia hidroeléctrica desplazada del bloque de punta

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:

- a) Se coloca como generación mínima, la potencia firme inicial de las unidades termoeléctricas que fueron determinadas según el punto 7.2.
- b) Se disminuye la capacidad garantizada de las centrales hidroeléctricas desplazadas, en las cantidades determinadas según el punto 9.1 inciso d).

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.

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.

10. INCORPORACIÓN O RETIRO DE UNIDADES GENERADORAS

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:

- 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.
- 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.
- c) Para cada estado indicado en el inciso a), en que la oferta de 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.

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.

11. INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES GENERADORAS

En caso de indisponibilidad de unidades generadoras, los estados a los que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos de la siguiente manera:

- a) Indisponibilidad Forzada.- Cuando la indisponibilidad forzada, obliga a retirar la unidad del parque.
- b) Indisponibilidad Programada.- Cuando la indisponibilidad programada, declarada por el agente sea mayor a 90 días.

12. 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 10 a), serán subdivididos para tomar en cuenta las diferentes configuraciones del sistema de transmisión.

13. 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 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.

14. 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 10 a), serán subdivididos para tomar en cuenta la inclusión de las nuevas demandas en la Potencia de Punta.



15. PERIODICIDAD DEL CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME



La Paz, 11 de agosto de 2010

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 periodo 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 periodo mayo - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para el periodo noviembre pasado a siguiente octubre y la declaración de los agentes para el periodo que se inicia en mayo.

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 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:

- a) Potencia de Punta real registrada en el Sistema de Medición Comercial, correspondiente al periodo 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.

16. 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.



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
LUZ PARA TODOS

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 370 /2010
TRÁMITE N° 808**

La Paz, 11 de agosto de 2010

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.

17. VIGENCIA

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

18. MODIFICACIONES

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.