

## RESOLUCION CNEE-15-99

### LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

#### CONSIDERANDO:

- a) Que de acuerdo a lo establecido en el Acuerdo Gubernativo No. 299-98, publicado en el Diario Oficial el 1 de junio de 1998, en su artículo primero, establece que las Normas de Coordinación Operativa elaboradas por el Administrador del Mercado Mayorista serán aprobadas por las CNEE.
- b) Que por medio de la Resolución CNEE-03-99 emitida el 3 de febrero de 1999, la CNEE aprobó en forma temporal el procedimiento de desvíos de potencia propuesto por el Administrador del Mercado Mayorista, mientras el AMM presenta a la CNEE las Normas de Coordinación Operativa para su aprobación.
- c) Que derivado de la dificultad en la aplicación de la Resolución 03-99, específicamente en el cálculo del pago de desvíos de potencia, la Junta Directiva del AMM nombró una comisión específica para que analizara el procedimiento en mención y planteara ante dicha junta directiva las modificaciones necesarias que hicieran eficiente la aplicación del mismo, obteniendo como resultado modificaciones al procedimiento aprobado por la CNEE según Resolución CNEE03-99.
- d) Que de acuerdo al acta notarial elaborada por el Licenciado Edgar Navarro Castro, en su calidad de asesor jurídico de la CNEE, el día 13 de julio del presente año, en las oficinas de la CNEE se llevó a cabo una reunión en la cual participaron un representante del Mercado Mayorista, el Gerente General del INDE, El Gerente de la Empresa de Transporte del INDE, representantes de Generadora Eléctrica del Norte, Limitada, representantes de los ingenios La Unión S.A., Magdalena S.A., Concepción S.A., Madre Tierra S.A., Santa Ana S.A., La Unión S.A., Grupo Generador de Guatemala y Compañía SCA, representante de Puerto Quetzal Power Corporation, Comercializadora de Electricidad Centroamericana S.A. y Tampa Centroamericana, en la cual los participantes manifestaron ante la CNEE su preferencia en la aplicación del método que se describe a continuación:

#### TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA

##### 1. Determinación de los Desvíos de Potencia para los Participantes Productores.

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

Para el cálculo de desvíos de potencia el Administrador del Mercado Mayorista considerará la Oferta Firme Disponible Total diaria de cada Participante Productor.

$$DP_d = OFDT_d - PTC$$

Donde:

$DP_d$  = Desvío de Potencia para el día “d”.

$OFDT_d$  = Oferta Firme Disponible Total diaria.

$PTC$  = Potencia Total Comprometida en Contratos.

**Oferta Firme Disponible Total  $OFDT_i$ .** De un participante productor “i” se calcula como la suma de la Oferta Firme disponible de sus unidades generadoras que no estén comprometidas en contratos para cubrir Reserva o Desvíos de Potencia, más la Oferta Firme Disponible de las unidades generadoras contratadas para cubrir reserva o desvíos de potencia.

$$OFDT_i = \sum OFD_{ijd} + \sum OFD_{ikd}$$

Donde.

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

$OFD_{ikd}$  = Oferta Firme Disponible del participante “i” de las unidades Generadoras “k” en el día “d”, contratadas para cubrir Reserva o Desvíos de Potencia.

**Oferta Firme Disponible  $OFD$  :** Es la parte de la Oferta Firme de cada unidad generadora que se calcula considerando la Potencia Máxima y la Potencia máxima disponible en el período de máxima demanda de cada día.

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

Donde:

$Dd_{id}$  = Índice de Disponibilidad en el período de máxima demanda del día “d”.

$$Dd_{id} = \frac{\sum_{j=1}^H PD_{ijd}}{H * PM_i}$$

En donde  $H$  llega a ser igual a tres al considerar el período de 18:00 a 20:00 horas de cada día, en los reportes de la hora en punto.

$PD_{ijd}$  = **Potencia Máxima Disponible** del generador “i” en la hora “j” para el día “d”.

La Potencia Máxima Disponible de una unidad generadora térmica o hidroeléctrica con regulación es el mínimo valor entre la Potencia Máxima  $PM_i$ , y la potencia declarada por el agente generador que está en condiciones de entregar o 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 su potencia declarada.

Para el caso de centrales hidroeléctricas de filo de agua (de pasada), la Potencia Máxima Disponible será la potencia producida cada hora, hasta la Potencia Máxima declarada.

La Potencia Máxima Disponible de una central será la suma de los valores individuales de cada una de sus unidades, en los casos de Cogeneradores o Autogeneradores con consumos propios importantes y centrales hidroeléctricas, se utilizará sólo la potencia disponible de la central, con independencia de la disponibilidad individual de cada unidad generadora.

Si la unidad está fuera de servicio por cualquier razón atribuible al Participante Productor, su Potencia Máxima Disponible  $PD_{ijd}$  es igual a cero.

$PM_i$  = Es la **Potencia Máxima** 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 se define la metodología de comprobación se considerará la potencia declara por los Participantes Productores.

#### **Verificación de la Potencia Máxima Disponible.**

A efectos de cálculo de los desvíos de potencia el AMM utilizará la información sobre la Potencia Máxima Disponible que le informe cada generador.

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.

## **2. Determinación de la compra de Desvíos de Potencia por Parte de los Participantes Consumidores.**

### **2.1 Definiciones.**

**Cubrimiento de la Demanda de Potencia:** El Administrador del Mercado Mayorista calculará la Demanda de Potencia de cada Participante Consumidor. Si la Demanda de Potencia no está totalmente cubierta por contratos de potencia, deberá comprar el faltante mediante transacciones de desvíos de potencia al precio de referencia de la 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 determinada en la programación de largo plazo.

**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.

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

**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.

**Reserva (R):** Para propósitos de la definición de este parámetro se establece como reserva total estimada la establecida igual a la unidad generadora de mayor tamaño prevista a operar conforme a la programación de largo plazo en el Sistema Nacional Interconectado S.N.I., a la hora de máxima demanda del año considerando las importaciones.

## 2.2 Determinación de la Demanda Firme.

$$DF = DMP \times D_i / DTE$$

$D_i$  es la demanda de cada participante.

$$DMP = PG_L + I + R.$$

$PG_L$  potencia a generar localmente en la hora de máxima demanda del año.

$I$  potencia a importar en la hora de máxima demanda del año.

$R$  Reserva en la hora de máxima demanda del año.

## 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 de potencia registrada es mayor que la potencia contratada, en caso se dé esta condición el participante deberá comprar la diferencia en el mercado de Transacciones de Desvíos de Potencia.

$$DP_i = PC_i - DR_i$$

Donde:

$DP_i$  = Cálculo del desvío de potencia diario para el consumidor "i".

$PC_i$  = Potencia contratada por el consumidor "i".

$DR_i$  = Demanda registrada para el consumidor "i".

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

$$DPC_{ij} = CP_{ij} - DF_i$$

$DPC_{ij}$  Cobertura de la demanda firme del consumidor i en el mes j.

$CP_{ij}$  es el contrato de potencia del consumidor i en el mes j.

$DF_i$  Demanda Firme de potencia del consumidor i.

## 3. 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:

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

Donde:

$gm$  es el productor g en el mes m.

$cm$  es el 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.

#### 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.

$$RDP_m = DPT_{m(-)} / (\text{días del mes}) * PREFP$$

Donde:

$PREFP$  Precio de referencia de la Potencia.

#### 5. Distribución De La Recaudación Por Desvíos De Potencia.

La recaudación por desvíos de potencia del mes se distribuye entre los generadores, a excepción de las unidades de arranque lento ( como las unidades de Vapor ), conforme a los siguientes criterios:

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

Remuneración de los Participantes Productores con desvíos de potencia positivos en el mes:

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

Donde:

$VDP_{im}$  Pago por venta de desvíos de potencia positivos al productor i 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 a las compras de energía de los Participantes Consumidores en el MM.

#### 6. Precio de Referencia de la Potencia $PREFP$

##### 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.

##### 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.

### 6.3 Metodología de cálculo

El AMM, conjuntamente con cada Programación de Largo Plazo determinará el PREFP de acuerdo a la siguiente metodología:

- a) 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.
- b) Salvo que estudios muestren la existencia de unidades de menor costo anual fijo, para la selección el AMM debe considerar el costo nuevo de turbinas de gas de última tecnología, adecuadas para la operación en horas de punta. La potencia unitaria máxima (POT) a considerar para estas alternativas deberá ser del orden del 10% de la Demanda Máxima Proyectada para el año bajo programación. El AMM deberá solicitar cotizaciones a fabricantes reconocidos de turbinas de gas para calcular el costo de inversión CIF ciudad de Guatemala. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica establecerá los criterios aceptables para la determinación del costo de inversión a que se hace referencia en el punto anterior. En el ínterin se solicitará tres cotizaciones a fabricantes reconocidos de turbinas de gas y se seleccionará la más baja.
- c) 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).

- d) 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. El FR es igual al 20 %.
- e) Se determina PREFP como:

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

**POR TANTO:**

En ejercicio de las funciones y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y su Reglamento, así como el Reglamento del AMM.

**RESUELVE:**

1. Convalidar de acuerdo al acta notarial autorizada por el notario Edgar Humberto Navarro Castro, lo acordado entre los agentes del AMM participantes en la reunión celebrada el día 13 de Julio de 1999 en las oficinas de la CNEE, con relación a la aplicación del procedimiento sobre desvíos de potencia descrito en los considerandos. Dicho procedimiento se aplicará de acuerdo a lo acordado desde el 15 de diciembre de 1998 en adelante hasta que la CNEE apruebe las Normas de Coordinación Operativa a propuesta de Administrador del Mercado Mayorista, ya que en las mismas estará contenido el procedimiento definitivo en referencia.
2. Dar vigencia inmediata a la presente resolución
3. Autorizar al secretario de la CNEE para notificar la presente resolución a donde corresponda.

---

Dada a los 14 días del mes de julio de 1999, en las oficinas de la CNEE.

Ingeniero Sergio O. Velásquez  
Secretario