

## **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 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 (DP).** El participante productor que resulta en un mes con un desvío de potencia negativo, establecido como la diferencia entre su **Oferta Firme Disponible Total (OFDT)** y la **Potencia Total Comprometida en los Contratos (PTC)** en que vende potencia dicho Participante, debe comprar el faltante mediante Transacciones de Desvíos de Potencia (**DP**).

**Potencia Total Comprometida:** es la potencia que el Participante Productor se obliga a tener disponible para respaldar los requerimientos de potencia de todos sus compradores en el período de demanda máxima y que será informada al Administrador del Mercado Mayorista en las Planillas de Contratos.

### 3.1.2 Desvíos de Potencia

Para el cálculo de Desvíos de Potencia el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) considerará la Oferta Firme Disponible Total diaria de cada Participante Productor, de lunes a viernes, exceptuando los días de feriado oficial nacional.

$$DP_d = OFDT_d - PTC$$

Donde:

$DP_d$	=	Desvío de Potencia para el día “d”.
$OFDT_d$	=	Oferta Firme Disponible Total diaria.
$PTC$	=	Potencia Total Comprometida en Contratos.

### 3.1.3 Oferta Firme Disponible Total

La Oferta Firme Disponible Total **OFDT<sub>j</sub>**, de un participante productor “j”, se calcula como la suma de la Oferta Firme Disponible (OFD) de sus unidades generadoras que no estén comprometidas en contratos para cubrir Contratos de Reserva de Potencia, más la Oferta Firme Disponible de las unidades generadoras por el contratada por medio de Contratos de Reserva de Potencia.

$$OFDT_j = \sum OFD_{jid} + \sum OFD_{jkd}$$

Donde.

$OFD_{jid}$  = Oferta Firme Disponible del Participante “j” de sus unidades Generadoras “i” en el día “d”, que no estén comprometidas para cubrir Contratos de Reserva de Potencia.

$OFD_{jkd}$  = Oferta Firme Disponible del participante “j” de las unidades Generadoras “k” en el día “d”, contratadas para cubrir Reserva.

3.1.3.1 La Oferta Firme Disponible **OFD** es la parte de la Oferta Firme de cada unidad generadora que se calcula considerando su Potencia Máxima y su Disponibilidad.

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

Donde:

$Dd_{id}$  = Índice de Disponibilidad del día “d”.

3.1.3.2 El Índice de Disponibilidad está dado por

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

Donde:

$PM_i$  = Potencia Máxima de la unidad generadora “i”

$PD_{ihd}$  = Potencia Máxima Disponible de la unidad generadora “i” en la hora “h” para el día “d”.

H = Tiene un valor de tres al considerar diariamente de lunes a viernes, exceptuando los días de feriado oficial nacional, tres reportes de disponibilidad uno a las 18:00, otro a las 19:00 y el último a las 20:00 horas, con base a lo que los agentes informan al Centro de Despacho de Carga – CDC-.

3.1.3.3 La Potencia Máxima (PM) 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; en tanto el AMM con la aprobación de la CNEE define la metodología para determinar la Potencia Máxima se considerará la potencia informada por los Participantes Productores.

3.1.3.4 La Potencia Máxima Disponible (PD) de una unidad generadora térmica o hidroeléctrica con regulación es el mínimo valor entre:

- La Potencia Máxima  $PM_i$
- 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 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 Máxima 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.

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

Donde

$PG_{ihd}$  = Potencia Generada en la hora "h"  
 $R_{ihd}$  = 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 Máxima Disponible (PD) será la potencia producida cada hora, hasta la Potencia Máxima o la potencia declarada.

3.1.3.6 La Potencia Máxima Disponible (PD) de una Central Generadora será la suma de los valores individuales de la potencia máxima disponible de cada una de sus unidades. En los casos de Cogeneradores, con consumos propios importantes, y centrales hidroeléctricas, el AMM utilizará el valor de la Potencia Máxima Disponible (PD) de la Central Generadora, con independencia de la disponibilidad individual de cada unidad generadora.

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

#### 3.1.4 Potencia Total Comprometida

La Potencia Total Comprometida de un Participante Productor, se calcula como la suma de las Potencias Máximas Comprometidas en cada uno de sus contratos de suministro durante los períodos de máxima demanda.

Cuando en los contratos se haya pactado períodos de mantenimiento preventivo 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 comprador, 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 Máxima Disponible.

A efectos de cálculo de los Desvíos de Potencia el AMM verificará la Potencia Máxima 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 21:00 horas, al inicio de cada intervalo horario, a la hora en punto.
- Las lecturas oficiales de los equipos de medición que cada agente debe instalar de acuerdo al procedimiento del Sistema de Medición Comercial (SMEC), reportadas al AMM.

3.1.5.1 No obstante, si habiendo declarado un generador un valor de Potencia Máxima Disponible y no pudiera producirla a requerimiento del AMM, éste deberá considerar en las transacciones de desvíos de potencia que esta imposibilidad 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.

## 3.2 DETERMINACIÓN DE LA COMPRA DE DESVÍOS DE POTENCIA POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES.

### 3.2.1 Definiciones.

**Cubrimiento de la Demanda Firme:** El Administrador del Mercado Mayorista calculará la Demanda Firme de cada Participante Consumidor. El Participante Consumidor deberá cubrir su Demanda Firme mediante contratos de potencia. El Participante Consumidor que temporalmente y por autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica no tenga cubierta su Demanda Firme con contratos de potencia, deberá comprar el faltante mediante transacciones de desvíos de potencia.

**Demanda Firme (DF):** Representa la parte de la Demanda Máxima Proyectada que le corresponde a cada Distribuidor, Exportador, Gran Usuario o Comercializador que demanda potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista, y que se calcula utilizando la relación entre su demanda y la demanda total estimada para el Mercado Mayorista, en la hora prevista para la demanda Máxima Proyectada.

**Demanda Máxima Proyectada (DMP):** Es el requerimiento de potencia máxima anual para el Mercado Mayorista, y se integra sumando las potencias a generar, incluyendo la de importación, mas la reserva para regulación primaria determinada en la programación de largo plazo. El AMM deberá presentar anualmente un informe a la Comisión analizando la incertidumbre de la demanda y la probabilidad de su cubrimiento y podrá proponer su incremento en función de la incertidumbre de los pronósticos.

**Reserva total (RT):** Se establece como reserva total estimada la definida en el apartado 4.3.2.1 de la Norma de Coordinación Operativa No.4 titulada DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MINIMOS DE SERVICIO.

**Demanda (D):** Es la demanda de potencia de cada Distribuidor, Exportador, Gran Usuario o Comercializador que demanda potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista en la hora prevista para la Demanda Máxima Proyectada.

**Demanda Registrada (DR):** Es la máxima demanda de potencia registrada para cada Participante Consumidor, en cada día del mes, de lunes a viernes, entre las 18:00 y las 20:00 horas, exceptuando los días de feriado oficial nacional.

**Demanda Total Estimada (DTE):** Es el requerimiento de potencia máxima anual para el Mercado Mayorista y se integra sumando las potencias a generar incluyendo la de importación.

**Demanda Total Neta Estimada (DTNE):** Es el requerimiento de potencia máxima anual para el Mercado Mayorista y se integra sumando las potencias demandadas incluyendo la de exportación.

**Coefficiente de requerimiento adicional de la demanda (CAD):** Es la relación entre la Demanda Máxima Proyectada y la Demanda Total Neta Estimada.

### 3.2.2 Determinación de la Demanda Firme.

$$DF = DMP \times D_j / DTNE$$

Donde

$$\begin{aligned} D_j &= \text{Demanda de cada participante.} \\ DMP &= \text{Demanda Máxima Proyectada} \\ DTNE &= \text{Demanda Total Neta Estimada} \end{aligned}$$

La Demanda Máxima Proyectada está dada por:

$$DMP = PG_L + I + R$$

Donde

$$\begin{aligned} PG_L &= \text{Potencia a generar localmente en la hora de máxima demanda del año.} \\ I &= \text{Potencia a importar en la hora de máxima demanda del año.} \\ R &= \text{Reserva primaria de frecuencia en la hora de máxima demanda del año.} \end{aligned}$$

### 3.2.3 Necesidad de compra de Potencia por parte de los consumidores.

Para determinar si un participante consumidor debe realizar compras de desvíos de potencia se deberá verificar diariamente, si su Demanda Registrada multiplicada por el Coeficiente de requerimiento Adicional de la Demanda es mayor que la potencia contratada. En caso se dé esta condición el Participante deberá comprar la diferencia mediante transacciones de Desvíos de Potencia.

$$DP_j = \sum PC_j - DR_j \cdot CAD$$

Donde

$$\begin{aligned} DP_j &= \text{Cálculo del desvío de potencia diario para el consumidor "j".} \\ PC_j &= \text{Potencia contratada por el consumidor "j".} \\ DR_j &= \text{Demanda Registrada.} \end{aligned}$$

La aplicación del coeficiente CAD en la formula mencionada será realizada un año después de la aprobación de la presente norma, mientras tanto valdrá igual a uno.

- 3.2.3.1 El AMM calculará la cobertura de la demanda para cada participante consumidor considerando la demanda máxima proyectada y su demanda firme.

$$DPC_{jm} = CP_{jm} - DF_j$$

Donde:

$DPC_{jm}$	=	Cobertura de la demanda firme del consumidor j en el mes m.
$CP_{jm}$	=	Es la potencia contratada por el consumidor j en el mes m.
$DF_j$	=	Demanda Firme de potencia del consumidor j.

### 3.3 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:

$$DPT_{m(-)} = \sum_{gm} DP_{g(-)} + \sum_{cm} DP_{c(-)}$$

Donde:

gm	=	Productor g en el mes m.
cm	=	Consumidor c en el mes m.
$DP_{g(-)}$	=	Requerimiento de desvíos de potencia negativos del generador.
$DP_{c(-)}$	=	Requerimiento de desvíos de potencia negativos del consumidor.

### 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.

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

Donde:

PREFP	=	Precio de referencia de la Potencia.
NDR	=	Número de días afectos a los desvíos de potencia

### 3.5 DISTRIBUCIÓN DE LA RECAUDACIÓN POR DESVÍOS DE POTENCIA.

La recaudación por desvíos de potencia del mes se distribuye entre los generadores que han tenido Oferta Firme Disponible no comprometida en contratos, a excepción de las unidades de arranque lento ( como las unidades de Vapor ), conforme a los siguientes criterios:

$$DPT_{m(+)} = \sum_{gm} DP_{g(+)}$$

### 3.5.1 Remuneración De Los Participantes Productores Con Desvíos De Potencia Positivos En El Mes

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

Donde:

$VDP_{jm}$  = Pago por venta de desvíos de potencia positivos al productor j en el mes m.

Si:

$$RDP_m - ( DPT_{m(+)} * PREFP/NDR ) > 0$$

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 a las compras de energía de los Participantes Consumidores en el MM.

## 3.6 PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA PREFP

### 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 mensualmente.

### 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 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. Transitoriamente el Factor de Riesgo (FR) se establece en 20%.

3.6.3.5 Se determina PREFP como:

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

### 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 (OFDTGCE<sub>d</sub>) que contemplen prueba de potencia (PDP) será:

$$OFDTGCE_{dj} = \text{MAX} (OFDT_{dj}, PDP_{j})$$

El desvío de potencia será:

**$DP_d = OFDT_d - PTC$**  para desvíos positivos

y

**$DP_d = OFDTGCE_d - PTC$**  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.

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.