

## RESOLUCION No. 216-02

### EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

#### CONSIDERANDO:

Que el Artículo 44 del Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la conformación del Ente Administrador del Mercado Mayorista.

#### CONSIDERANDO:

Que es función del Administrador del Mercado Mayorista, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del País, tomando en consideración, la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; administrando todas las transacciones comerciales del Mercado.

#### CONSIDERANDO:

Que de conformidad con la legislación vigente, corresponde al Administrador del Mercado Mayorista, emitir las Normas de Coordinación que permitan completar el marco regulatorio de las transacciones de energía dentro del Mercado Mayorista, debiendo consecuentemente después de su emisión, remitirlas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aprobación.

#### POR TANTO:

En uso de las facultades que le confieren los Artículos 1, 2, 13, literal j, 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

#### EMITE:

La siguiente:

#### NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 3

#### TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA

##### ARTICULO 1.

**3.1 (Modificado por el Artículo 1 de la resolución 658-02 del Administrador del Mercado Mayorista) 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 (DPPid).** 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>im(-)}</sub>) de los desvíos diarios negativos de cada Participante Productor se calculará de la siguiente forma:

$$DPP_{im(-)} = \left( \sum_d DPP_{id} \right) / ND \quad \text{Para valores de } DPP_{id} \text{ menores que cero.}$$

Donde:

$DPP_{im(-)}$  = 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  $DPP_{id}$  sea mayor que cero, el valor mensual resultante ( $DPP_{im(+)}$ ) de los desvíos diarios positivos de cada Participante Productor se calculará de la siguiente forma:

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

Donde:

$DPP_{im(+)}$  = Excedentes de Potencia por Desvíos de Potencia Positivos del Participante Productor “i” en el mes “m”.

$OFDAL_{idk}$  = 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  $DPP_{im(+)}$  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  $OFDT_{id}$  de un participante productor “i” en el día “d”, se calcula como la suma de la Oferta Firme Disponible ( $OFD_{id}$ ) 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.

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

Donde.

$OFD_{id}$  = 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.

$OFD_{idk}$  = 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<sub>id</sub> = Potencia comprada en Contratos de Respaldo de Potencia por el Participante Productor “i” en el día “d”.

PGT<sub>id</sub> = 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<sub>id</sub>** es la parte de la Potencia Máxima que cada unidad generadora tiene disponible y se calcula utilizando la siguiente formula:

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

Donde:

Dd<sub>id</sub>= Índice de Disponibilidad del día “d” de la unidad generadora “i”.

PP<sub>i</sub>= 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

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

Donde:

PP<sub>i</sub>= Potencia Máxima de la unidad generadora “i” calculada de conformidad con la Norma de Coordinación Comercial número 2.

PD<sub>ihd</sub>= Potencia Disponible de la unidad generadora “i” en la hora “h” para el día “d”.

H= Tiene un valor de cuatro al considerar diariamente, cuatro reportes de disponibilidad, uno a las 18:00, a las 19:00, a las 20:00 y el ultimo 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<sub>i</sub>) 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 P<sub>Pi</sub>
- 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 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.

$$PD_{i_{hd}} = PG_{i_{hd}} + R_{i_{hd}}$$

Donde

$PG_{i_{hd}}$  = Potencia Generada en la hora “h”

$R_{i_{hd}}$  = 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 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  $PD_{i_{hd}}$  será considerada por el AMM igual a cero.

### 3.1.4 Periodos de mantenimiento.

Cuando en los contratos se haya pactado períodos de mantenimiento preventivo, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 1, para las unidades generadoras, se considerará que durante dichos períodos el Participante Productor no está en la obligación de tener su potencia disponible para el Participante Consumidor, por lo que para esos períodos 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 períodos 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 10:00 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 mínimo entre la última vez que esa potencia fue entregada o desde el primer día posterior a la liquidación del período 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.

### 3.2 (Modificado por el Artículo 2 de la resolución 658-02 del Administrador del Mercado Mayorista) 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<sub>j</sub>):** 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<sub>jm</sub> = Desvío de Potencia para el Participante Consumidor “j” en el mes “m”.
- DFEC<sub>jm</sub> = Demanda Firme efectivamente contratada por el Participante Consumidor “j” en el mes “m”.
- DFE<sub>jm</sub> = 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:

$DFNC_{jm}$  = 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 Desvio de Potencia negativo total del Participante Consumidor:

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

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  $DPC_{jm}$  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.

### 3.3 (Modificado por el Artículo 3 de la resolución 658-02 del Administrador del Mercado Mayorista) CÁLCULO DE TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA.

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

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

Donde:

$im$  = Participante Productor “i” en el mes “m”.

$jm$  = Participante Consumidor “j” en el mes “m”.

$DPP_{im(-)}$  = Requerimiento mensual de desvíos de potencia negativos del Participante Productor “i”.

$DPC_{jm(-)}$  = Requerimiento mensual de desvíos de potencia negativos del Participante Consumidor “j”.

### 3.4 (Modificado por el Artículo 4 de la resolución 658-02 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.”

### 3.5 (Modificado por el Artículo 5 de la resolución 658-02 del Administrador del Mercado Mayorista) 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  $DPP_{im(+)}$ , 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  $DPC_{jm(+)}$  conforme a los siguientes criterios:

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

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.

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

Donde:

$VDP_{im}$  = Pago por venta de desvíos de potencia positivos al Participante Productor "i" en el mes "m".

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

Donde:

$VDP_{jm}$  = 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.”

### 3.6 PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA PREFP

#### 3.6.1 (Modificado por el Artículo 6 de la resolución 658-02 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.”

#### 3.6.2 Aplicación

El Precio de referencia de la potencia (PREFP) es el precio unitario utilizado para la valorización de las transacciones de Desvíos de Potencia en el MM.

El valor del PREFP se define en el Nodo de Referencia del MM, por lo que las transacciones de desvíos de potencia deben trasladarse a ese nodo para su valorización.

#### 3.6.3 Metodología de cálculo

El AMM establecerá inicialmente este valor en 8,9 U\$S/ Kw\* mes. Anualmente se deberá analizar este valor y proponer su modificación, de ser necesario, a la Comisión conjuntamente con cada Programación de Largo Plazo de acuerdo a la siguiente metodología:

- 3.6.3.1 Se selecciona la unidad de generación de punta de menor costo anual fijo, considerando como tal la suma de la anualidad de la inversión (incluyendo la requerida para la conexión eléctrica de la central al sistema de transmisión) y los costos anuales fijos de operación y mantenimiento.
- 3.6.3.2 Para la selección el AMM debe considerar el costo de turbinas de gas nuevas de última tecnología, adecuadas para la operación en horas de punta. La potencia unitaria máxima (POT) a considerar para estas alternativas deberá ser el valor superior más próximo al 10% de la Demanda Máxima Proyectada para el año bajo programación. El AMM deberá realizar un estudio al respecto avalando la propuesta
- 3.6.3.3 La anualidad de la inversión se obtiene a partir del valor nuevo de reemplazo de una unidad con potencia instalada igual a POT, considerando una tasa de actualización del 10% y una vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador.

$$AI = VNRG * FRC(10\%; 20) + VNRCE * FRC (10\%; 30) + GOM$$

Donde

FRC = Es el factor de recuperación del capital para la tasa de actualización y la vida útil considerada.

VNRG = Es el valor nuevo CIF de una unidad generadora con las características antes descritas.

- VNRCE = Es el costo de las instalaciones para conectar a la unidad generadora al sistema de transmisión en alta tensión, y para abastecerla de combustible. No incluye el costo de compra del combustible.
- GOM = Gastos fijos de operación y mantenimiento de una unidad generadora de pico. Hasta tanto la Comisión realice estudios para determinar el valor mas adecuado para estos gastos, se lo fija en un valor anual igual al 3% de la inversión en generación (VNGR).

3.6.3.4 **(Modificado por el Artículo 7 de la resolución 658-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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%.”

3.6.3.5 Se determina PREFP como:

$$\text{PREFP} = \frac{\text{AI} * (1 + \text{FR})}{12 * \text{POT}}$$

### 3.7 DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**3.7.1 CONTRATOS EXISTENTES DE ACUERDO AL ARTICULO 40 DEL REGLAMENTO DEL AMM.** Los Contratos Existentes serán administrados de acuerdo a sus estipulaciones contractuales.

a) Para los fines de la determinación de desvíos de potencia establecidos en el numeral 3.1.2 de esta Norma, la Oferta Firme Disponible Total diaria de los generadores con Contratos Existentes con Agentes Distribuidores ( $\text{OFDTGCE}_d$ ) que contemplen prueba de potencia (PDP) será:

$$\text{OFDTGCE}_{dj} = \text{MAX} (\text{OFDT}_{dj}, \text{PDP}_{j})$$

El desvío de potencia será:

$$\text{DP}_d = \text{OFDT}_d - \text{PTC} \text{ para desvíos positivos}$$

y

$$\text{DP}_d = \text{OFDTGCE}_d - \text{PTC} \text{ para desvíos negativos}$$

b) Se considerará que la potencia contratada a utilizar para el cálculo de compra de desvío de potencia, de acuerdo a lo establecido en el punto 3.2.3., será igual a la potencia que resulte después de aplicar a la potencia firme del contrato, las penalizaciones por disponibilidad correspondientes expresadas en el equivalente de potencia. Este dato deberá ser considerado y suministrado por el agente consumidor, al finalizar cada mes, para que sean incluidos en el Informe de Costos Mayoristas.

### DISPOSICIONES FINALES

ARTICULO 1. Se derogan todas aquellas disposiciones que se opongan a la presente norma.

ARTICULO 2. PUBLICACION Y VIGENCIA. La presente norma cobra vigencia a partir del uno de julio de dos mil uno y deberá publicarse en el Diario Oficial.

ARTICULO 3. 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 diecinueve de junio de dos mil uno.

**Nota:**

De conformidad con el Artículo 8 de la resolución 658-02 del Administrador del Mercado Mayorista, las modificaciones realizadas a la Norma de Coordinación Comercial Número 3 (NCC-3), se empezarán a aplicar a partir del Año Estacional 2008-2009.

**Nota:**

La resolución 658-02 del Administrador del Mercado Mayorista publicada en el Diario de Centro América el 13 de septiembre de 2007, fue aprobada mediante la resolución CNEE- 97-2007, publicada en el Diario de Centro América el 13 de septiembre de 2007.

La norma original, resolución No. 216-02 fue modificada en el primer párrafo del Apartado 3.2.3, en Resolución del Administrador del Mercado Mayorista No. 414-02 y Resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica No. CNEE-95-2004, emitidas el 10 de agosto y 3 de septiembre de 2004, ambas publicadas en el Diario de Centro América el 13 de septiembre de 2004.