

TRÁMITE: Modificación a la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante CNDC 297/2012-7 de 31 de enero de 2012 registrada en la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) con código 1121 el 01 de febrero de 2012.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la actualización de la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista", propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

VISTOS:

La Resolución SSDE N°098/2005 de 21 de junio de 2005, emitida por la entonces Superintendencia de Electricidad, por la cual aprobó la Norma Operativa N° 9 referente a "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista"; la nota CNDC-0234-12 de 31 de enero de 2012, registrada en la AE con código N° 1121 el 01 de febrero de 2012, mediante la cual el CNDC remite la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 9 aprobada por el Comité en Sesión Ordinaria N° 297 de 31 de enero de 2012, mediante Resolución CNDC 297/2012-7; el Informe AE-DPT N° 075/2012 de 06 de febrero de 2012, 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 la entonces Superintendencia de Electricidad mediante Resolución SSDE N° 098/2005 de 21 de junio de 2005, aprobó la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista", norma que actualmente se encuentra vigente.

Que en Sesión Ordinaria N° 297 de 31 de enero de 2012, el CNDC emitió la Resolución CNDC 297/2012-7 que aprobó la modificación de la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista" y dispuso su envío a las autoridades competentes.

Que mediante nota CNDC-0234-12, recibida el 01 de febrero de 2012, con registro de la AE N° 1121, el CNDC puso a consideración de la AE la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista".

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT), producto del análisis realizado sobre la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista", emitió el Informe AE-DPT N° 075/2012 de 06 de febrero de 2012.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que el CNDC, creado en virtud a la disposición contenida en el artículo 18 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, tiene responsabilidad de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista y participar en la planificación óptima del SIN. Está conformado por un Comité de Representantes, que legitima su accionar, al contar con representantes de

todos los sectores implicados ante tal responsabilidad. Ello en concordancia con las disposiciones contenidas en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001 y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008.

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 el Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), aprobado por Decreto Supremo N° 29624 del 02 de julio de 2008, en su artículo 18, entre sus funciones establece:

n) "Elaborar proyectos de normas operativas obligatorias para los agentes del mercado, que determine los procedimientos y metodologías para operar el SIN y administrar el mercado de acuerdo a la Ley de Electricidad y sus Reglamentos"

Que por otra parte, el artículo 4 del ROME, modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de de 08 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. El Organismo Regulador aprobará el proyecto, previo análisis y aprobación dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, pudiendo incorporar modificaciones.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que una vez recibido el documento que contiene la modificación y actualización de la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista", de parte del CNDC, a través de la nota CNDC-0234-12, recibida el 01 de febrero de 2012, registrada en la AE con código N° 1121, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones emitió el Informe AE-DPT N° 075/2012 de 06 de febrero de 2012, el cual al hacer la revisión del referido documento, describe su estructura y realiza el respectivo análisis en detalle y comparación con la norma vigente, determinando que la propuesta de Norma Operativa presenta cambios, complementaciones y modificaciones de forma y fondo respecto a la actual Norma Operativa N° 9, por lo que recomienda la aprobación de la propuesta de modificación a la mencionada Norma Operativa.

Que el citado Informe AE-DPT N° 075/2012, observa que la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 9 presentada por el CNDC, en los Antecedentes se acepta la eliminación de la numeración y el cambio de título; en este sentido, se observó que del antecedente la modificación correspondiente a la redacción.

Que se verificó en las definiciones de la nueva versión de la Norma Operativa N° 9 propuesta por el CNDC, que se acepta la eliminación de la numeración por incisos y el cambio de Superintendencia de Electricidad por Autoridad de Fiscalización y Control

Social de Electricidad (AE) en los incisos c) y e) del mencionado punto; la modificación correspondiente a la redacción.

Que de la Información para las Transacciones se aceptan los cambios observados por el CNDC en cuanto al título quedando como Información para las Transacciones Económicas y el cambio de Superintendencia de Electricidad por Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE); la modificación correspondiente a la redacción.

Que asimismo, se verificó que se debe incluir como Consideraciones Adicionales el siguiente texto *"Cualquier consideración adicional aplicable durante periodos de excepción específicos, solo podrá ser tomada en cuenta dentro de la elaboración de las Transacciones Económicas descritas en esta Norma Operativa, si y sólo si, se cuenta con la disposición expresa de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), emitida mediante Resolución"*; la modificación corresponde al fondo.

Que por lo anotado precedentemente se establece que es necesaria la actualización de la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista", a objeto de incorporar cambios de forma y de fondo contenidos en la propuesta de modificación del CNDC.

Que de los puntos anotados precedentemente, el citado informe recomienda: *"...aprobar mediante Resolución Administrativa, el proyecto de la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista", cuya copia se anexa al presente informe."*

Que en tanto se trata de una resolución eminentemente técnica, en su análisis, cálculos y determinaciones se debe hacer aceptación al Informe AE-DPT N° 075/2012 de 06 de febrero de 2012, elevado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, a fin de emitir la correspondiente Resolución, ya que la misma es de carácter técnico y se basa en el análisis exhaustivo realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE en el citado informe, a los efectos señalados en el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que en mérito a las consideraciones expuestas se concluye que, en atención a la normativa vigente, corresponde aprobar la actualización de la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista" remitida por el CNDC a través de la nota CNDC-0234-12 recibida el 01 de febrero de 2012, registrada en la AE con código 1121, antes aprobada mediante Resolución SSDE N° 098/2005 de 21 de junio de 2005, conforme recomienda el Informe AE-DPT N° 075/2012 de 06 de febrero de 2012, siendo que no contraviene a las disposiciones legales vigentes, debiendo en consecuencia, dejar sin efecto la mencionada Resolución Administrativa 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 entonces 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), el artículo 4 establece las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las entonces 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 AE, conforme a designación contenida en Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación, el Decreto Supremo 0071 de 09 de abril de 2009 y demás disposiciones legales vigentes,

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar la actualización de la Norma Operativa N° 9, relativa a "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista", propuesta por el CNDC mediante nota CNDC-0234-12 recibida en la AE el 1° de febrero de 2012, registrada con código 1121, incorporando la modificación recomendada en el Informe AE-DPT N° 075/2012 de 06 de febrero de 2012, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, cuyo texto completo en Anexo forma parte de la presente Resolución Administrativa.

SEGUNDA.- Dejar sin efecto la Resolución Administrativa SSDE N° 098/2005 de 21 de junio de 2005, emitida por la entonces Superintendencia de Electricidad, a partir de la notificación con el presente acto administrativo.

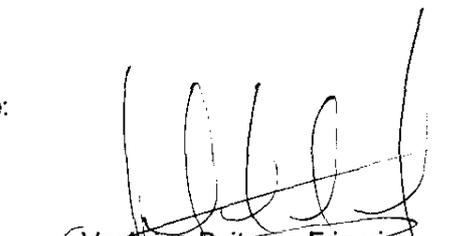
TERCERA.- Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión del presente acto administrativo al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía para su respectivo conocimiento.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Richard Cesar Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Verónica Buitrago Frigerio
DIRECTORA LEGAL INTERINA

ANEXO

NORMA OPERATIVA N° 9

**TRANSACCIONES ECONÓMICAS
EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento para valorizar los resultados del despacho de carga realizado y para procesar las transacciones económicas para los Agentes que actúan en el Mercado Eléctrico Mayorista y que están conectados al Sistema Interconectado Nacional.

2. BASE LEGAL

Ley de Electricidad, Título V "De los Precios y Tarifas", Capítulos I, II y III
Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Capítulos VI "Potencia Firme", VII "Costos Marginales por Nodo", VIII "Transacciones en el Mercado Spot", IX "Remuneración del Sistema Troncal de Interconexión", X "Transacciones Comerciales"
Reglamento de Precios y Tarifas, Capítulos I "Disposiciones Generales", II "Precios de Generador a Distribuidor", III "Precios Máximos de Transmisión"
Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003
Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009
Resolución SSDE N° 045/2004 de 30 de enero de 2004
Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme"
Norma Operativa N° 3 "Determinación de Costos Marginales, Remuneración y Asignación de Costos de Energía" Resolución AE N° 436/2010.

3. DEFINICIONES

Los términos y conceptos aplicables en esta Norma Operativa son los siguientes:

SMEC: Sistema de Medición Comercial

Postdespacho: Documento resultante de la operación diaria de acuerdo al Artículo 52 del ROME, que resume el despacho diario de carga realizado e incluye su base de datos respectiva.

Precios Base: Son los precios de Nodo de Energía, Potencia de Punta, Cargos por Reserva Fría y Peajes aprobados semestralmente por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) mediante Resolución de conformidad a lo establecido en el Artículo 24 del RTP.

Base de Datos de Inyecciones y Retiros: Es la base de datos validada que contiene los datos del Sistema de Medición Comercial.

Costo Semestral Reconocido de Transmisión: Es la remuneración semestral que se reconoce al Transmisor, basada en el costo anual del sistema de transmisión aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE).

Costo Marginal de Nodo: Es el Costo Marginal de Energía en cada Nodo del STI.

Potencia Firme: Es la potencia asignada a una unidad generadora térmica o central hidroeléctrica para cubrir la garantía de suministro del SIN.

Potencia de Punta: Para un Distribuidor o Consumidor No Regulado es su demanda de potencia coincidente con la potencia de punta del SIN.

Reserva Fría: Es la potencia asignada a una unidad generadora térmica, no remunerada por potencia firme, para garantizar el suministro ante la indisponibilidad de una unidad generadora remunerada por potencia firme.

Potencia de Punta Generada (PPG): Es la potencia asignada a una unidad generadora térmica, no remunerada por potencia firme ni por reserva fría, por su operación en el bloque de punta.

Factor de Indisponibilidad: Son los factores de indisponibilidad forzada y/o programada de las unidades de generación asignadas con potencia firme y reserva fría.

Fondos de Estabilización: Cuentas individuales de los Agentes Generadores y Transmisores con los Agentes Distribuidores creadas mediante Decreto Supremo N° 27302 de fecha 23 de Diciembre de 2003.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

4. VALORIZACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL DESPACHO DE CARGA

Los productos y servicios a los cuales se les asigna valor en las transacciones económicas entre Agentes del MEM son los siguientes:

- a) Productos
 - Energía (Inyecciones y Retiros) (kWh)
 - Potencia Firme y Potencia de Punta (kW)
 - Potencia de Reserva Fría (kW)
 - Potencia de Punta Generada (kW)
- b) Servicios de Transporte de Energía
 - Peajes (Bs)
 - Ingreso Tarifario (Bs)

Un Agente Generador vende al MEM toda su producción (Energía, Potencia Firme, Reserva Fría y PPG) y, a su vez, tiene la obligación de comprar servicios de transporte (peajes para Agentes Generadores).

Un Agente Distribuidor o Consumidor No Regulado compra al MEM sus requerimientos de energía eléctrica (Energía, Potencia de Punta, Reserva Fría incluyendo los descuentos por indisponibilidad) y, a su vez, tiene obligación de comprar servicios de transporte (Peaje para consumidores).

Un Agente Generador con contrato de suministro, compra en el MEM los requerimientos originados en su contrato de manera tal que, para efecto de las transacciones económicas actúa como consumidor.

4.1 Información para las Transacciones Económicas

- a) De la Base de Datos del Documento de Postdespacho diario se obtiene la siguiente información para períodos de 15 minutos:
 - Costo Marginal de nodo (US\$/MWh)
 - Unidad térmica marginal incluyendo su costo variable reconocido (US\$/MWh)
 - Estado de operación de cada unidad (normal o forzada)
 - Costos variables reconocidos de todas las unidades térmicas (US\$/MWh)Los costos expresados en US\$/MWh se convierten a Bs/MWh al tipo de cambio del día 25 del mes anterior a las transacciones económicas, adicionalmente se incluye el IVA.
- b) De la Base de datos de inyecciones y retiros se obtienen los registros del SMEC.
- c) Del sitio Web del Banco Central de Bolivia y del Instituto Nacional de Estadística se obtienen mensualmente el Tipo de Cambio del dólar vigente y el Índice de Precios al Consumidor (IPC) mensual correspondiente.
- d) De las Resoluciones de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), en las que aprueba los Precios Base y los Costos del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado para los períodos noviembre – abril y mayo – octubre, se obtiene la siguiente información:
 - Precios Base de energía por nodo (Bs/MWh)
 - Precios Base de potencia por nodo (Bs/kW-mes)
 - Precios Base de Reserva Fría (Bs/kW-mes)
 - Peajes de Transmisión para Generadores (Bs/MWh)
 - Peaje para Consumidores (Bs/kW-mes)
 - Valores de potencia firme (kW) y potencia de punta (kW).
 - Valores reconocidos de los Costos de Inversión y de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.
 - Fórmulas de Indexación de los Precios de Nodo, de los Costos de Inversión y de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración del Sistema de Transmisión.
 - Valores Base del IPC, Tipo de Cambio del dólar y de la Tasa Arancelaria de Equipo Electromecánico.
- e) Para cada período tarifario se calculan los factores de indexación para su aplicación en los precios de energía, potencia, reserva fría, peajes y para el costo anual de transmisión.
- f) Del Informe de Precios de Nodo se obtiene la siguiente información:

- Potencia firme (kW) y potencia efectiva (kW) de unidades térmicas y de las centrales hidroeléctricas.
 - Potencia de Punta del Sistema y la participación de cada Consumidor en la misma.
 - Tasas de indisponibilidad forzada de unidades térmicas (%)
 - Régimen de operación de las unidades térmicas
 - Unidades reconocidas con Reserva Fría y con Potencia de Punta Generada.
- g) De la Base de datos de inyecciones y retiros del SMEC se determina la Potencia de Punta Generada en el bloque alto (PPG) de las unidades que no son remuneradas por potencia firme ni reserva fría.
- h) De la Base de datos de eventos informados en los postdespachos, se obtienen los registros de la operación de las unidades de generación y se procede al cálculo de los factores de indisponibilidad de unidades térmicas y centrales hidráulicas considerando los registros de reemplazo de unidades de generación.

4.2 Valorización de la Energía

La valorización de la energía se realiza en períodos de 15 minutos de acuerdo a lo siguiente:

- a) La valorización de la base de datos de inyecciones y retiros del SMEC se realiza en forma general con los precios Spot resultantes de los costos marginales de nodo, expresados en Bs/MWh.
- b) Se determina el sobrecosto correspondiente a cada unidad de generación con operación forzada valorizando la energía forzada a la diferencia entre el Costo Variable de la unidad y el Costo Marginal en el nodo al que está conectada la unidad. Este sobrecosto de la energía forzada se asigna al área que ha ocasionado la operación de las unidades forzadas y se distribuye en proporción a la demanda de los Agentes del área.
- c) Se valoriza la energía de Reserva Fría como la diferencia entre el Costo Variable reconocido de la unidad con operación de Reserva Fría y el Precio Spot en el nodo correspondiente. Este costo (negativo o positivo) de la energía de Reserva Fría se asigna al área que ha ocasionado la operación de estas unidades y se distribuye en proporción a la demanda de los Agentes del área.
- d) En caso que la Unidad Marginal se encuentre operando por debajo de su potencia óptima, se calcula el sobrecosto que existe entre el Costo Variable de dicha unidad y su Costo Óptimo. Este sobrecosto se asigna a todos los nodos de consumo en proporción a la demanda.

4.3 Valoración de la Potencia

La valorización de las transacciones de Potencia Firme, Potencia de Punta y PPG se realiza en forma mensual con los precios indexados al mes en el que se realiza la transacción:

- a) Se valoriza la Potencia Firme remunerada de cada unidad de generación térmica y central hidráulica sobre la base de la Potencia Firme (kW) afectada por los factores de indisponibilidad y Precios de Nodo de Potencia indexados (Bs/kW-mes).
- b) Se valoriza la potencia de Reserva Fría remunerada de cada unidad de generación térmica reconocida para este efecto sobre la base de la potencia de Reserva Fría (kW), afectada por los factores de indisponibilidad y precios indexados de la potencia de reserva fría de generadores (Bs/kW-mes).
- c) El Descuento por Indisponibilidad de unidades de generación reconocidas con Potencia Firme, se obtiene valorizando la diferencia entre la Potencia Firme y la Potencia Firme Remunerada (afectada por las tasas de indisponibilidad) de cada unidad generadora termoeléctrica o cada central hidroeléctrica (kW) con los Precios de Nodo de Potencia indexados (Bs/kW-mes).
- d) El Descuento por Indisponibilidad de unidades de generación reconocidas con potencia de Reserva Fría, se obtiene valorizando la diferencia entre la potencia de Reserva Fría y la potencia de Reserva Fría Remunerada (afectada por los factores de indisponibilidad) de cada unidad generadora termoeléctrica o cada central hidroeléctrica (kW) con los precios de nodo de potencia de reserva fría indexados (Bs/kW-mes).
- e) La remuneración de las unidades PPG se realiza con los Descuentos por Indisponibilidad obtenidos y se calcula con el registro de potencia (kW) obtenido como el cociente entre la energía inyectada en el mes y las horas acumuladas del bloque de punta del mismo mes valorizado al Precio Básico de la Potencia (Bs/kW-mes). En caso que el monto calculado resulte mayor a la suma de los obtenidos en los incisos c) y d), la remuneración de unidades PPG es igual al monto total recaudado por los descuentos por indisponibilidad.
- f) La Compensación a la Demanda corresponde al monto resultante de la diferencia entre los descuentos por indisponibilidad incisos c) y d) y la remuneración de las unidades PPG inciso e). Este monto se distribuye como crédito entre los Distribuidores y Consumidores No Regulados en forma proporcional a su Potencia de Punta.
- g) La valorización de la Potencia de Punta de los Distribuidores y Consumidores No Regulados se realiza sobre la base de los valores de Potencia de Punta (kW) asignados a cada Agente consumidor en los respectivos nodos del STI y los Precios de Nodo de Potencia indexados (Bs/kW-mes).
- h) La valorización de la potencia de Reserva Fría de los Distribuidores y Consumidores No Regulados se realiza sobre la base de los valores de Potencia de Punta (kW) asignados a cada Agente consumidor en los

respectivos nodos del STI y los precios indexados de potencia de Reserva Fría de consumidores (Bs/kW-mes).

4.4 Valorización de la Transmisión

La remuneración mensual a la transmisión se realiza a través del Peaje atribuible a los Generadores, del Peaje atribuible a Consumidores y de los Ingresos Tarifarios por energía y potencia obtenidos con los precios indexados al mes que se realiza la transacción.

- a) El Peaje atribuible a los Generadores se determina sobre la base de la energía inyectada por cada central y los Peajes indexados de los Generadores (Bs/MWh).
- b) El peaje atribuible a los Consumos (Distribuidores y Consumidores No Regulados) se determina sobre la base de la Potencia de Punta de cada Consumo y los Peajes indexados asignados a consumidores (Bs/kW-mes).
- c) El Ingreso Tarifario por energía se determina como la diferencia entre los retiros de energía valorizados e inyecciones de energía valorizadas. El Ingreso Tarifario por potencia se determina como la diferencia entre la Potencia de Punta valorizada y la Potencia Firme Remunerada valorizada.

5. FONDO DE ESTABILIZACIÓN DEL MEM

Cada Agente Distribuidor que opera en el Mercado Spot tiene un Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista con cada Agente Generador y cada Agente Transmisor. Este fondo está conformado por la diferencia entre el monto de transacciones determinado con Precios Spot y el monto determinado con Precios de Nodo de Aplicación. Estas diferencias se incorporan en sus Fondos de Estabilización del Mercado Mayorista con cada Generador y Transmisor, en proporción a la participación promedio mensual de éstos en las Transacciones Económicas a Precios Spot.

La participación promedio mensual, es determinada considerando el promedio mensual de ventas de cada Generador y Transmisor durante los últimos doce meses, incluido el mes en que se efectúa la transacción.

Los Precios de Nodo de Aplicación se determinan mensualmente con los Precios de Nodo de Referencia indexados y los Factores de Estabilización aprobados por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para cada Distribuidor.

Los saldos de los Fondos de Estabilización del Mercado Mayorista devengan un interés mensual que se calcula con la tasa de interés mensual correspondiente a la tasa de interés anual nominal pasiva del sistema bancario para depósitos a treinta (30) días en moneda nacional, publicada por el Banco Central de Bolivia, correspondiente a la última semana del mes anterior al de las transacciones.

6. TRANSACCIONES ECONÓMICAS MENSUALES

6.1 Transacciones Económicas a Precios Spot

Con los resultados de las valorizaciones por energía, potencia y remuneración de la transmisión, indicados anteriormente, se determinan las Transacciones Económicas con Precios Spot de acuerdo con lo siguiente:

- a) Para cada Agente se efectúa el balance de sus compras y ventas, restándole al monto total de créditos obtenidos por sus ventas efectuadas al mercado, el monto total de débitos por sus compras. Si el resultado obtenido es de signo positivo, el Agente es vendedor, caso contrario es comprador.
- b) Se calcula mensualmente el factor de participación de cada Agente vendedor como su monto acreedor dividido por el monto total de las ventas realizadas en el MEM excluyendo a los Peajes.
- c) Cada Agente comprador es deudor de cada uno de los Agentes vendedores, por montos que resultan de multiplicar su monto deudor por los respectivos factores de participación de cada Agente vendedor.

El resumen de las transacciones a precios Spot, indica los montos resultantes para cada Agente de sus ventas o compras en el MEM a precios Spot.

6.2 Transacciones Económicas a Precios de Aplicación

Con la energía retirada, la potencia de punta del periodo correspondiente y los Precios de Nodo de Aplicación, se determina, para cada Agente Distribuidor, el monto total de sus compras.

Cada Agente Distribuidor es deudor de cada uno de los Agentes Generadores y Transmisores, por montos que resultan de multiplicar el monto total de sus compras con Precios de Nodo de Aplicación por los respectivos factores de participación de cada Agente Generador y Transmisor en las Transacciones Económicas con precios Spot.

6.3 Documento de Transacciones Económicas

El Documento de las Transacciones Económicas debe ser elaborado con la información de los Agentes del MEM, en especial de los registros de sus medidores, de acuerdo con las disposiciones de la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial".

El Documento de Transacciones Económicas debe contener la siguiente información:

- Transacciones Económicas en el MEM con Precios Spot.
- Transacciones Económicas en el MEM con Precios de Nodo de Aplicación.
- Estado y Saldos del Fondo de Estabilización.

El respaldo, tanto de la información básica, como de todo el procesamiento de las Transacciones Económicas, (Base de Datos) forma parte del Documento mensual

de Transacciones Económicas el cual se informará a los Agentes del MEM mediante su publicación en el sitio Web del CNDC.

El Documento de Transacciones Económicas debe ser remitido a los Agentes del MEM y a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), hasta el día cinco (5) del mes siguiente al que correspondan las transacciones.

En caso de no disponer toda la información necesaria para procesar las Transacciones Económicas, éstas se emitirán utilizando la mejor información disponible a la fecha para este efecto y en el siguiente mes deberán incorporarse las diferencias que correspondan.

7. RELIQUIDACIÓN DE LA POTENCIA DE PUNTA

7.1 Reliquidación por Potencia de Punta Real

Una vez al año, registrada la Potencia de Punta real del período anual Noviembre – Octubre, se procede a la Reliquidación de todos los Documentos mensuales de Transacciones Económicas de dicho período, considerando la Potencia Firme Recalculada de acuerdo a lo establecido en la Norma Operativa N° 2, la Reserva Fría Recalculada y las unidades PPG.

El procedimiento para la Reliquidación es el siguiente:

- a) En los Documentos de Transacciones Económicas mensuales del período anual a reliquidar, se reemplazan los precios corrientes de potencia, reserva fría y peajes por los precios indexados al mes de octubre del período de reliquidación. Estas Transacciones elaboradas a precios Spot del MEM son denominadas “Ejecutadas”.
- b) Sobre la base de las Transacciones “Ejecutadas” se reemplazan en ellos, los valores de Potencia Firme y Potencia de Punta estimados, por los valores recalculados y registrados; así mismo se reemplazan los precios recalculados de reserva fría. Se actualiza el cálculo del Descuento por Indisponibilidad de las unidades que, como efecto del Recálculo cambian a unidades con Potencia Firme, unidades PPG o de Reserva Fría. Estas Transacciones a Precios Spot del MEM se denominan “Recalculadas”.

Para el caso de aquellas unidades que inicialmente operaron como unidades PPG, y que por efecto de la Reliquidación por Potencia de Punta, resultan asignadas con Potencia Firme o con potencia de Reserva Fría, no se aplican descuentos por indisponibilidad a estas unidades por su no operación en periodos fuera del bloque de punta.

7.2 Ajuste de Remuneración de la Transmisión

Una vez al año, registrada la Potencia de Punta real del período anual Noviembre – Octubre, se procede al Ajuste de la remuneración al Sistema de Transmisión.

El ajuste de remuneración del Sistema de Transmisión se realiza de la siguiente manera:

- a) Se determinan los Ingresos Tarifarios reales por energía y potencia resultado de las Transacciones Económicas "Recalculadas" en el punto anterior.
- b) Se recalculan los Peajes unitarios definitivos atribuibles a los Generadores y a los Consumos, sobre la base de los Ingresos Tarifarios por energía y potencia reales y el costo semestral reconocido del sistema de Transmisión para el período del recálculo.
- c) En las transacciones "Recalculadas" se reemplazan los valores de los peajes definitivos (expresados al mes de octubre del periodo).

7.3 Documento Final de Reliquidación por Potencia de Punta

Finalmente, como resultado de la diferencia entre las Transacciones "Ejecutadas" y las "Recalculadas", se obtienen los Créditos y Débitos resultantes de la reliquidación.

El documento de Transacciones Económicas por Reliquidación de Potencia de Punta debe ser remitido a los Agentes y a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a más tardar el último día del mes de noviembre del año al que corresponde el período de reliquidación.

8. MODIFICACIONES A LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Los Agentes del MEM pueden presentar sus objeciones al Documento de Transacciones Económicas emitido por el CNDC en un plazo de hasta veinte (20) días calendario a contar desde la fecha de emisión del documento observado.

Si la observación es procedente, el CNDC, realizará la corrección correspondiente e incorporará las correcciones y se emitirá un nuevo Documento de Transacciones Económicas.

9. CONSIDERACIONES ADICIONALES

Cualquier consideración adicional aplicable durante periodos de excepción específicos, solo podrá ser tomada en cuenta dentro de la elaboración de las Transacciones Económicas descritas en esta norma operativa, si y solo si, se cuenta con la disposición expresa de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), emitida mediante Resolución.

10. VIGENCIA

La presente Norma Operativa entrará en vigencia una vez aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE).

11. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), en concordancia al Artículo 4 del ROME y el Decreto Supremo N° 0071.