

Donde:
 $DFNC_m =$ Desvío de Potencia negativo por la Demanda Firme no cubierta del Participante Consumidor "j" en el mes "m".

Con base en lo anterior, se calculará el Desvío de Potencia negativo total del Participante Consumidor:

$$DPC_{j(m)} = DPC_{j(m-1)} + DFNC_{j(m)} \quad \text{Para } DPC_{j(m)} \text{ menor que cero.}$$

Donde:
 $DPC_{j(m)} =$ Desvío de Potencia negativo que el Participante Consumidor "j" compra mediante Transacciones de Desvíos de Potencia en el mes "m".

Si el Desvío de Potencia $DPC_{j(m)}$ es mayor que cero, el Participante Consumidor "j" tiene excedentes de potencia $DPC_{j(m)}$ que se liquidan en el Mercado Mayorista mediante Transacciones de Desvíos de Potencia."

Artículo 3. Se modifica el numeral 3.3 de la norma el cual queda así:

"3.3 CÁLCULO DE TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA.

El desvío de potencia negativo total $DPT_{m(-)}$ a comprar en el mes en el Mercado de Transacciones de desvíos de potencia se establece como:

$$DPT_{m(-)} = \sum_i DPP_{m(-)} + \sum_j DPC_{j(m)}$$

Donde:
im = Participante Productor "i" en el mes "m".
jm = Participante Consumidor "j" en el mes "m".
 $DPP_{m(-)}$ = Requerimiento mensual de desvíos de potencia negativos del Participante Productor "i".
 $DPC_{j(m)}$ = Requerimiento mensual de desvíos de potencia negativos del Participante Consumidor "j".

Artículo 4. Se modifica el numeral 3.4 de la norma el cual queda así:

"3.4 VALOR TOTAL RECAUDADO POR DESVÍOS DE POTENCIA.

La recaudación por desvíos de potencia RDP_m en el mes se calcula de la siguiente manera:

$$RDP_m = -DPT_{m(-)} * PREFP$$

Donde:
PREFP = Precio de Referencia de la Potencia."

Artículo 5. Se modifica el numeral 3.5 de la norma el cual queda así:

"3.5 DISTRIBUCIÓN DE LA RECAUDACIÓN POR DESVÍOS DE POTENCIA.

La recaudación por desvíos de potencia del mes se distribuye entre los Participantes Productores con excedentes por desvíos de potencia positivos $DPP_{m(+)}$, cuyas unidades generadoras se encuentran generando o que puedan entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo menor o igual a una hora, así como entre los Participantes Consumidores con excedentes por desvíos de potencia positivos $DPC_{j(m)}$ conforme a los siguientes criterios:

$$DPT_{m(+)} = \sum_i DPP_{m(+)} + \sum_j DPC_{j(m)}$$

Donde:
 $DPT_{m(+)}$ = Excedentes de potencia correspondientes al Desvío positivo total mensual de los Participantes Productores y los Participantes Consumidores.

3.5.1 Distribución del monto recaudado por Desvíos de Potencia.

$$VDP_m = \text{Mínimo}\{(DPT_{m(+)} * PREFP); RDP_m\} * (DPP_{m(+)} / DPT_{m(+)})$$

Donde:
VDPm = Pago por venta de desvíos de potencia positivos al Participante Productor "i" en el mes "m".

$$VDI_{jm} = \text{Mínimo}\{(DPT_{m(+)} * PREFP); RDP_m\} * (DPC_{j(m)} / DPT_{m(+)})$$

Donde:
VDIjm = Pago por venta de desvíos de potencia positivos al Participante Consumidor "j" en el mes "m".

Si:
 $RDP_m - (DPT_{m(+)} * PREFP) > 0$

La diferencia se destina a reducir los cargos por el servicio complementario de reserva de los Participantes Consumidores. La distribución de este remanente se realizará en forma proporcional al consumo mensual de energía de los Participantes Consumidores en el MM."

Artículo 6. Se modifica el numeral 3.6.1 de la norma el cual queda así:

"3.6.1 Definición

Se define como Precio de Referencia de la Potencia (PREFP) al costo marginal de inversión para instalar una unidad de generación de punta, incluyendo la inversión requerida para la conexión eléctrica de la central con el Sistema Eléctrico. El PREFP podrá revisarse de acuerdo a los plazos establecidos para la Programación de Largo Plazo, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 1."

Artículo 7. Se modifica el numeral 3.6.3.4 de la norma el cual queda así:

"3.6.3.4 Para tener en consideración el riesgo de faltantes se incrementa la anualidad de inversión multiplicándola por el factor (1 + FR) que tiene en cuenta la indisponibilidad media del equipamiento. Inicialmente el Factor de Riesgo (FR) se establece en 20%."

Artículo 8. APLICACIÓN. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial Número 3 (NCC-3) se empezarán a aplicar a partir del Año Etacional 2008-2009.

Artículo 9. APROBACIÓN. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se sirva aprobarla.

Dada en la Ciudad de Guatemala el cuatro de septiembre de dos mil siete.



**COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
RESOLUCIÓN CNEE- 98-2007**

Guatemala, 12 de septiembre de 2007

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, contenido en el Decreto Número 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir dicha Ley y sus Reglamentos en materia de su competencia.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 44 de la Ley General de Electricidad estipula que, entre otras, es función del Administrador del Mercado Mayorista la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores; así como garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica; y que los agentes del Mercado Mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el Administrador del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 1, de los Reglamentos de la Ley General de Electricidad, y del Administrador del Mercado Mayorista, preceptúan que son Normas de Coordinación todas las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas con el fin de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 13 literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para cumplir con la legislación vigente, debe aprobar o improbar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista, así como sus modificaciones.

CONSIDERANDO:

Que el Administrador del Mercado Mayorista remitió a esta Comisión la modificación de la Norma de Coordinación Comercial Número 4, Precio de Oportunidad de la Energía, a efecto de darle el trámite de aprobación correspondiente.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con fundamento en lo considerado y normas citadas,

RESUELVE:

I. APROBAR las modificaciones a la NORMA DE COORDINACION COMERCIAL No.4, PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGIA, contenidas en la Resolución 658-03, del Acta número 658, de la sesión ordinaria realizada por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, con fecha 4 de septiembre de 2007.

II. Las demás disposiciones de la Norma de Coordinación Comercial Número Cuatro (NCC 4) que no están siendo modificadas, continúan vigentes e inalterables.

III. Publicación, Vigencia y Aplicación: La presente resolución entrará en vigencia a día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América y la aplicación de las modificaciones normativas, será la que ésta establece.

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Rickford
Presidente

Ingeniero Enrique Müller Hernández
Director

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
Director

RESOLUCION No. 658-03
EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-98 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su Artículo 44, determina la conformación del Administrador del Mercado Mayorista, como un ente privado señalando su conformación y funciones.

CONSIDERANDO:

Que con fecha 5 de marzo de 2007 se publicó en el Diario de Centro América, los Acuerdos Gubernativos Números 68-2007 y 69-2007, mediante los cuales se modifican aspectos contenidos en el Reglamento de la Ley General de Electricidad y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que el Acuerdo Gubernativo, 69-2007, requiere una adecuación normativa para el debido funcionamiento del Mercado Mayorista del país.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confiere el artículo 45 de la Ley General de Electricidad y los artículos 1, 2, 13 literal j) y 14 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, contenido en el Acuerdo Gubernativo No. 299-98, modificado mediante el Acuerdo Gubernativo Número 69-2007, RESUELVE:

I) Emitir

Las siguientes modificaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 4, Precio de Oportunidad de la Energía, contenida en la Resolución Número 157-02, emitida con fecha treinta de octubre de dos mil, de la siguiente forma:

Artículo 1. Se modifica el numeral 4.1, el cual queda así:

4.1 FUNDAMENTOS Y DEFINICIONES

4.1.1 El Precio de Oportunidad de la Energía es el valor del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora, definido como el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El Costo Marginal de Corto Plazo corresponde al máximo costo variable de las unidades generadoras, en el Nodo de Referencia, que fueron convocadas por el Despacho Económico y resultaron operando en función de su costo variable de acuerdo al resultado del programa diario, respetando los requerimientos de Servicios Complementarios.

4.1.2 La Unidad Generadora Marginal, es la que tiene el máximo costo variable de las unidades generadoras a las que se refiere el numeral 4.1.1 y es la que establece el Precio de Oportunidad de la Energía de una hora, siempre que haya operado en régimen permanente por lo menos quince (15) minutos de esa hora, si la Unidad Generadora no puede cumplir con esta última condición se considerará Unidad Generadora Forzada por arranque y parada, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 5.

La Máquina de Falla no será considerada para establecer el Precio de Oportunidad de la Energía, según lo establecido en el artículo 9 de las Disposiciones Transitorias del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

La exportación e importación de oportunidad será considerada para el establecimiento del Precio de Oportunidad de la Energía a partir del momento en que los intercambios de oportunidad reflejen condiciones económicas equivalentes a las del Mercado Mayorista, cuando entre en operación el Proyecto SIEPAC o la Interconexión con México, según la fecha de inicio de operación de cada proyecto.

4.1.3 Regímenes de Operación. Las unidades que se encuentren operando en el Sistema, resultan generando en alguno de los siguientes regímenes:

4.1.3.1 Régimen de Transición: La unidad generadora que se encuentre operando en rampa de toma de carga asociada al proceso de puesta en servicio comprendido desde el momento de sincronización hasta el momento en que alcanza su mínimo técnico. Asimismo, se considerará en este régimen a las unidades generadoras operando en rampa de descarga, que comprende desde el momento en que haya recibido orden de desconexión del sistema hasta el momento en que efectivamente queda desconectada del Sistema.

4.1.3.2 Régimen de Prueba: La unidad generadora que se encuentre efectuando pruebas de Potencia Máxima, pruebas de Disponibilidad o pruebas solicitadas por el Participante Productor.

4.1.3.3 Régimen Forzado: La unidad generadora requerida para operar por razones distintas a su costo variable y debido a restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad, del parque de generación o de la red de transporte así como por cláusulas de compra mínima de energía de los Contratos Existentes, de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 5.

4.1.3.4 Régimen Permanente: La unidad generadora que no se encuentra operando en ninguno de los regímenes de Transición, Prueba o Forzado.

4.1.3.5 Las unidades generadoras que se encuentren operando en Régimen de Transición, Régimen de Prueba o Régimen Forzado no participarán en la determinación del POE.

[Handwritten signature]

4.1.4 Las transacciones de oportunidad de energía eléctrica en el Mercado Mayorista se realizan con un Precio de Oportunidad de la Energía (POE) establecido en forma horaria y corresponderá a la operación programada del sistema, es decir, que el precio se determinará con base en los resultados de dicho programa. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan sobre la base de los costos marginales de corto plazo, que resultan del despacho de la oferta disponible y realizado de acuerdo a los procedimientos descritos en la Norma de Coordinación Comercial número 1 (NCC-1).

4.1.5 Las operaciones de compra y venta del Mercado Mayorista (MM) se realizan a través de contratos entre Participantes Productoras y Participantes Consumidores o a través del Mercado de Oportunidad de la Energía (MOE).

4.1.6 Un Participante Productor venderá al Mercado Mayorista su energía en el nodo en que se encuentra conectado a la red y al precio correspondiente en el mismo. Si hubiese más de un punto de inyección de energía por parte del Participante Productor se considerará que venda en los nodos en que la energía es suministrada a la red y a los precios de los nodos correspondientes.

4.1.7 Las diferencias que se presentan cada hora entre la energía consumida o comprada por contratos por un Participante Consumidor, y la energía comprada por contratos deberán transarse en el MOE en su nodo y al precio del mismo, siendo estas transacciones medidas y liquidadas por el AMM. El nodo a que hace referencia es el punto de conexión del Participante a la red de transporte.

4.1.8 Se fija en una hora el período para el que se establece el POE. Este período podrá ser modificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

4.1.9 Se define como Área Desvinculada al conjunto de nodos afectados por la indisponibilidad o inexistencia de un vínculo que interconecte dicho conjunto y el Mercado Mayorista, lo que genera limitaciones al despacho óptimo del Mercado Mayorista. En este caso el área tendrá su propio precio de la energía, denominado Precio Local (PL).

4.1.10 Para cada POE que resulta del despacho en el Mercado Mayorista se tiene un precio en cada nodo de la red de Transporte transfiriendo el POE al nodo afectándolo por su Factor de Pérdidas Nodales de Energía, como se describe en la Norma de Coordinación Comercial Número 7.

4.1.11 El Precio de Nodo en cada hora "h" (PN) en un nodo "n" depende de que dicho nodo esté o no en un área desvinculada. Si resulta en un área vinculada del Mercado, el precio de nodo de la energía se calcula con el POE transferido hasta su nodo por medio del factor de pérdidas nodales de energía (FPNE).

PNn = POEh * FPNEhn

Donde:

PNn = es el Precio de Nodo del nodo n en la hora h.

POEh = es el Precio de Oportunidad de la Energía en la hora h.

FPNEhn = es el Factor de Pérdidas Nodales de Energía en el nodo n en la hora h.

Si resulta despachada en un área desvinculada "a", el precio de nodo se calcula con el Precio Local (PL) definido en un nodo de referencia para el área desvinculada, y transferido hasta el nodo por medio del correspondiente factor de pérdidas nodales de energía propio del área desvinculada. El nodo de referencia en cada área desvinculada corresponderá a la barra de mayor voltaje de la subestación de mayor consumo dentro del área desvinculada.

PNn = PLa * FPNEhn

Donde:

PNn = es el Precio de Nodo del nodo n en la hora h.

PLa = es el Precio Local en la hora h, en el nodo de referencia del área desvinculada "a".

FPNEhn = es el Factor de Pérdidas Nodales de Energía en el nodo n del área desvinculada "a" en la hora h.

4.1.12 Cada hora la energía vendida al MM se remunera al precio de la energía en su nodo salvo en los siguientes casos:

4.1.12.1 La energía de una unidad generando en régimen forzado a requerimiento del AMM. En estos casos la unidad es remunerada a su costo operativo, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 5.

4.1.12.2 La energía de una unidad generadora forzada en las horas que resulta operando al mínimo técnico, es remunerada a su costo operativo.

4.1.12.3 Cuando la Unidad Generadora Marginal corresponda a una exportación, o a una importación de oportunidad hasta que los intercambios de oportunidad en el Mercado Eléctrico Regional reflejen condiciones económicas equivalentes a las del Mercado Mayorista.

4.1.13 Cada hora la energía comprada por un Participante Consumidor será valorizada al Precio de Oportunidad de la Energía afectado por el Factor de Pérdidas Nodales de Energía Promedio de la demanda, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 7.

4.1.14 El precio de la energía tiene en cuenta la reserva adoptada para regulación de frecuencia y, por lo tanto, en la remuneración total horaria de la energía a los Generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a la Reserva Radante Regulante con que opera el MM.

[Handwritten signature]

4.1.15 El AMM calculará para cada hora la remuneración que corresponde a cada Generador por su venta de energía al Mercado de Oportunidad. De la integración de estos valores se obtiene la remuneración mensual del Generador por venta de energía al MM.

Artículo 2. Se modifica el numeral 4.2.1, el cual queda así:

4.2.1 Se denomina demanda a abastecer en el Mercado (DEMERC) para una hora "H" a la suma de las demandas a abastecer por despacho (DEMDESP) en las áreas vinculadas al Mercado.

DEMERC_H = Σ_i DEMDESP_{H,i}

estando "H" en un área vinculada al Mercado.

Artículo 3. Se modifica el numeral 4.3, el cual queda así:

4.3 REQUERIMIENTOS DE POTENCIA PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

4.3.1 Cada hora, el requerimiento de potencia para satisfacer la demanda a abastecer por despacho dentro de los niveles de calidad establecidos necesita que:

4.3.1.1 Se genere la potencia requerida para cubrir la demanda, teniendo en cuenta las pérdidas de las redes de transporte y distribución;

4.3.1.2 Se mantenga adicionalmente dentro del parque de generación del MM en su conjunto un nivel de Reserva Rodante Operativa, Reserva Rodante Regulante para regulación de frecuencia, para garantizar la operatividad del sistema eléctrico y para mantener la calidad del servicio.

4.3.1.3 Se mantenga un nivel de Reserva Rápida que garantice una capacidad de respuesta en caso de contingencias.

4.3.2 En cada unidad generadora la Reserva Rodante Regulante se asigna de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Operativa Número 4.

El nivel de Reserva Rodante Operativa, se determinará de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Operativa Número 4.

4.3.3 En la operación en tiempo real, cada hora una máquina térmica generando (se incluyen dentro de esta categoría las centrales geotérmicas, los grupos de cogeneración y centrales generadoras que utilicen combustibles renovables) resulta con la siguiente composición de su potencia:

4.3.3.1 Potencia neta generada, definida como la potencia directamente asignada a la producción de energía.

4.3.3.2 Potencia neta Rodante Regulante para RPF, definida de acuerdo a la disponibilidad para regulación informada por el Generador y el despacho de Reserva Rodante Regulante realizado por el AMM.

4.3.3.3 Potencia neta Rodante Operativa, que puede ser cero, definida de acuerdo a los requerimientos de Reserva Rodante Operativa establecidos para mantener la operatividad del sistema eléctrico, las características de respuesta de la máquina y el despacho de reserva para RSF.

4.3.3.4 Potencia neta operada, entendiéndose como tal la potencia neta máxima que podría generar en esa hora. Para ello se tendrá en cuenta la potencia efectiva instalada en la máquina, la potencia en reserva para Regulación de Frecuencia, la potencia en reserva operativa y las restricciones operativas propias de la máquina o la central, y las restricciones de transporte y/o distribución que limiten sus posibilidades de entregar su potencia. Para las máquinas forzadas a requerimiento de un agente consumidor y/o restricciones de transporte, se considerará como potencia neta operada a su potencia neta generada más la reserva regulante despachada que no resulte generada.

4.3.3.5 Potencia disponible en reserva de una máquina térmica es la potencia que resulta luego de restar de la potencia neta operada la potencia neta generada, la potencia neta en reserva regulante para RPF y la potencia neta rodante operativa.

4.3.4 A su vez cada central hidroeléctrica generando resulta con la siguiente composición de su potencia.

4.3.4.1 Potencia neta generada, definida como la potencia directamente asignada a la producción de energía.

4.3.4.2 Potencia neta Rodante Regulante para RPF, definida de acuerdo a la disponibilidad para regulación informada por la central y el despacho de Reserva Regulante.

4.3.4.3 Potencia neta Rodante Operativa, que puede ser cero, definida de acuerdo a los requerimientos de reserva rodante establecidos para mantener la operatividad y confiabilidad del sistema eléctrico y su distribución dentro del parque del MM, y el despacho de RSF.

4.3.4.4 Potencia neta operada, entendiéndose como tal la potencia neta máxima que podría generar en esa hora la central con las máquinas que están generando. Para ello se tendrá en cuenta la potencia neta nominal de las máquinas generando, la potencia en reserva para Regulación de Frecuencia, la potencia en reserva operativa y las restricciones operativas de la central o de salto en el embalse, las restricciones de aguas abajo, y las restricciones de transporte y/o distribución que limiten sus posibilidades de entregar potencia donde la requiere la demanda. Para las máquinas forzadas a requerimiento de un agente consumidor y/o por restricciones de transporte y/o por restricciones de caudales aguas abajo, se considerará como potencia neta operada a su potencia neta generada más la Reserva Regulante despachada que no resulte generada.

4.3.4.5 Potencia disponible en reserva de una central hidroeléctrica es la potencia que resulta luego de restar de la potencia neta operada de la central la potencia neta

[Handwritten signature]

generada, la potencia neta Rodante Regulante y la potencia neta rodante operativa.

Artículo 4. Se modifica el numeral 4.4, el cual queda así:

4.4 MODELACIÓN DE LAS MÁQUINAS DE FALLA

4.4.1 El déficit se modela en escalones simulando máquinas térmicas ficticias adicionales denominadas Máquinas de Falla. Existirán tantas máquinas de falla como escalones de déficit se consideren, cada escalón de déficit corresponderá a una máquina de falla.

Para los efectos del despacho las Máquinas de Falla y los escalones de déficit se consideran como parte del parque térmico disponible en el Mercado Mayorista. Las Máquinas de Falla podrán definir el Precio de Oportunidad de la Energía, a partir de que se cumplan las condiciones establecidas en el artículo 9 de las Disposiciones Transitorias del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

4.4.2 Cada Máquina de Falla que representa a un escalón de déficit, se modela con una potencia máxima, que se representa como un porcentaje de la demanda de potencia en cada hora. La última Máquina de Falla tiene una potencia infinita, de forma tal que en los modelos siempre sea posible atender a la demanda ya sea con generación, retiro de demanda o Máquinas de Falla. De resultar una o más Máquinas de Falla despachadas, se considerará como potencia operada la potencia máxima del escalón de déficit para esa hora.

4.4.3 Las Máquinas de Falla que representan a los escalones de déficit se modelan con un costo operativo correspondiente al costo de falla que representan. La última Máquina de Falla tiene como costo el Costo de la Energía no Suministrada (CENS).

CF = CENS * %ECF

Donde:

CF = Costo de Falla

CENS = Costo de la Energía no Suministrada

%ECF = Escalones de Costo de Falla en % según la tabla descrita en este numeral.

Se adopta un CENS igual a 10 (diez) veces el cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en Baja Tensión sin cargo por demanda de la Ciudad de Guatemala.

Se considerarán los siguientes costos operativos correspondientes a cada escalón de falla, en tanto la CNEE no defina nuevos escalones para los costos operativos:

Escalones de Reducción de Demanda (RD)	Escalones de Costo de Falla en % del valor del CENS
0% < RD ≤ 2%	16% * CENS
2% < RD ≤ 5%	20% * CENS
5% < RD ≤ 10%	24% * CENS
RD > 10%	100% * CENS

Artículo 5. Se modifica el numeral 4.5, el cual queda así:

4.5 ESTABLECIMIENTO DEL PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA.

Para el establecimiento del Precio de Oportunidad de la Energía, el Administrador del Mercado Mayorista deberá calcular los Costos Variables de Generación de los Participantes Productores, resultantes de aplicar la metodología de cálculo de los Costos Variables de Generación declarada por los agentes, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 1.

Artículo 6. Se agrega el numeral 4.6, el cual queda así:

4.6. DISPOSICIONES TRANSITORIAS.

4.6.1 Para la determinación del cumplimiento de las condiciones económicas equivalentes a las del Mercado Mayorista, a las que se refiere el artículo 45 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, el AMM deberá realizar estudios específicos que tomen en cuenta las siguientes condiciones:

4.6.1.1 Las condiciones de equivalencia económica deben referirse a las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional y el Mercado Mayorista, cuando entre en operación el Proyecto SIEPAC o la Interconexión con México, según la fecha de inicio de operación de cada proyecto.

4.6.1.2 Comparación entre los precios de los nodos de intercambio y los precios en el Mercado Mayorista.

4.6.1.3 Semejanza de los precios del Mercado Eléctrico Regional o la Interconexión con México y el Mercado Mayorista, que deberá establecerse mediante un análisis estadístico de estas desviaciones, discriminando eventos atípicos.

4.6.2 El AMM desarrollará los procedimientos necesarios para la implementación de lo establecido en esta norma.

Artículo 7. APLICACIÓN. Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial número cuatro (NCC-4) se empezarán a aplicar a partir del Año Estacional 2008-2009.

[Handwritten signature]

Artículo 9. APROBACIÓN. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13 Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala, el cuatro de septiembre de dos mil siete.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCIÓN CNEE- 99-2007

Guatemala, 12 de septiembre de 2007

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, contenido en el Decreto Número 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir dicha Ley y sus Reglamentos en materia de su competencia.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 44 de la Ley General de Electricidad estipula que, entre otras, es función del Administrador del Mercado Mayorista la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores; así como garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica; y que los agentes del Mercado Mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el Administrador del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 1, de los Reglamentos de la Ley General de Electricidad, y del Administrador del Mercado Mayorista, preceptúan que son Normas de Coordinación todas las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas con el fin de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 13 literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para cumplir con la legislación vigente, debe aprobar o imprimir las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista, así como sus modificaciones;

CONSIDERANDO:

Que el Administrador del Mercado Mayorista, remitió a esta Comisión la modificación de la Norma de Coordinación Comercial Número 5, Sobrecostos de Unidades Generadoras Forzadas, a efecto de darle el trámite de aprobación correspondiente;

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con fundamento en lo considerado y normas citadas.

RESUELVE:


I. APROBAR las modificaciones a la **NORMA DE COORDINACION COMERCIAL No. 5, SOBRECOSTOS DE UNIDADES GENERADORAS FORZADAS**, contenidas en la Resolución 658-04 del Acta número 658 de la sesión ordinaria realizada por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, con fecha 4 de septiembre de 2007.

II. Las demás disposiciones de la Norma de Coordinación Comercial Número cinco (NCC 5) que no están siendo modificadas, continúan vigentes e inalterables.

III. **Publicación, Vigencia y Aplicación:** La presente resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América y la aplicación de las modificaciones normativas, será la que ésta establece.


CNEE
 DR. CARLOS EDUARDO COLON BICKFORD
 PRESIDENTE
 COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
 Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford
 Presidente


 Ingeniero Eulalia Meller Hernández
 Director


 Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
 Director

RESOLUCION No. 658-04

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su Artículo 44, determina la conformación del Administrador del Mercado Mayorista, como un ente privado señalando su conformación y funciones.

CONSIDERANDO:

Que con fecha 5 de marzo de 2007 se publicaron en el Diario de Centro América, los Acuerdos Gubernativos Números 68-2007 y 69-2007, mediante los cuales se modifican aspectos contenidos el Reglamento de la Ley General de Electricidad y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que el Acuerdo Gubernativo 69-2007, requiere una adecuación normativa para el debido funcionamiento del Mercado Mayorista del país.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confiere el artículo 45 de la Ley General de Electricidad y los artículos 1, 2, 13 literal j) y 14 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, contenido en el Acuerdo Gubernativo No. 299-98, modificado mediante el Acuerdo Gubernativo Número 69-2007, **RESUELVE:**

I) Emitir

LAS SIGUIENTES MODIFICACIONES A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 5, SOBRECOSTOS DE UNIDADES GENERADORAS FORZADAS, CONTENIDA EN LA RESOLUCIÓN NÚMERO 217-01, EMITIDA CON FECHA VEINTIDOS DE JUNIO DE DOS MIL UNO, Y SUS MODIFICACIONES, DE LA SIGUIENTE FORMA:

Artículo 1. Se modifica el numeral 6.1, el cual queda así:

6.1 DEFINICIÓN DE COSTO OPERATIVO

6.1.1 Costo Operativo De Unidades Térmicas

El Costo Operativo de una unidad generadora térmica será igual al Costo Variable de Generación multiplicado por el coeficiente representativo de la variación de eficiencia en función del nivel de carga asignado.

El costo operativo de las unidades generadoras comprometidas en los contratos a los que se refiere el artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, será igual al precio de la energía del respectivo contrato declarado por la parte compradora.

6.1.2 Costo Operativo De Unidades Hidroeléctricas

El Costo Operativo de una máquina hidráulica será igual al valor del agua, el que será calculado por el Administrador del Mercado Mayorista, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 1.

Las variables utilizadas para calcular el valor del agua deberán corresponder a la metodología declarada según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 1, las que serán utilizadas por el AMM para su uso en el despacho económico.

Además se tendrá en cuenta que:

- En caso de un embalse de regulación anual que se encuentre en situación de vertimiento, el costo operativo será igual al costo de operación y mantenimiento calculado para la central hidroeléctrica correspondiente.
- Para el resto de las centrales hidroeléctricas se considerará que su costo operativo es igual al costo de operación y mantenimiento calculado para la central hidroeléctrica correspondiente.
- En caso que la oferta hidráulica y la basada en recursos renovables no hidráulicos exceda la demanda en una hora, el costo operativo de dichas unidades será igual al mínimo de los costos de operación y mantenimiento calculados para las centrales hidroeléctricas.

6.1.3 Costo operativo de Unidades Generadoras Basadas en Recursos Renovables no Hidráulicos.

- Para las plantas de generación basadas en recursos renovables no hidráulicos se considerará que su costo operativo es el Costo Variable de Generación, que como mínimo será igual a su costo de operación y mantenimiento.

Artículo 2. Se modifica el numeral 5.2, el cual queda así:

5.2 GENERACION FORZADA

Se denomina Generación Forzada a la energía producida por una unidad generadora requerida para operar por razones distintas a su Costo Variable de Generación. No se considerará forzada a la generación hidroeléctrica que se ocasiona por requerimientos de aguas abajo y por necesidad de mantener niveles máximos de embalse o para evitar vertimientos.

Una máquina resulta con Generación Forzada porque su costo operativo es superior al POE en el nodo en que la misma está conectada.