

RESOLUCIÓN AE N° 653/2012
TRÁMITE N° 2012-5008-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 27 de diciembre de 2012

TRÁMITE: Aprobación de la Modificación de la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

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

VISTOS:

La Resolución SSDE N° 098/2005 de 21 de junio de 2005; la Resolución AE N° 104/2012 de 23 de febrero de 2012; la nota CNDC 2593-12 con Registro N° 14158 recepcionada el 20 de diciembre de 2012; el Informe AE DPT N° 1033/2012 de 18 de diciembre de 2012; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución SSDE N° 098/2005 de 21 de junio de 2005, se aprobó la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), mediante nota CNDC-060/2005 de 27 de abril de 2005.

Que mediante Resolución AE N° 104/2012 de 23 de febrero de 2012, se aprobó 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).

Que el Decreto Supremo N° 1301 del 25 de julio de 2012, entre otros, establece la Compensación por Ubicación a Unidades Generadoras Termoeléctricas a Gas Natural.

Que mediante nota CNDC 2593-12 con Registro N° 14158 recepcionada el 20 de diciembre de 2012, se pone a consideración la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista".

Que el Informe AE DPT N° 1033/2012 de 18 de diciembre de 2012, recomienda aprobar mediante Resolución, la propuesta de Modificación a la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista" y dejar sin efecto la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista" aprobada mediante Resolución AE N° 104/2012 de 23 de febrero de 2012.

CONSIDERANDO: (Marco legal)

Que el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 marzo de 2001 y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, establece que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará al Organismo Regulador con copia al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía para su conocimiento. El Organismo Regulador aprobará el proyecto de norma dentro de un plazo de 40 días hábiles administrativos, remitiendo las actuaciones al Viceministerio.

Handwritten initials and a circular stamp of the Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Que el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, establece la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), misma que asume las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de la Superintendencia de Electricidad a partir de su extinción y sus competencias principales que son el *“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”*.

Que el numeral III del artículo 2 del Decreto Supremo N° 1301 de 25 de julio de 2012, establece la incorporación de dos párrafos al final del artículo 62 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado por Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, con el siguiente texto:

“Se reconocerá la compensación por ubicación de unidades de generación térmica que se incorporen al Mercado Eléctrico Mayorista; para lo cual, mediante Norma Operativa elaborada por el Comité Nacional de Despacho de Carga y aprobada de acuerdo al procedimiento correspondiente, se establecerá el alcance de la compensación por ubicación y el procedimiento de cálculo para determinar la compensación económica de la unidad generadora.

En las transacciones económicas mensuales del Mercado Eléctrico Mayorista, la compensación económica establecida en el párrafo precedente, será realizada por todos los Consumidores en el Mercado Eléctrico Mayorista, en proporción de su potencia de punta. El balance de los pagos y cobros de estos montos serán ejecutados coincidentemente con la Reliquidación de Potencia Firme y como parte de la remuneración por potencia establecido en el Artículo 71 del presente Reglamento.”

Que la Resolución AE N° 504/2012 de 12 de octubre de 2012, aprueba la Norma Operativa N° 34 “Compensación por Ubicación a Unidades Generadoras Termoeléctricas a Gas Natural”.

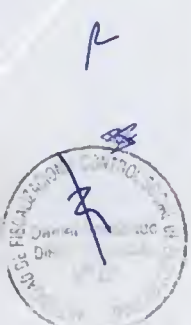
CONSIDERANDO: (Análisis)

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones emitió el Informe AE DPT N° 1033/2012 de 18 de diciembre de 2012, respecto a la propuesta de Modificación a la Norma Operativa N° 9 “Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista”, estableciendo el presente análisis:

ANÁLISIS DE LA MODIFICACIÓN DE LA NORMA OPERATIVA N° 9

1. BASE LEGAL

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>2. BASE LEGAL</p> <p>Ley de Electricidad, Título V “De los Precios y Tarifas”,</p>	<p>2. BASE LEGAL</p> <p>Ley de Electricidad, Título V “De los Precios y Tarifas”,</p>



RESOLUCIÓN AE N° 653/2012
TRÁMITE N° 2012-5008-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 27 de diciembre de 2012

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>Capítulos I, II y III</p> <p>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"</p> <p>Reglamento de Precios y Tarifas, Capítulos I "Disposiciones Generales", II "Precios de Generador a Distribuidor", III "Precios Máximos de Transmisión"</p> <p>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</p>	<p>Capítulos I, II y III</p> <p>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"</p> <p>Reglamento de Precios y Tarifas, Capítulos I "Disposiciones Generales", II "Precios de Generador a Distribuidor", III "Precios Máximos de Transmisión"</p> <p>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.</p> <p>En el numeral III y IV del artículo 2 del Decreto Supremo N° 1301 del 25 de julio de 2012.</p>
<p>OBSERVACIÓN AE: Se incluye como base legal el numeral III y IV del artículo 2 del Decreto Supremo N° 1301, dado que los mismos, tienen relación con la modificación de la Norma Operativa N° 9.</p> <p>Asimismo, se han suprimido de la base legal lo siguiente: 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, dado que en los mismos no se hace referencia a una disposición legal específica; por otro lado, las Normas Operativas por la dinámica del mercado pueden modificarse afectando a otras normas que hacen referencia a la norma modificada.</p>	

2. DEFINICIONES

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>Precios Base: Son los precios de Nodo de Energía, Potencia de Punta, Cargos por Reserva Fria 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.</p>	<p>Precios Base: Son los precios de Nodo de Energía, Potencia de Punta, Cargos por Reserva Fria y Peajes aprobados semestralmente por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) mediante Resolución, en conformidad a lo establecido en el Artículo 24 del RTP.</p> <p>Precios de Nodo de Aplicación: Se determinan mensualmente con los Precios de Nodo de Referencia indexados, de Energía, de Potencia de Punta, de Reserva Fria, de Compensación por Ubicación y de cualquier otro cargo asociado a la Potencia de Punta, afectándolos por los respectivos Factores de Estabilización aprobados por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para cada Distribuidor.</p>

RESOLUCIÓN AE N° 653/2012
TRÁMITE N° 2012-5008-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 27 de diciembre de 2012

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>OBSERVACIÓN AE: Se adiciona la definición de "Precios de Nodo de Aplicación", con el objeto de incluir la Compensación por Ubicación en la determinación de los precios de Nodo de Aplicación, considerando lo establecido en inciso e) del apartado Mercado Eléctrico Mayorista del artículo 2 del Decreto Supremo N° 27302 y el Decreto Supremo N° 1301 del 25 de julio de 2012. Asimismo, se aceptan las correcciones de forma.</p>	

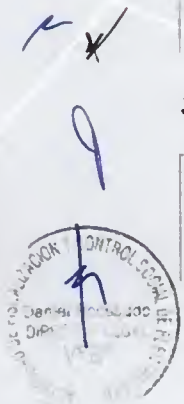
3. VALORIZACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL DESPACHO DE CARGA

3.1 Información para las Transacciones Económicas

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Precios Base de energía por nodo (Bs/MWh) • Precios Base de potencia por nodo (Bs/kW-mes) • Precios Base de Reserva Fria (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 	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Precios Base de energía por nodo (Bs/MWh) • Precios Base de potencia por nodo (Bs/kW-mes) • Precios Base de Reserva Fria (Bs/kW-mes) • Precios Base por Ubicación (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.
<p>OBSERVACIÓN AE: Se adiciona el Precios Base por Ubicación (Bs/kW-mes) según lo establece el Decreto Supremo N° 1301 y la Norma N° 34 "Compensación por Ubicación a Unidades Generadoras Termoelectricas a Gas Natural.</p>	

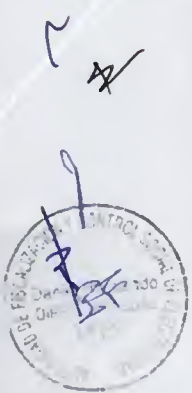
3.2 Valoración de la Potencia

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
La valorización de las transacciones de Potencia Firme, Potencia de Punta y PPG se realiza en forma mensual con	La valorización de las transacciones de Potencia Firme, Potencia de Punta y PPG se realiza en forma mensual



RESOLUCIÓN AE N° 653/2012
TRÁMITE N° 2012-5008-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 27 de diciembre de 2012

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>los precios indexados al mes en el que se realiza la transacción:</p> <p>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).</p> <p>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).</p> <p>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).</p> <p>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).</p> <p>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</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>con los precios indexados al mes en el que se realiza la transacción:</p> <p>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).</p> <p>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).</p> <p>c) Se valoriza la compensación por ubicación de cada unidad de generación térmica reconocida para este efecto sobre la base de la Potencia Firme (kW), Reserva Fría (kW) y precios de compensación por ubicación de generación indexados (Bs/kW-mes).</p> <p>d) 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).</p> <p>e) 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).</p> <p>f) 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 d) y e), la remuneración de unidades PPG es igual al monto total recaudado por los descuentos por indisponibilidad.</p> <p>g) 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 f). Este monto se distribuye como crédito entre los Distribuidores y Consumidores No Regulados en forma proporcional a su Potencia de Punta.</p> <p>h) 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).</p>



RESOLUCIÓN AE N° 653/2012
TRÁMITE N° 2012-5008-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 27 de diciembre de 2012

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>Potencia indexados (Bs/kW-mes).</p> <p>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).</p>	<p>i) 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).</p> <p>j) La valorización de la compensación por ubicación que deben remunerar 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 compensación por ubicación de consumidores (Bs/kW-mes).</p>
<p>OBSERVACIÓN AE: En consideración al numeral III del artículo 2 del Decreto Supremo N° 1301, se adiciona la valoración de la compensación por ubicación, considerando la Potencia Firme, Reserva Fría y precios de compensación por ubicación de generación indexados; en este sentido, se especifica que la valoración de la compensación por ubicación, se realiza sobre la base de la Potencia de Punta asignados a cada Agente consumidor y con los precios indexados de compensación por ubicación de consumidores.</p>	

4. FONDO DE ESTABILIZACIÓN DEL MEM

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>
<p>OBSERVACIÓN AE: Se ha eliminado la descripción del cálculo de los precios de Nodo de Aplicación, dado que el mismo esta descrito en el punto 3 de la Norma Operativa.</p>	

Que la presente Resolución es de carácter técnico se basa y fundamenta en el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE en el Informe AE DPT N° 1033/2012 de 18 de diciembre de 2012, en consecuencia, se hace aceptación del citado Informe, 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 expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE DPT N° 1033/2012 de 18 de diciembre de 2012, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, en atención a la normativa vigente, corresponde aprobar mediante Resolución, la propuesta de Modificación a la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista" y dejar sin efecto la



RESOLUCIÓN AE N° 653/2012
TRÁMITE N° 2012-5008-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 27 de diciembre de 2012

Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista" aprobada mediante Resolución AE N° 104/2012 de 23 de febrero de 2012.

CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 7 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.

Que mediante Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) estableciendo que 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.

Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard César Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), quién fue posesionado en el cargo el 2 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE Interna N° 030/2012 de 5 de abril de 2012, se designó al servidor público Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 9 de abril de 2012.

POR TANTO:

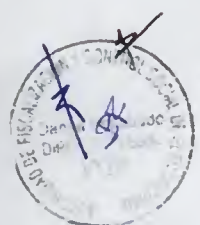
El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar la propuesta de Modificación a la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista", que en Anexo forma parte de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Dejar sin efecto la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista" aprobada mediante Resolución AE N° 104/2012 de 23 de febrero de 2012, emitida por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir de la notificación con el presente acto administrativo.

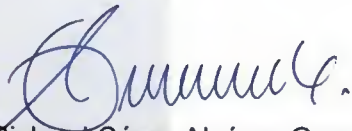
TERCERA.- Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, de conformidad a lo dispuesto en el inciso c) del artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado



RESOLUCIÓN AE N° 653/2012
TRÁMITE N° 2012-5008-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 27 de diciembre de 2012

Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001 y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL

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
En el numeral III y IV del artículo 2 del Decreto Supremo N° 1301 del 25 de julio de 2012.

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, en conformidad a lo establecido en el Artículo 24 del RPT.

Precios de Nodo de Aplicación: Se determinan mensualmente con los Precios de Nodo de Referencia indexados, de Energía, de Potencia de Punta, de Reserva Fría, de Compensación por Ubicación y de cualquier otro cargo asociado a la Potencia de Punta, afectándolos por los respectivos Factores de Estabilización aprobados por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para cada Distribuidor.

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)
- Precios Base por Ubicación (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:

- i) 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).
- j) 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).
- k) Se valoriza la compensación por ubicación de cada unidad de generación térmica reconocida para este efecto, sobre la base de la Potencia Firme (kW), Reserva Fría (kW) y precios de compensación por ubicación de generación indexados (Bs/kW-mes).
- l) 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).
- m) 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).
- n) 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 d) y e), la remuneración de unidades PPG es igual al monto total recaudado por los descuentos por indisponibilidad.
- o) La Compensación a la Demanda corresponde al monto resultante de la diferencia entre los descuentos por indisponibilidad incisos d) y e) y la remuneración de las unidades PPG inciso f). Este monto se distribuye como crédito entre los Distribuidores y Consumidores No Regulados en forma proporcional a su Potencia de Punta.
- p) 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).

- q) 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).
- r) La valorización de la compensación por ubicación que deben remunerar 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 compensación por ubicación 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 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:

- 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.
- 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.
- 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 periodo 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 periodo 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.