

**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).

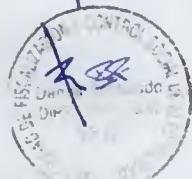
Que el Decreto Supremo N° 1301 del 25 de julio de 2012, entre otros, establece la Compensación por Ubicación a Unidades Generadoras Termoeléctricas a Gas Natural.

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.

*M*  
*A*  
*g*  


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”.

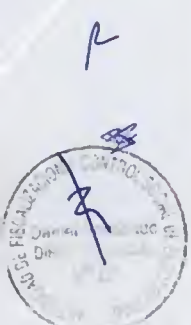
**CONSIDERANDO: (Análisis)**

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><b>OBSERVACIÓN AE:</b> 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><b>Precios Base:</b> 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><b>Precios Base:</b> 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><b>Precios de Nodo de Aplicación:</b> 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><b>OBSERVACIÓN AE:</b> 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>	

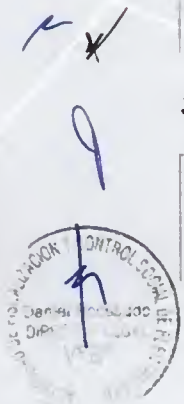
### 3. VALORIZACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL DESPACHO DE CARGA

#### 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"> <li>• Precios Base de energía por nodo (Bs/MWh)</li> <li>• Precios Base de potencia por nodo (Bs/kW-mes)</li> <li>• Precios Base de Reserva Fria (Bs/kW-mes)</li> <li>• Peajes de Transmisión para Generadores (Bs/MWh)</li> <li>• Peaje para Consumidores (Bs/kW-mes)</li> <li>• Valores de potencia firme (kW) y potencia de punta (kW).</li> <li>• Valores reconocidos de los Costos de Inversión y de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.</li> <li>• 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.</li> <li>• Valores Base del IPC, Tipo de Cambio del dólar y de la Tasa Arancelaria de Equipo Electromecánico</li> </ul>	<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"> <li>• Precios Base de energía por nodo (Bs/MWh)</li> <li>• Precios Base de potencia por nodo (Bs/kW-mes)</li> <li>• Precios Base de Reserva Fria (Bs/kW-mes)</li> <li>• Precios Base por Ubicación (Bs/kW-mes)</li> <li>• Peajes de Transmisión para Generadores (Bs/MWh)</li> <li>• Peaje para Consumidores (Bs/kW-mes)</li> <li>• Valores de potencia firme (kW) y potencia de punta (kW).</li> <li>• Valores reconocidos de los Costos de Inversión y de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.</li> <li>• 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.</li> <li>• Valores Base del IPC, Tipo de Cambio del dólar y de la Tasa Arancelaria de Equipo Electromecánico.</li> </ul>
<p><b>OBSERVACIÓN AE:</b> 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>	

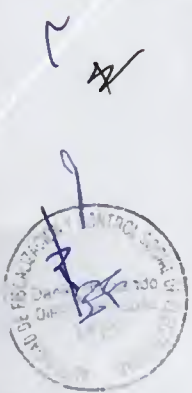
#### 3.2 Valoración de la Potencia

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><b>OBSERVACIÓN AE:</b> 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><b>OBSERVACIÓN AE:</b> 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:**

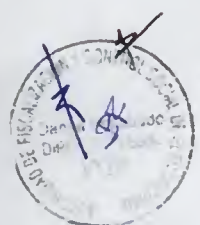
El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, el 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.

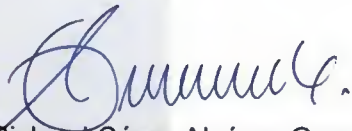
**TERCERA.-** Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, de conformidad a lo dispuesto en el inciso c) del artículo 4 del Reglamento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