

2.7.3 Gradualidad de aplicación para centrales hidroeléctricas. Para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación, de acuerdo a la clasificación establecida en la Norma de Coordinación Comercial Número 1, que se encuentren en operación comercial al inicio del año estacional 2008-2009, se les reconocerá por un periodo de 10 años, una Oferta Firme calculada de la siguiente manera:

- a) Para el caso de las centrales en que  $PHMR_i \geq PP_i$ , según el resultado del cálculo establecido en el literal c) del numeral 2.1.5, manteniendo constante NHMD = 4 horas, el cálculo de la Oferta Firme se hará según el numeral 2.1.5 literal d), utilizando el PHMR<sub>i</sub> calculado.
- b) Para el caso de las centrales en que  $PHMR_i < PP_i$ , según el resultado del cálculo establecido en el literal c) del numeral 2.1.5, manteniendo constante NHMD=4 horas, la Oferta Firme se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$OF_i = MAX(PHMR_i(PP_i - (0.1 * n) * (PP_i - PHMR_i))) * coefdisp_i$$

Donde:

OF<sub>i</sub> = Oferta Firme de la central hidroeléctrica h'

PHMR<sub>i</sub> = Potencia en la hora de máximo requerimiento, manteniendo constante NHMD=4 horas

PP<sub>i</sub> = potencia máxima

coefdisp<sub>i</sub> = coeficiente de disponibilidad

n = 1, ..., 10 correspondiente al número de años de aplicación de la gradualidad.

Al finalizar los diez años de gradualidad, se aplicará estrictamente lo dispuesto en el numeral 2.1.5 de la presente norma.

**2.7.4 Gradualidad En La Aplicación De La Oferta Firme Eficiente**

Para las unidades o centrales generadoras que no resulten con Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme, según lo estipulado en los numerales 2.2.1 y 2.2.2 de esta Norma de Coordinación, se aplicará un periodo de gradualidad de la siguiente forma:

1. El periodo de aplicación de la gradualidad será a partir del año estacional 2008-2009 y finalizará en el año estacional 2017-2018
2. Durante el periodo de aplicación, las unidades generadoras que no resulten con Oferta Firme Eficiente se les reconocerá la misma de la siguiente manera:
  - a) Para un primer año estacional que la unidad generadora no resulte con Oferta Firme Eficiente, se les reconocerá una Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme igual al 80% de su Oferta Firme.
  - b) Para un segundo año estacional que la unidad generadora no resulte con Oferta Firme Eficiente, se les reconocerá una Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme igual al 60% de su Oferta Firme.
  - c) Para un tercer año estacional que la unidad generadora no resulte con Oferta Firme Eficiente, se les reconocerá una Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme igual al 40% de su Oferta Firme.
  - d) Para un cuarto año estacional que la unidad generadora no resulte con Oferta Firme Eficiente, se les reconocerá una Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme igual al 20% de su Oferta Firme.
  - e) A partir del quinto año estacional que la unidad generadora no resulte con Oferta Firme Eficiente, no se les reconocerá Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme.

El cálculo de la Oferta Firme Eficiente de las unidades o centrales generadoras que no resulten con Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme, durante el periodo de gradualidad descrito anteriormente, se efectuará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$OFE_{in} = (1 - 0.2 * m) * OF_{in}$$

Donde:

OFE<sub>in</sub> = Oferta Firme Eficiente de la unidad o central generadora "i" en el Año Estacional "n" que no resulten con Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme, según lo estipulado en los numerales 2.2.1 y 2.2.2 de esta Norma de Coordinación.

n = 1, ..., 10 correspondiente al número de años de aplicación de la gradualidad.

m = 1, ..., 5 correspondiente al número de Años Estacionales durante el periodo de gradualidad, en los que la central o unidad generadora resulta sin Oferta Firme Eficiente.

OF<sub>in</sub> = Oferta Firme de la unidad o central generadora "i" en el Año Estacional "n".

**2.7.5 Cálculo de la Demanda Firme**

El cálculo de la Demanda Firme establecido en el numeral 2.6 de esta norma, se aplicará a partir de enero de 2008.

Artículo 8. Se modifica el Anexo 2.1, el cual queda así:

**ANEXO 2.1  
Cálculo del coeficiente de disponibilidad de las máquinas generadoras**

El coeficiente de disponibilidad de una unidad generadora se calcula anualmente a partir de los datos disponibles de los últimos dos años, de la siguiente forma:

$$Coefdisp = \frac{HD + HMP - HED}{HD + HIF + HMP}$$

En donde:

HD: Horas de disponibilidad

HMP: Horas de mantenimiento programadas, incluyendo mantenimientos menores y mantenimientos mayores que se incluyan en los programas correspondientes de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No.1.

HIF: Horas de indisponibilidad Forzada

HED: Horas equivalentes por degradación cuando la unidad esta disponible (con independencia de la disponibilidad de agua en el caso de centrales hidroeléctricas) que se calculan así:

$$HED = \sum_{i=1}^n \frac{[PP - PDI]}{PP}$$

En donde:

PP: Potencia Máxima Neta

PDI: Potencia Disponible Neta en la hora i (con independencia de la disponibilidad de agua en el caso de centrales hidroeléctricas y sin tener en cuenta los requerimientos de operación que pueda realizar el AMM)

n: Número de horas del periodo de cálculo

En caso de Unidades Generadoras que no cuenten con historial de datos de operación de dos años completos, para el cálculo del Coeficiente de Disponibilidad y su aplicación en la Programación Anual o Reprogramación, el AMM considerará:

- Las horas de disponibilidad (HD) del periodo en el que no se cuente con dicho historial, serán iguales al total de horas de dicho periodo
- Las horas de mantenimiento Programado (HMP), Horas Equivalentes de Degradación (HED) y las Horas de Indisponibilidad Forzada (HIF) del periodo en el que no se cuente con dicho historial, serán igual a cero.
- Las horas en las cuales si existen datos de operación con los valores registrados.

Para las Unidades Generadoras que inicien su operación previo a una Programación Anual, el AMM considerará el coeficiente de disponibilidad igual a uno para el periodo que reste para la siguiente Programación Anual.

**Artículo 9. APLICACIÓN.** Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial Número 2 (NCC-2) se empezarán a aplicar a partir del Año Estacional 2008-2009, con las excepciones hechas en el Artículo 7 anterior.

**Artículo 10. 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 cinco de septiembre de dos mil siete.



**COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA**

**RESOLUCIÓN CNEE- 97-2007**

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 3, Transacciones de Desvíos de Potencia, 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,

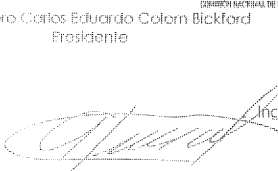
**RESUELVE:**

I. APROBAR las modificaciones a la **NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 3, TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA**, contenidas en la Resolución 658-02, del Acto número 698, 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 Tres (NCC-3) 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.

  
**ING. CARLOS EDUARDO COLM BICKFORD**  
 PRESIDENTE  
 COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
 Ingeniero Carlos Eduardo Colm Bickford  
 Presidente

  
 Ingeniero César Augusto Fernández Fernández  
 Director

**RESOLUCION No. 658-02**

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 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:**

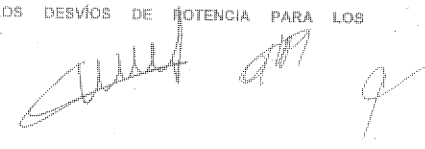
I) Emitir

**LAS SIGUIENTES MODIFICACIONES A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 3, TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA, CONTENIDA EN LA RESOLUCIÓN NÚMERO 216-02, EMITIDA CON FECHA DIECINUEVE DE JUNIO DE DOS MIL UNO, Y SUS MODIFICACIONES, DE LA SIGUIENTE FORMA:**

Artículo 1. Se modifica el numeral 3.1 de la norma el cual queda así:

**3.1 DETERMINACIÓN DE LOS DESVÍOS DE POTENCIA PARA LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES.**

**3.1.1 Definiciones**



**Transacciones de Desvíos de Potencia:** Es el conjunto de intercambios en el Mercado Mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos entre sus participantes.

**Desvíos de Potencia del Participante Productor (DPP<sub>id</sub>):** El Desvío de Potencia diario de un Participante Productor se calcula como la diferencia entre su Oferta Firme Disponible Total (OFDT<sub>id</sub>) y la Potencia Total Comprometida (PTC<sub>id</sub>) por dicho Participante. La liquidación de estas transacciones se hará mensualmente.

**Potencia Total Comprometida (PTC<sub>id</sub>):** es la suma de la potencia que el Participante Productor compromete en contratos de abastecimiento, para cubrir Demanda Firme, más la potencia que vende en contratos de respaldo de potencia, más la potencia que utiliza para respaldar exportaciones y servicios complementarios. La Potencia Total Comprometida (PTC<sub>id</sub>) se calcula de conformidad con la siguiente fórmula:

$$PTC_{id} = PF_{id} + PCR_{id} + PE_{id} + PSC_{id}$$

Donde:

- PTC<sub>id</sub> = Potencia Total Comprometida por el Participante Productor "i" en el día "d".
- PF<sub>id</sub> = Potencia comprometida en contratos de abastecimiento por el Participante Productor "i" en el día "d".
- PCR<sub>id</sub> = Potencia comprometida en contratos de respaldo por el Participante Productor "i" en el día "d".
- PE<sub>id</sub> = Potencia utilizada para respaldar exportaciones por el Participante Productor "i" en el día "d".
- PSC<sub>id</sub> = Potencia comprometida en servicios complementarios por el Participante Productor "i" en el día "d", exceptuando los incluidos en la determinación de la Demanda Máxima Proyectada.

**3.1.2 Desvíos de Potencia diarios de los Participantes Productores.**

Para el cálculo del Desvío de Potencia diario de cada Participante Productor, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) considerará la Oferta Firme Disponible Total diaria de cada Participante Productor y su correspondiente Potencia Total Comprometida diaria, de conformidad con la siguiente fórmula:

$$DPP_{id} = OFDT_{id} - PTC_{id}$$

Donde:

- DPP<sub>id</sub> = Desvío de Potencia para el día "d" del Participante Productor "i".
- OFDT<sub>id</sub> = Oferta Firme Disponible Total del Participante Productor "i" en el día "d".
- PTC<sub>id</sub> = Potencia Total Comprometida del Participante Productor "i" en el día "d".

Para los días en los cuales DPP<sub>id</sub> sea menor que cero, el Participante Productor "i" compra la magnitud DPP<sub>id</sub> en el Mercado Mayorista mediante Transacciones de Desvíos de Potencia. El valor mensual resultante (DPP<sub>m(i)</sub>) de los desvíos diarios negativos de cada Participante Productor se calculará de la siguiente forma:

$$DPP_{m(i)} = \left( \sum_d DPP_{id} \right) / ND \quad \text{Para valores de DPP}_{id} \text{ menores que cero.}$$

Donde:

- DPP<sub>m(i)</sub> = Desvío de Potencia negativo que el Participante Productor "i" compra mediante Transacciones de Desvíos de Potencia en el mes "m".
- ND = Número de días del mes.

Para los días en los cuales DPP<sub>id</sub> sea mayor que cero, el valor mensual resultante (DPP<sub>m(i)</sub>) de los desvíos diarios positivos de cada Participante Productor se calculará de la siguiente forma:

$$DPP_{m(i)} = \left( \sum_d (DPP_{id} - OFDAL_{idk}) \right) / ND \quad \text{Para valores de DPP}_{id} \text{ mayores que cero.}$$

Donde:

- DPP<sub>m(i)</sub> = Excedentes de Potencia por Desvíos de Potencia Positivos del Participante Productor "i" en el mes "m".
- OFDAL<sub>idk</sub> = Oferta Firme Disponible de las unidades "k" de arranque lento, es decir las unidades con un arranque mayor a una hora, del Participante Productor "i" en el día "d", que no hayan resultado generando por no ser requeridas en el despacho en tiempo real del AMM.
- ND = Número de días del mes.

En el caso en que DPP<sub>m(i)</sub> sea menor que cero, entonces se considera que el excedente de Potencia por Desvíos de Potencia Positivos del Participante Productor "i" en el mes "m" es igual a cero.

**3.1.3 Oferta Firme Disponible Total**

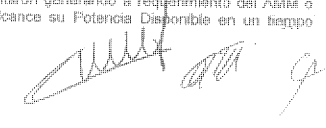
La Oferta Firme Disponible Total OFDT<sub>id</sub> de un participante productor "i" en el día "d", se calcula como la suma de la Oferta Firme Disponible (OFD<sub>id</sub>) de sus unidades generadoras que tengan asignada Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, que no estén comprometidas en Contratos de Reserva de Potencia, más la Oferta Firme Disponible de las unidades generadoras por él contratadas por medio de Contratos de Reserva de Potencia, más la potencia comprada mediante Contratos de Respaldo de Potencia, más la potencia disponible de sus unidades que no tienen asignada Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, que resultaron generando a requerimiento del AMM o que puedan entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo menor o igual a una hora.

$$OFDT_{id} = \sum_g OFD_{idg} + \sum_k OFD_{idk} + PCR_{id} + PGT_{id}$$

Donde:

- OFD<sub>id</sub> = Oferta Firme Disponible del Participante Productor "i" en el día "d" de sus unidades Generadoras "g" que resultaron generando a requerimiento del AMM o que puedan entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo menor o igual a una hora, que tengan asignada Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme, que no estén comprometidas para cubrir Contratos de Reserva de Potencia.

- OFD<sub>idk</sub> = Oferta Firme Disponible del participante Productor "i" en el día "d" de las unidades Generadoras "k" que resultaron generando a requerimiento del AMM o que puedan entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo



menor o igual a una hora, por él contratadas por medio de Contratos de Reserva de Potencia.

$PCR_{id}$  = Potencia comprada en Contratos de Respaldo de Potencia por el Participante Productor "i" en el día "d".

$PD_{id}$  = Potencia disponible generada o que pueda entrar en servicio y alcance su Potencia Disponible en un tiempo menor o igual a una hora, a requerimiento del AMM en el día "d", de aquellas unidades del Participante Productor "i" que no tienen asignada Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme.

3.1.3.1 La Oferta Firme Disponible  $OFD_{id}$  es la parte de la Potencia Máxima que cada unidad generadora tiene disponible y se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$OFD_{id} = PP_i * Dd_{id}$$

Donde:

$Dd_{id}$  = Índice de Disponibilidad del día "d" de la unidad generadora "i".  
 $PP_i$  = Potencia Máxima de la unidad generadora "i" calculada de conformidad con la Norma de Coordinación Comercial número 2.

3.1.3.2 El Índice de Disponibilidad está dado por

$$Dd_{id} = \frac{\sum_{h=1}^H PD_{hid}}{H * PP_i}$$

Donde:

$PP_i$  = Potencia Máxima de la unidad generadora "i" calculada de conformidad con la Norma de Coordinación Comercial número 2.  
 $PD_{hid}$  = Potencia Disponible de la unidad generadora "i" en la hora "h" para el día "d".  
 H = Tiene un valor de cuatro al considerarse diariamente, cuatro reportes de disponibilidad, uno a las 18:00, a las 19:00, a las 20:00 y el último a las 21:00 horas, con base a lo que los agentes informan al Centro de Despacho de Carga - CDC - para el periodo de máxima demanda, de acuerdo a lo establecido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

3.1.3.3 La Potencia Máxima (PP) es la potencia que la unidad generadora "i", es capaz de suministrar al sistema, neta de consumos internos, bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada, calculada de acuerdo a lo dispuesto en la Norma de Coordinación Comercial número 2.

3.1.3.4 La Potencia Disponible (PD) de una unidad generadora es el mínimo valor entre:

- La Potencia Máxima  $PP_i$
- La potencia declarada por el agente generador, que es el valor de potencia que declara que puede entregar como máximo al sistema, para efectos de la programación del despacho diario o semanal.
- La potencia neta generada y reportada al Centro de Despacho de Carga por el agente generador cuando la unidad generadora ha sido convocada a su Potencia Máxima o a su potencia declarada.

3.1.3.5 Se asumirá que la Potencia Disponible (PD) de una unidad generadora "i" es igual a su Potencia Máxima o su potencia declarada (la que sea menor), siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Se encuentre operando de acuerdo a las condiciones de generación requeridas por el CDC, es decir que la unidad puede estar entregando parcialmente su Potencia Máxima, manteniendo en reserva el complemento.

$$PD_{hid} = PG_{hid} + R_{hid}$$

Donde

$PG_{hid}$  = Potencia Generada en la hora "h"  
 $R_{hid}$  = Reserva o Complemento de la Potencia Máxima o potencia declarada

- Se encuentre convocada a generar, pero por razones que no sean atribuibles al generador, la unidad no entra a operar.
- El generador no es convocado a generar por razones de despacho económico, lo cual será documentado.

Para el caso de centrales hidroeléctricas de filo de agua (de pasada), geotérmicas o eólicas, la Potencia Disponible (PD) será la potencia correspondiente a cada hora, hasta la Potencia Máxima o la potencia declarada.

3.1.3.6 La Potencia Disponible (PD) de una Central Generadora será la suma de los valores individuales de la potencia disponible de cada una de sus unidades.

Si una unidad está fuera de servicio, por cualquier razón atribuible al Participante Productor, su Potencia Disponible  $PD_{hid}$  será considerada por el AMM igual a cero.

### 3.1.4 Periodos de mantenimiento.

Cuando en los contratos se haya pactado periodos de mantenimiento preventivo, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 1, para las unidades generadoras, se considerará que durante dichos periodos el Participante Productor no está en la obligación de tener su potencia disponible para el Participante Consumidor, por lo que para esos periodos la Potencia Comprometida del Participante Productor será igual al máximo entre cero y la diferencia entre la Demanda Registrada y la demanda cubierta por los otros contratos del Participante Consumidor, sin exceder la Potencia Comprometida establecida en su contrato. Adicionalmente, los periodos de mantenimiento deberán ser previamente programados y autorizados por el AMM, con el objeto de minimizar el impacto económico que pudieran tener sobre la operación del sistema.

3.1.5 Verificación de la Potencia Disponible.  
 A efectos de cálculo de los Desvíos de Potencia, el AMM verificará la Potencia Disponible (PD) de cada generador, a través de:

- El reporte de generación del día anterior remitido por cada generador diariamente vía fax o correo electrónico al AMM, antes de las 18:00 horas.
- El reporte de generación horaria informado diariamente al Centro de Despacho de Carga por los medios de comunicación utilizados para la coordinación de la operación en tiempo real durante el periodo de las 18:00 a las 22:00 horas, al inicio de cada intervalo horario, a la hora en punto.
- Las lecturas oficiales de los equipos de medición del Sistema de Medición Comercial (SMEC), reportadas al AMM.
- Información registrada por el sistema informático en tiempo real del Administrador del Mercado Mayorista.

3.1.5.1 En caso que un generador haya declarado un valor de potencia y no pudiera producirla a requerimiento del AMM, éste deberá considerar en las transacciones de desvíos de potencia que esta indisponibilidad estuvo vigente por un plazo que será el tiempo mínimo entre la última vez que esa potencia fue entregada o desde el primer día posterior a la liquidación del periodo anterior, hasta que el AMM convoque a la unidad generadora y esta entregue la potencia solicitada, o se haga una Prueba de Disponibilidad o Prueba de Potencia Máxima según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 2, debiendo pagar los desvíos de potencia correspondientes a su indisponibilidad."

Artículo 2. Se modifica el numeral 3.2 de la norma el cual queda así:

## "3.2 DETERMINACIÓN DE LOS DESVÍOS DE POTENCIA DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES.

### 3.2.1 Definiciones:

**Cubrimiento de la Demanda Firme:** El Distribuidor, Gran Usuario y Exportador están obligados a cubrir la totalidad de su Demanda Firme mediante contratos de potencia que estén respaldados plenamente con Oferta Firme Eficiente, calculada de acuerdo a lo dispuesto en los numerales 2.2.1 y 2.2.2 de la NCC-2. Estos contratos deberán ser informados al Administrador del Mercado Mayorista en las respectivas planillas de contratos.

El incumplimiento de esta obligación será considerado falta grave sujeta a sanción de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento. En el caso de transacciones de exportación de corto plazo, podrán también ser respaldadas con Oferta Firme Eficiente para cubrimiento de transacciones internacionales de corto plazo de conformidad con el numeral 2.2.3 de la NCC-2.

En los casos en que exista comercialización de demanda, el Comercializador que asume las responsabilidades del Gran Usuario, deberá cubrir en todo momento la Demanda Firme de cada uno de sus clientes.

**Demanda Firme (DF):** La Demanda Firme de cada Participante Consumidor "j" es la demanda de potencia calculada por el Administrador del Mercado Mayorista, que debe ser contratada por cada Distribuidor, Gran Usuario o Exportador para el año en curso y el siguiente año calendario.

**Demanda Firme Efectiva (DFE<sub>jm</sub>):** Es la demanda máxima mensual de cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador, registrada en el Sistema de Medición Comercial durante los periodos de máxima demanda diaria del Sistema Nacional Interconectado, más las pérdidas y reservas necesarias que haya determinado el Administrador del Mercado Mayorista en la Programación de Largo Plazo.

El periodo de máxima demanda diaria corresponde al definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

**Demanda Firme efectivamente contratada (DFEC<sub>jm</sub>):** El AMM determinará para cada día del mes y con base en las planillas de contratos del Mercado a Término, la potencia contratada por cada Participante Consumidor para el cubrimiento de su Demanda Firme. La Demanda Firme efectivamente contratada por cada Participante Consumidor "j" para el mes "m" será el valor promedio de los valores contratados diariamente.

**Coefficiente de requerimiento adicional de la demanda (CAD):** Es el porcentaje de pérdidas y reservas necesarias que haya determinado el Administrador del Mercado Mayorista en la Programación de Largo Plazo.

### 3.2.2 Desvíos de Potencia de los Participantes Consumidores.

3.2.2.1 Los Desvíos de Potencia de un Participante Consumidor (DPC<sub>jm</sub>) son la diferencia que se produce cada mes entre la Demanda Firme efectivamente contratada (DFEC<sub>jm</sub>) y la Demanda Firme Efectiva (DFE<sub>jm</sub>) y que debe liquidarse a través de una Transacción de Desvío de Potencia Mensual; además el AMM verificará la cobertura de la Demanda Firme para cada Participante Consumidor y en caso no esté cubierta totalmente con contratos, asignará el cargo por el desvío de potencia correspondiente.

El Desvío de Potencia Mensual de cada Participante Consumidor se determinará con el siguiente procedimiento:

$$DPC_{jm} = DFEC_{jm} - DFE_{jm}$$

Donde:

$DPC_{jm}$  = Desvío de Potencia para el Participante Consumidor "j" en el mes "m".  
 $DFEC_{jm}$  = Demanda Firme efectivamente contratada por el Participante Consumidor "j" en el mes "m".  
 $DFE_{jm}$  = Demanda Firme Efectiva del Participante Consumidor "j" en el mes "m".

Adicionalmente, cuando la Demanda Firme del Participante Consumidor "j" sea mayor a su  $DFE_{jm}$  y a su  $DFEC_{jm}$ , se calculará un desvío de potencia negativo correspondiente a la Demanda Firme no cubierta, así:

$$DFNC_{jm} = -(DF_j - \text{Máximo}(DFEC_{jm}, DFE_{jm}))$$

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

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

$DPC_{jm} = DPC_m + DFNC_{jm}$  Para  $DPC_m$  menor que cero.

Donde:  $DPC_{jm}$  = 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  $DPC_m$  es mayor que cero, el Participante Consumidor "j" tiene excedentes de potencia  $DPC_{jm}$  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  $DPT_{m(t)}$  a comprar en el mes en el Mercado de Transacciones de desvíos de potencia se establece como:

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

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

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

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  $DPP_{m(t)}$ , cuyas unidades generadoras se encontraban 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  $DPC_{jm(t)}$  conforme a los siguientes criterios:

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

Donde:  $DPT_{m(t)}$  = 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.**

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

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

$VDP_{jm} = \text{Mínimo}((DPT_{m(t)} * PREFP); RDP_m) * (DPC_{jm(t)} / DPT_{m(t)})$

Donde:  $VDP_{jm}$  = Pago por venta de desvíos de potencia positivos al Participante Consumidor "j" en el mes "m".

Si:  $RDP_m - (VDP_m + \sum_j VDP_{jm}) > 0$

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 en 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 fallantes 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 Estacional 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, correspondiente 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, preciptúan 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 al día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América y la aplicación de los modificaciones normativas, será la que ésta establece.

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford  
Presidente

Ingeniero Enrique Muller Hernández  
Director

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández  
Director