

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

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

VISTOS:

La Resolución AE N° 370/2010 de 11 de agosto de 2010, por la cual se aprobó la Norma Operativa N° 2 referente a la "Determinación de la Potencia Firme" propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC); la nota CNDC-494-12 con Registro N° 2293 recepcionada el 3 de marzo de 2012; el Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución SSDE N° 225/99 de 7 de diciembre de 1999, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus doce (12) puntos y Anexo I.

Que mediante Resolución SSDE N° 049/2001 de 14 de marzo de 2001, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme", del CNDC en sus once (11) puntos y Anexo I.

Que mediante Resolución SSDE N° 151/2002 de 31 de julio de 2002, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme", del CNDC en sus doce (12) puntos y su Anexo I.

Que mediante Resolución SSDE N° 120/2005 de 8 de agosto de 2005, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme", del CNDC en sus quince (15) puntos.

Que mediante Resolución AE N° 265/2009 de 4 de noviembre 2009, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme" y deja sin efecto la Resolución SSDE N° 120/2005 de 8 de agosto de 2005.

Que en la sesión N° 270 del CNDC, realizada el 17 de junio 2010, el Comité de representantes al CNDC, dispuso la creación de un grupo de trabajo para que analice y promueva la discusión sobre el contenido de la norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme".

Que mediante Resolución AE N° 370/2010 de 11 de agosto de 2010, se aprobó la Norma Operativa N° 2, dejando sin efecto la Resolución AE N° 265/2009 de fecha 4 de noviembre 2009.

Que mediante nota CNDC-494-12 con Registro N° 2293 recepcionada el 3 de marzo de 2012, el CNDC puso a consideración de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), la Propuesta de Modificación de las Normas Operativas N° 2 y N° 6, las mismas que fueron aprobadas en la sesión N° 298 del Comité de representantes del CNDC que se llevó a cabo el 29 de febrero de 2012.

Que en fecha 23 de marzo de 2012, personal de la AE, se constituyó en las instalaciones del CNDC, a objeto de participar en una reunión aclaratoria de parte del CNDC, para la modificación de la Norma Operativa N° 2, en la misma se suscribió un Acta donde se señalaron los temas pendientes respecto a la modificación de la Norma Operativa N° 2 y la metodología para la determinación de la Potencia Firme; asimismo, se acordó que el CNDC hará llegar a la AE el resultado obtenido de los cálculos efectuados considerando los cambios contenidos en la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2.

Que en cumplimiento al Acta suscrita entre el CNDC y la AE el 23 de marzo de 2012; el CNDC en fecha 9 de abril de 2012 envió en formato digital el resultado obtenido de los cálculos efectuados considerando los cambios en la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2, donde se determina el valor de la potencia hidroeléctrica desplazada.

Que el Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012, recomienda aprobar mediante Resolución Administrativa, la Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme" y el Anexo que forma parte de dicho Informe, mismo que fue puesto a consideración de la AE mediante nota CNDC-494-12 de 3 de marzo de 2012.

CONSIDERANDO: (Fundamentación Legal del Proceso)

Que el artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, establece las competencias de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, que entre otras determina en el inciso b) "*Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales*".

Que el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) 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.

Que el artículo 55 del referido Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico establece que: "*El objeto de la Potencia Firme es brindar disponibilidad de capacidad efectiva de generación para garantizar la calidad y confiabilidad del suministro global del sistema eléctrico, teniendo en cuenta la red de transmisión existente y sus restricciones e incluyendo las condiciones de desempeño mínimo*".

Se dimensiona con Potencia de Punta para un periodo de 12 meses, con el objeto de lograr confiabilidad de generación en la condición de mayor requerimiento de demanda del sistema.

La oferta de disponibilidad de potencia de una Unidad Generadora para la asignación de Potencia Firme se determinará teniendo en cuenta la potencia que puede comprometer con una determinada confiabilidad de acuerdo a los criterios establecidos en el presente reglamento, con el objeto de que exista reserva en el sistema para procurar calidad y continuidad del suministro. La disponibilidad que puede ofertar una central Hidroeléctrica

FF *Do.*

depende de su componente aleatorio hidrológico y de su mantenimiento. La disponibilidad de una Unidad Generadora térmica depende de su componente determinístico a través del mantenimiento programado y de su componente aleatorio a través de la indisponibilidad forzada.

El comité elaborará una Norma Operativa de Potencia Firme que describa la metodología de detalle para asignación de Potencia Firme hidroeléctrica, determinación de la indisponibilidad forzada y asignación de la Potencia Firme térmica basado en procedimientos con consideraciones de despacho económico que presenten las características y restricciones del sistema de transmisión y de prioridad de cumplimiento de las condiciones de desempeño mínimo, de acuerdo a los criterios y procedimientos generales establecidos en el presente Reglamento.”

Que el artículo 56 del citado Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 marzo de 2001 establece que: “La oferta hidráulica de Potencia Firme se determinará con la potencia que se puede garantizar entre los meses de hidrología baja (mayo a octubre) en el periodo de punta para una condición de año seco, que corresponda a una probabilidad de excedencia del 95%, salvo que se presente una condición de excedentes o faltantes en la oferta de Potencia Firme, de acuerdo a los criterios que establece el presente Reglamento. En esos casos se incrementará o reducirá, según corresponda, la probabilidad de excedencia para lograr el equilibrio entre oferta y demanda de Potencia Firme. Para la condición de excedente, el incremento de la probabilidad de excedencia no podrá superar un máximo definido en 98%. Para la condición de faltante, la probabilidad de excedencia no podrá ser inferior al 90%.

Que el artículo 57 del señalado Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 marzo de 2001 determina que: “La Potencia Firme de cada una de las Centrales Hidroeléctricas del Sistema Interconectado Nacional se calculará de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) La Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado, definida en el artículo 56, se divide en Energía Regulable y Energía No Regulable en base a las características propias de cada central y su capacidad de embalse.*
- b) En la curva de duración de carga correspondiente al semestre mayo – octubre se ubica, desde la base hacia la punta, la Energía No regulable de cada central hidroeléctrica.*
- c) La Energía Regulable se ubica en el lugar óptimo de la curva de duración de carga. Para el caso en que no sea posible ubicar toda la potencia correspondiente a la Energía Regulable, se disminuye esta potencia de acuerdo al procedimiento señalado en una Norma Operativa de Potencia Firme.*
- d) La oferta de Potencia Firme de cada central hidroeléctrica, para la probabilidad de excedencia considerada, es la suma de la potencia resultante de ubicar su Energía Regulable y no Regulable en la curva de duración de carga.*
- e) La potencia no cubierta por las centrales hidroeléctricas en la curva de duración de carga, se denomina Potencia Firme Térmica Total. Esta potencia se asignará entre las unidades generadoras térmicas de acuerdo a los criterios señalados en el artículo 58.”*

IF 

2

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones emitió el Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012, estableciendo que el documento propuesto por el CNDC "Determinación de la Potencia Firme", presenta cambios, complementaciones y modificaciones en los numerales 4. incisos a), c), d), e), f4), f5), f6) y g) a la Norma Operativa N° 2 vigente; estos puntos son presentados y analizados a continuación:

1. Análisis de la modificación de la Norma Operativa N° 2

1.1 NUMERAL 4. CALCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA HIDROELÉCTRICA

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>a) <i>Con el Modelo SDDP en su versión de mediano plazo, se calcula la generación semanal de cada central hidroeléctrica para el primer año de simulación.</i></p> <p><i>Para ello se utiliza la estadística de caudales medios semanales, manteniendo constante el resto de los parámetros (demanda, parque térmico disponible con costos de operación en base, mantenimientos, etc.) sin considerar restricciones de embalses y considerando para los embalses niveles iniciales iguales al promedio de los últimos cuatro años. Por agregación se obtiene la generación semestral del primer periodo seco de todo el parque hidroeléctrico.</i></p>	<p>a) <i>Con el Modelo SDDP en su versión de mediano plazo, se calcula la generación semanal de cada central hidroeléctrica para el primer año de simulación.</i></p> <p><i>Para ello se utiliza la estadística de caudales medios semanales, manteniendo constante el resto de los parámetros (demanda, parque térmico disponible con costos de operación en base, mantenimientos, etc.), considerando restricciones de embalses y niveles de embalse iniciales iguales al promedio de los últimos cuatro años. Por agregación se obtiene la generación en tres subperiodos del primer periodo seco de todo el parque hidroeléctrico. Siendo la primera semana del año la semana 1, estos subperiodos son:</i></p> <p><i>-El primer subperiodo es de 7 semanas (semana 18 a 24).</i></p> <p><i>-El segundo subperiodo es de 13 semanas (semana 25 a 37).</i></p> <p><i>-El tercer subperiodo es de 6 semanas (semana 38 a 43).</i></p>
<p>OBSERVACIÓN AE: Ninguna</p>	

1.2 Numeral 4. inciso c)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>c) <i>Utilizando los valores determinados en (4b) y una probabilidad de cierre supuesta, se determina la generación semestral de todo el parque hidroeléctrico.</i></p> <p><i>Este valor se distribuye entre las diferentes centrales aplicando una probabilidad tal que la suma de las generaciones semestrales de cada central, calculadas con esta nueva probabilidad sea igual a la generación semestral de todo el parque hidroeléctrico.</i></p>	<p>c) <i>En cada subperiodo, utilizando los valores determinados en (4b) y una probabilidad de Cierre supuesta, se determina la generación de todo el parque hidroeléctrico.</i></p> <p><i>Estos valores se distribuyen entre las diferentes centrales aplicando una probabilidad tal que la suma de las generaciones de cada central, calculadas con esta nueva probabilidad, sea igual a la generación de todo el parque hidroeléctrico.</i></p>
<p>OBSERVACIÓN AE: Ninguna</p>	

[Handwritten signatures and initials]



1.3 Numeral 4. inciso d)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
d) <i>La generación semanal media de cada central, se determina como 1/26 de la generación semestral de la central, calculada en (4c).</i>	d) <i>En cada subperiodo y para cada central, la generación media semanal se determina dividiendo la generación de la central, calculada en (4c.) con su correspondiente número de semanas, determinada en (4a).</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

1.4 Numeral 4. inciso e)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
e) <i>Se determina la curva de carga horaria semanal promedio del periodo mayo-octubre. Uno de los días de la semana se reemplaza por el día de máxima demanda del semestre y se ajustan las demandas de los demás días de trabajo de modo de mantener la energía semanal.</i>	e) <i>En cada subperiodo, se determina la curva de carga horaria semanal promedio, uno de los días de la semana se reemplaza por el día de máxima demanda del subperiodo y se ajustan las demandas de los demás días de trabajo de modo de mantener la energía semanal.</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

1.5 Numeral 4. inciso f4)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
f4) <i>Para cada una de las centrales hidroeléctricas de la cascada, se utilizan caudales afluentes equivalentes que corresponden a las energías semanales determinadas en (4d.). Los niveles, inicial y final de los reservorios, en la semana de análisis, corresponden al 50% del volumen útil de regulación. La generación semanal resultante de cada central no puede ser superior a la energía establecida en (4d.).</i>	f4) <i>Para cada una de las centrales hidroeléctricas de la cascada, se utilizan caudales afluentes equivalentes que corresponden a las energías semanales determinadas en (4d.). Los niveles, inicial y final de los reservorios, en la semana de análisis, corresponden al 50% del volumen útil de regulación. La generación semanal resultante de cada central en cada subperiodo no puede ser superior a la energía establecida en (4d.).</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

1.6 Numeral 4. inciso f5)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
f5) <i>De los resultados del modelo NCP, se determina la potencia generada por cada central de la cascada en la hora de máxima demanda.</i>	f5) <i>De los resultados del modelo NCP, se determina la potencia generada en cada subperiodo por cada central de la cascada en la hora de máxima demanda del subperiodo.</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

2
FF
Ol.



1.7 Numeral 4. inciso f6)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
f6) La potencia de cada central, es igual a la relación entre su potencia máxima individual y la suma de las potencias máximas multiplicada por la potencia total colocada por el conjunto de centrales de la cascada.	f6) La potencia de cada central en cada subperiodo, es igual a la relación entre su potencia máxima individual y la suma de las potencias máximas multiplicada por la potencia total colocada por el conjunto de centrales de la cascada.
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

1.8 Numeral 4. inciso g)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>g) <i>Se realiza una simulación similar a la del punto (4f.) pero incluyendo simultáneamente todas las centrales hidroeléctricas, cuyas capacidades fueron determinadas según el párrafo anterior; para calcular la potencia horaria generada por todas las centrales hidroeléctricas de manera simultánea en la hora de máxima demanda.</i></p> <p>Si la potencia total colocada por el conjunto de centrales hidroeléctricas es menor que la suma de las potencias máximas colocadas determinadas en (4f.); se reducen las potencias de las centrales que están en competencia para empuntar las determinadas en (4f.), en la proporción correspondiente. Se entiende que dos o más centrales están en competencia para empuntar cuando la potencia que cada una de ellas coloca depende de la posición relativa a las otras, y al colocarse simultáneamente, la potencia total colocada es menor que la suma de las potencias colocadas individualmente.</p> <p>La potencia así determinada para cada central es la potencia garantizada de cada central hidroeléctrica</p>	<p>g) <i>En cada subperiodo, se realiza una simulación similar a la del punto (4f.) pero incluyendo simultáneamente todas las centrales hidroeléctricas, cuyas capacidades fueron determinadas según el párrafo anterior; para calcular la potencia horaria generada por todas las centrales hidroeléctricas de manera simultánea en la hora de máxima demanda del subperiodo.</i></p> <p>Si la potencia total colocada en cada subperiodo por el conjunto de centrales hidroeléctricas es menor que la suma de las potencias máximas colocadas determinadas en (4f.); se reducen las potencias de las centrales que están en competencia para empuntar las determinadas en (4f.), en la proporción correspondiente. Se entiende que dos o más centrales están en competencia para empuntar cuando la potencia que cada una de ellas coloca depende de la posición relativa a las otras, y al colocarse simultáneamente, la potencia total colocada es menor que la suma de las potencias colocadas individualmente.</p> <p>Con las potencias así determinadas para cada central, en cada subperiodo, se calcula la potencia media ponderada con el número de semanas correspondiente, el resultado es la potencia garantizada de cada central hidroeléctrica</p>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

2. Determinación de la Capacidad Garantizada Hidroeléctrica

El Grupo de trabajo designado por el CNDC para la modificación de la Norma Operativa N° 2 emitió un informe donde describe la metodología para la determinación de la "Potencia Firme".

En este informe se plantea como objetivo principal cumplir a cabalidad el artículo 57 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 marzo de 2001, por lo que la Norma Operativa N° 2 debe

considerar el tratamiento de la energía regulada y no regulada por separado, para esto se debe analizar la distribución de la energía no regulada en el periodo seco, con el fin de realizar la mejor distribución de la energía regulada y no regulada en la curva de duración de carga del periodo mayo-octubre.

Para el análisis del contenido de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de Potencia Firme" se utilizó la información correspondiente a la versión preliminar del informe de Precios de Nodo, aprobado por el CNDC en la sesión ordinaria N° 282 de fecha 29 de marzo de 2011.

Con los resultados obtenidos del modelo SDDP para el cálculo de potencia firme, la distribución de la energía no regulada en el periodo mayo-octubre de 2011 y el promedio de esta energía en este periodo, se grafican en el Anexo II adjunto a la presente Resolución.

En el gráfico del Anexo II adjunto a la presente Resolución, se observa que en la época más seca del periodo mayo - octubre, para la energía no regulada el promedio es superior a la energía disponible; con la limitación de que esta energía no puede ser trasladada de una semana a otra, tal como ocurre con la energía regulada; en el procedimiento vigente, se calcula la energía promedio durante el periodo de 6 meses, esta simplificación, de acuerdo al análisis, se aleja en gran medida de la realidad e introduce un margen de error muy alto.

En este sentido, para cumplir con lo señalado en el artículo 57 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), es necesario determinar los periodos que nos permitan representar mejor la realidad.

Debido a que en la operación en tiempo real se utilizan curvas de alerta, se debe utilizar restricción de embalses en la base de datos de la potencia firme, lo que permite mayor confiabilidad en la operación del sistema.

Por consiguiente, aplicando esta condición se determina los valores promedios en la gráfica del Anexo III adjunto a la presente Resolución se puede determinar la siguiente tabla:

El periodo mayo-octubre se dividió en tres sub periodos:

Periodo	Semana	Duración	Características	Demanda
1er periodo	18-24	7 semanas	Más Húmedo	Menor demanda
2do periodo	25-37	13 semanas	Más seco	
3er periodo	38-43	6 semanas	Seco	Mayor demanda

Aplicando un análisis sin restricciones, el agua se utiliza hasta octubre y con los cambios climáticos es evidente que se requiere por lo menos hasta la segunda semana de diciembre.



En sistemas predominantemente hidrológicos, como es el caso del sistema norte, el riesgo de déficit se produce en época seca, por lo que la contribución de las centrales hidroeléctricas es de gran importancia, que es el de mayor demanda.

3. Potencia Hidroeléctrica Desplazada

Producto del análisis realizado por el CNDC, se determinó la potencia desplazada en el periodo seco, que es el que presenta mayores diferencias respecto al comportamiento real del sistema.

POTENCIA HIDROELECTRICA DESPLAZADA (MW)		
(2do Periodo)		
Central	Seg. de áreas con ALT01	Seg. de áreas sin ALT01
Zongo		11.04
Santa Rosa 1	0.4139	2.40
Chururaqui		6.05
Cahua		2.15
Huaji		1.45
Yanacachi		13.15
Total	0.41	36.23

Se puede evidenciar que la potencia desplazada sin la unidad ALT01 aplicando seguridad de áreas, implica una potencia desplazada total de 36,23 MW.

Que el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo, de 23 de abril de 2002, dispone que: "La aceptación de informes o dictámenes servirá de fundamentación a la resolución cuando se incorporen al texto de ella", por lo que se hace aceptación del Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012, presentado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, en atención a la normativa vigente, corresponde Aprobar la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", remitida por el CNDC a través de la nota CNDC-494-12, con Registro N° 2293 recepcionada el 3 de marzo de 2012, conforme establece el Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012, siendo que no contraviene a las disposiciones legales vigentes, debiendo en consecuencia, dejar sin efecto la Resolución AE N° 370/2010 de 11 de agosto de 2010 y remitir una copia de los antecedentes que respaldan la emisión del presente acto administrativo al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas para su conocimiento.





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 en tal sentido se aprobó el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, que en su artículo 3 determina la creación de la AE, estableciendo en su artículo 4 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 ciudadano 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, Ley de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

RESUELVE:

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

SEGUNDA.- Dejar sin efecto la Resolución AE N° 370/2010 de 11 de agosto de 2010, 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 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.

 



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
L U Z P A R A T O D O S

**RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012
TRÁMITE N° 2012-3344-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 27 de abril de 2012**

CUARTA.- Notificar el Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012 con la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y archívese.

**Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO**

Es conforme:

**Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL**