

## **RESOLUCIÓN 157-02**

### **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, señalando su conformación, funcionamiento y mecanismos de financiamiento.

#### **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; y administrando todas las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

#### **CONSIDERANDO:**

Que de conformidad con las normas vigentes, corresponde al Administrador del Mercado Mayorista, emitir las Normas de Coordinación que permitan completar el marco regulatorio de la operación 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. 4**

Artículo 1. Contenido de la Norma.

### **PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGIA**

#### **4.1 (Modificado por el Artículo 1 de la resolución No. 658-03 del Administrador del Mercado Mayorista) FUNDAMENTOS Y DEFINICIONES**

- 4.1.1 El Precio de Oportunidad de la Energía es el valor del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora, definido como el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El Costo Marginal de Corto Plazo corresponde al máximo costo variable de las unidades generadoras, en el

Nodo de Referencia, que fueron convocadas por el Despacho Económico y resultaron operando en función de su costo variable de acuerdo al resultado del programa diario, respetando los requerimientos de Servicios Complementarios.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

determinación del POE.

- 4.1.4 Las transacciones de oportunidad de energía eléctrica en el Mercado Mayorista se realizan con un Precio de Oportunidad de la Energía (POE) establecido en forma horaria y corresponderá a la operación programada del sistema, es decir, que el precio se determinará con base en los resultados de dicho programa. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan sobre la base de los costos marginales de corto plazo, que resultan del despacho de la oferta disponible y realizado de acuerdo a los procedimientos descritos en la Norma de Coordinación Comercial número 1 (NCC-1).
- 4.1.5 Las operaciones de compra y venta del Mercado Mayorista (MM) se realizan a través de contratos entre Participantes Productores y Participantes Consumidores o a través del Mercado de Oportunidad de la Energía (MOE).
- 4.1.6 Un Participante Productor venderá al Mercado Mayorista su energía en el nodo en que se encuentra conectado a la red y al precio correspondiente en el mismo. Si hubiese más de un punto de inyección de energía por parte del Participante Productor se considerará que vende en los nodos en que la energía es suministrada a la red y a los precios de los nodos correspondientes.
- 4.1.7 Las diferencias que se presentan cada hora entre la energía consumida o comprada por contratos por un Participante Consumidor, y la energía comprada por contratos deberán transarse en el MOE en su nodo y al precio del mismo, siendo estas transacciones medidas y liquidadas por el AMM. El nodo a que hace referencia es el punto de conexión del Participante a la red de transporte.
- 4.1.8 Se fija en una hora el período para el que se establece el POE. Este período podrá ser modificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- 4.1.9 Se define como **Área Desvinculada** al conjunto de nodos afectados por la indisponibilidad o inexistencia de un vínculo que interconecte dicho conjunto y el Mercado Mayorista, lo que genera limitaciones al despacho óptimo del Mercado Mayorista. En éste caso el área tendrá su propio precio de la energía, denominado Precio Local (PL).
- 4.1.10 Para cada POE que resulta del despacho en el Mercado Mayorista se tiene un precio en cada nodo de la red de Transporte transfiriendo el POE al nodo afectándolo por su **Factor de Pérdidas Nodales de Energía**, como se describe en la Norma de Coordinación Comercial Número 7.
- 4.1.11 El **Precio de Nodo** en cada hora "h" (PN) en un nodo "n" depende de que dicho nodo esté o no en un área desvinculada. Si resulta en un área vinculada del Mercado, el precio de nodo de la energía se calcula con el POE transferido hasta su nodo por medio del factor de pérdidas nodales de energía (FPNE).

$$PN_{hn} = POE_h * FPNE_{hn}$$

Donde:

PN<sub>hn</sub> = es el Precio de Nodo del nodo n en la hora h.

POE<sub>h</sub> = es el Precio de Oportunidad de la Energía en la hora h.

FPNE<sub>hn</sub> = es el Factor de Perdidas Nodales de Energía en el nodo n en la hora h.

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

$$PN_{hn} = PL_{ha} * FPNE_{han}$$

Donde:

PN<sub>hn</sub> = es el Precio de Nodo del nodo n en la hora h.

PL<sub>ha</sub> = es el Precio Local en la hora h, en el nodo de referencia del área desvinculada "a".

FPNE<sub>han</sub> = es el Factor de Perdidas Nodales de Energía en el nodo n del área desvinculada "a" en la hora h.

- 4.1.12 Cada hora la energía vendida al MM se remunera al precio de la energía en su nodo salvo en los siguientes casos:
- 4.1.12.1 La energía de una unidad generando en régimen forzado a requerimiento del AMM. En estos casos la unidad es remunerada a su costo operativo, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 5.
  - 4.1.12.2 La energía de una unidad generadora forzada en las horas que resulta operando al mínimo técnico, es remunerada a su costo operativo.
  - 4.1.12.3 Cuando la Unidad Generadora Marginal corresponda a una exportación, o a una importación de oportunidad hasta que los intercambios de oportunidad en el Mercado Eléctrico Regional reflejen condiciones económicas equivalentes a las del Mercado Mayorista.
- 4.1.13 Cada hora la energía comprada por un Participante Consumidor será valorizada al Precio de Oportunidad de la Energía afectado por el Factor de Pérdidas Nodales de Energía Promedio de la demanda, según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 7.
- 4.1.14 El precio de la energía tiene en cuenta la reserva adoptada para regulación de frecuencia y, por lo tanto, en la remuneración total horaria de la energía a los Generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a la Reserva Rodante Regulante con que opera el MM.

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

## 4.2 DEMANDA

4.2.1 **(Modificado por el Artículo 2 de la resolución No. 658-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** Se denomina demanda a abastecer en el Mercado (DEMMERC) para una hora “h” a la suma de las demandas a abastecer por despacho (DEMDESP) en las áreas vinculadas al Mercado.

$$\text{DEMMERC}(h) = \sum_{j1} \text{DEMDESP}(h)_{j1}$$

estando “j1” en un área vinculada al Mercado.

4.2.2 Análogamente, en cada área “A” desvinculada del Mercado, se denomina **demanda local** a abastecer por despacho (DEMLOC) a la suma de las demandas a abastecer por despacho en el área.

$$\text{DEMLOC}(h)_A = \sum_{j2} \text{DEMDESP}(h)_{j2}$$

estando “j2” en el área desvinculada del Mercado A.

El AMM deberá informar los precios que le corresponde a cada demanda

## 4.3 **(Modificado por el Artículo 3 de la resolución No. 658-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** REQUERIMIENTOS DE POTENCIA PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

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

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

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

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

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

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

4.3.3 En la operación en tiempo real, cada hora una máquina térmica generando (se incluyen dentro de esta categoría las centrales geotérmicas, los grupos de

cogeneración y centrales generadoras que utilicen combustibles renovables) resulta con la siguiente composición de su potencia:

- 4.3.3.1 Potencia neta generada, definida como la potencia directamente asignada a la producción de energía.
  - 4.3.3.2 Potencia neta Rodante Regulante para RPF, definida de acuerdo a la disponibilidad para regulación informada por el Generador y el despacho de Reserva Rodante Regulante realizado por el AMM.
  - 4.3.3.3 Potencia neta Rodante Operativa, que puede ser cero, definida de acuerdo a los requerimientos de Reserva Rodante Operativa establecidos para mantener la operatividad del sistema eléctrico, las características de respuesta de la máquina y el despacho de reserva para RSF.
  - 4.3.3.4 Potencia neta operada, entendiéndose como tal la potencia neta máxima que podría generar en esa hora: Para ello se tendrá en cuenta la potencia efectiva instalada en la máquina, la potencia en reserva para Regulación de Frecuencia, la potencia en reserva operativa y las restricciones operativas propias de la máquina o la central, y las restricciones de transporte y/o distribución que limiten sus posibilidades de entregar su potencia. Para las máquinas forzadas a requerimiento de un agente consumidor y/o restricciones de transporte, se considerará como potencia neta operada a su potencia neta generada más la reserva regulante despachada que no resulte generada.
  - 4.3.3.5 Potencia disponible en reserva de una máquina térmica es la potencia que resulta luego de restar de la potencia neta operada la potencia neta generada, la potencia neta en reserva regulante para RPF y la potencia neta rodante operativa.
- 4.3.4 A su vez cada central hidroeléctrica generando resulta con la siguiente composición de su potencia.
- 4.3.4.1 Potencia neta generada, definida como la potencia directamente asignada a la producción de energía.
  - 4.3.4.2 Potencia neta Rodante Regulante para RPF, definida de acuerdo a la disponibilidad para regulación informada por la central y el despacho de Reserva Regulante.
  - 4.3.4.3 Potencia neta Rodante Operativa, que puede ser cero, definida de acuerdo a los requerimientos de reserva rodante establecidos para mantener la operatividad y confiabilidad del sistema eléctrico y su distribución dentro del parque del MM, y el despacho de RSF.
  - 4.3.4.4 Potencia neta operada, entendiéndose como tal la potencia neta máxima que podría generar en esa hora la central con las máquinas que están generando. Para ello se tendrá en cuenta la potencia neta nominal de las máquinas generando, la potencia en reserva para Regulación de Frecuencia, la potencia en reserva operativa y las restricciones operativas de la central o de salto en el embalse, las restricciones de aguas abajo, y las restricciones de transporte y/o distribución que limiten sus posibilidades de entregar potencia dónde la requiere la

demanda. Para las máquinas forzadas a requerimiento de un agente consumidor y/o por restricciones de transporte y/o por restricciones de caudales aguas abajo, se considerará como potencia neta operada a su potencia neta generada más la Reserva Regulante despachada que no resulte generada.

4.3.4.5 Potencia disponible en reserva de una central hidroeléctrica es la potencia que resulta luego de restar de la potencia neta operada de la central la potencia neta generada, la potencia neta Rodante Regulante y la potencia neta rodante operativa.

#### **4.4 (Modificado por el Artículo 4 de la resolución No. 658-03 del Administrador del Mercado Mayorista) MODELACIÓN DE LAS MÁQUINAS DE FALLA**

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

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

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

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

$$CF = CENS * \% ECF$$

Donde:

$CF$  = Costo de Falla

$CENS$  = Costo de la Energía no Suministrada

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

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

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

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

**4.5 (Modificado por el Artículo 5 de la resolución No. 658-03 del Administrador del Mercado Mayorista) ESTABLECIMIENTO DEL PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA.**

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

**4.6 (Agregado por el Artículo 6 de la resolución No. 658-03 del Administrador del Mercado Mayorista) DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

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

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

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

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

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

**Artículo 2. PUBLICACION Y VIGENCIA.** La presente norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el Diario Oficial.

**Artículo 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 aprobarlas.

**Artículo 4.** Se derogan todas aquellas disposiciones que se opongan a la presente norma.

Dada en la Ciudad de Guatemala el treinta de Octubre de dos mil.

**Nota:**

De conformidad con el Artículo 7 de la resolución 658-03 del Administrador del Mercado Mayorista de fecha cuatro de septiembre de dos mil siete y publicada en el Diario de Centro América el trece de septiembre de dos mil siete, las modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial Número cuatro (NCC-4) se empezarán a aplicar a partir del Año Estacional 2008-2009.

**Nota:**

La resolución 658-03 del Administrador del Mercado Mayorista, fue aprobada mediante la resolución CNEE-98-2007 de fecha doce de septiembre de dos mil siete, publicada en el Diario de Centro América el trece de septiembre de dos mil siete.