

## **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 (Modificado por el Artículo 1 de la resolución No. 1667-03 del Administrador del Mercado Mayorista) 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 despacho diario, respetando los requerimientos de Servicios Complementarios. Las importaciones por contratos No Firmes y por Contratos Firmes del MER, serán consideradas en el Predespacho Nacional como generación con costo cero.

- 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 **(Modificado por el Artículo 2 de la resolución No. 1236-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Las diferencias que se presentan cada hora entre la energía consumida 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:

$PN_{hn}$  = es el Precio de Nodo del nodo n en la hora h.

$POE_h$  = es el Precio de Oportunidad de la Energía en la hora h.

$FPNE_{hn}$  = es el Factor de Pérdidas 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:

$PN_{hn}$  = es el Precio de Nodo del nodo n en la hora h.

$PL_{ha}$  = es el Precio Local en la hora h, en el nodo de referencia del área desvinculada "a".

$FPNE_{han}$  = es el Factor de Pérdidas 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. 1667-03 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 y las exportaciones por Contratos Firmes del MER, informados por el EOR o exportaciones por Contratos Firmes con otros países no miembros del MER.

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

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:

Escalones de Reducción de Demanda (RD)	Escalones de Costo de Falla en % del valor del CENS
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. (Adicionado por el Artículo 6 de la resolución No. 658-03 del Administrador del Mercado Mayorista) DISPOSICIONES TRANSITORIAS.**

**4.6.1 (Modificado por el Artículo 1 de la resolución No. 3185-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** A los efectos de la presente normativa, se considera Condiciones Económicas Equivalentes a las del Mercado Mayorista a las que se refiere el artículo 45 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (CEE), al conjunto de condiciones mínimas de simetría o convergencia en la apertura y competencia en la determinación de los precios de cada mercado eléctrico nacional con el que sea posible realizar intercambios de energía, determinadas por la aplicación del indicador de Regulación del Mercado Eléctrico.

**4.6.2 (Modificado por el Artículo 3 de la resolución No. 3185-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Defínase el indicador de Regulación del Mercado Eléctrico (RME), como el índice que permite evaluar la existencia de CEE, de acuerdo con la formulación matemática y parámetros establecidos a continuación.

**4.6.3 (Modificado por el Artículo 4 de la resolución No. 3185-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para la evaluación del cumplimiento de las CEE, el AMM deberá verificar si se cumple la expresión indicada en la siguiente ecuación:

$$Promedio (RMEM; RMETT; RMEEEX) \geq (1 - \alpha) \times RMEG$$



Donde:

**RMEG:** es el valor del indicador RME para Guatemala.

**$\alpha$ :** es el porcentaje de diferencia admisible, igual al 10%.

**RMEM:** es el indicador RME de todos los mercados eléctricos nacionales con los que sea posible realizar intercambios de energía, determinado como el promedio simple de los valores de los indicadores RME obtenidos para cada mercado. El RMEM se determinará con la siguiente expresión:

$$RMEM = \frac{1}{N} * \sum_{i=1}^N RMEi$$

donde:

$RMEi$  es el indicador RME correspondiente al mercado i.  
 $N$  es la cantidad mercados eléctricos nacionales con los que sea posible realizar intercambios de energía.

**RMETT:** es el indicador RME de todos los mercados eléctricos nacionales con los que sea posible realizar intercambios de energía (importaciones y exportaciones totales, realizadas a través de contratos y en el mercado de oportunidad), determinado como el promedio ponderado por el volumen de transacciones anuales totales de los indicadores RME obtenidos para cada mercado durante los últimos tres años calendario. Este indicador considera la relevancia que los mercados de los países tienen, como socios comerciales de Guatemala. El RMETT se determinará con la expresión siguiente:

$$RMETT = \left( 1 / \sum_{i=1}^N (|ExG_{Mi}| + |ImG_{Mi}|) \right) * \sum_{i=1}^N RMEi * (|ExG_{Mi}| + |ImG_{Mi}|)$$

donde:

$RMEi$  es el indicador RME correspondiente al mercado i.  
 $ExG_{Mi}$  es el volumen total de energía exportada por Guatemala al mercado Mi, obtenido de las transacciones programadas en MWh.  
 $ImG_{Mi}$  es el volumen total de energía importada por Guatemala del mercado Mi, obtenido de las transacciones programadas en MWh.  
 $N$  es la cantidad mercados eléctricos nacionales con los que sea posible realizar intercambios de energía.

El volumen total de energía exportada por Guatemala a los mercados Mi, no miembros del Mercado Eléctrico Regional (MER) se obtendrán de las transacciones programadas con dichos mercados. Asimismo, volumen total de energía exportada por Guatemala a los mercados Mi, miembros del MER, se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$ExG_{Mi} = ExG_{Mi_{CONT}} + ExG_{EOR} \times RetOp_{Mi} \div \sum_{j=1}^5 RetOp_{Mj}$$

Donde:

- $ExG_{Mi}$  es el volumen total de energía exportada por Guatemala al país miembro del MER Mi, obtenido de las transacciones programadas en MWh.
- $ExG_{Mi_{CONT}}$  es el volumen exportado por Guatemala en Contratos Firmes y Contratos No Firmes Físico Flexibles al país Mi, obtenido de las transacciones programadas en MWh.
- $ExG_{EOR}$  es el volumen de energía exportado por Guatemala al Mercado de Oportunidad Regional (MOR), obtenido de las transacciones programadas en MWh.
- $RetOp_{Mi}$  es el volumen anual de retiros de energía efectuados del MOR por el país Mi, obtenido de las transacciones programadas en MWh.
- $RetOp_{Mj}$  es el volumen anual de los retiros de energía efectuados del MOR por cada uno de los mercados  $Mj$  del MER, excepto Guatemala, obtenido de las transacciones programadas en MWh.

El volumen total de energía importada por Guatemala de los mercados Mi, no miembros del MER se obtendrán de las transacciones programadas con dichos mercados. Asimismo, volumen total de energía importada por Guatemala de los mercados Mi, miembros del MER, se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$ImG_{Mi} = ImG_{Mi_{CONT}} + ImG_{EOR} \times InyOp_{Mi} \div \sum_{j=1}^5 InyOp_{Mj}$$

Donde:

- $ImG_{Mi}$  es el volumen total de energía importada por Guatemala del país miembro del MER Mi, obtenido de las transacciones programadas en MWh.
- $ImG_{Mi_{CONT}}$  es el volumen importado por Guatemala mediante CF y CNFFF del país Mi. obtenido de las transacciones programadas en MWh.
- $ImG_{EOR}$  es el volumen de energía importado por Guatemala del MOR, obtenido de las transacciones programadas en MWh.
- $InyOp_{Mi}$  es el volumen anual de inyecciones al MOR por parte del mercado Mi, obtenido de las transacciones programadas en MWh.
- $InyOp_{Mj}$  es el volumen anual de inyecciones al MOR por parte de cada uno de los mercados  $Mj$  del MER, excepto Guatemala, obtenido de las transacciones programadas en MWh.

**RMEEX:** es el indicador RME de todos los mercados eléctricos nacionales a los que Guatemala exporta energía eléctrica no firme, determinado como el promedio ponderado por el volumen de exportaciones anuales no firmes (de oportunidad y en contratos no firmes) de los valores de los indicadores RME obtenidos para cada mercado importador durante los últimos tres años calendario. Este indicador incorpora el peso de los mercados a los cuales Guatemala exporta energía no firme, por ser aquellos que, incidirán en el POE

de Guatemala si este incluyera las exportaciones de oportunidad. El RMEEX se determinará con la siguiente expresión:

$$RMEEX = \left( 1 / \sum_{i=1}^N (ExNFG_{Mi}) \right) * \sum_{i=1}^N RMEi * ExNFG_{Mi}$$

donde:

$RMEi$  es el indicador RME correspondiente al mercado  $Mi$ .  
 $ExNFG_{Mi}$  es el volumen de energía exportado por Guatemala en condiciones no firmes al mercado  $Mi$ , obtenido de las transacciones programadas en MWh.  
 $N$  es la cantidad mercados eléctricos nacionales con los que sea posible realizar intercambios de energía.

El volumen total de energía exportada por Guatemala en condiciones no firmes a los mercados  $Mi$ , no miembros del MER se obtendrán de las transacciones programadas con dichos mercados. Asimismo, el volumen de energía exportado por Guatemala en condiciones no firmes a los países miembros del MER se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$ExNFG_{Mi} = ExCNFFFG_{Mi} + ExG_{EOR} \times RetOp_{Mi} \div \sum_{j=1}^5 RetOp_{Mj}$$

donde:

$ExCNFFFG_{Mi}$  el volumen de exportaciones de Guatemala al mercado  $Mi$  en Contratos No Firmes Físico Flexibles, obtenido de las transacciones programadas en MWh.  
 $ExG_{EOR}$  el volumen total de las exportaciones de Guatemala al (MOR), obtenido de las transacciones programadas en MWh.  
 $RetOp_{Mi}$  el volumen de retiros del MER realiza el mercado  $Mi$ , en el MOR, obtenido de las transacciones programadas en MWh.  
 $RetOp_{Mj}$  el volumen de retiros del MOR que realiza cada uno de los mercados  $Mj$  del MER, excepto Guatemala, obtenido de las transacciones programadas en MWh.

Los datos necesarios para el cálculo del RMETT y RMEEX, se obtendrán de los flujos resultantes de las transacciones programadas. Para el caso de los países miembros del MER se utilizará la información de los predespachos regionales publicados por el EOR. Para los países no miembros del MER se obtendrán de la información de los programas de despacho diario publicados por el AMM.

**4.6.4 (Modificado por el Artículo 5 de la resolución No. 3185-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Los indicadores RME del mercado eléctrico de Guatemala, de los mercados miembros y no miembros del MER, se determinarán considerando los siguientes parámetros:

**4.6.4.1 Parámetro de Regulación de entrada (P1)**, que incluye la consideración de las condiciones de entrada a la participación en el mercado de generación, la

operación de empresas comercializadoras, las condiciones de acceso a la capacidad de transporte, la existencia de un mercado mayorista liberalizado y la normativa sobre importaciones y exportaciones de energía, en los mercados eléctricos de los países con los que Guatemala pueda realizar intercambios de energía. Este parámetro se determina a partir de los siguientes cinco subparámetros:

**Subparámetro 1 del P1 (P11):** Se determina en función de las leyes o regulaciones asociadas al ingreso de empresas de generación eléctrica. La valorización de este subparámetro, para cada mercado, se determinará de acuerdo con la siguiente tabla:

<b>P11</b> ¿Las leyes o regulaciones restringen el número o tamaño de empresas competidoras a las que se permite operar activos de generación eléctrica?			
Sí, porque existe un monopolio nacional	Sí, pero solo en algunas regiones, porque existen monopolios locales	El número o tamaño de empresas está limitado, pero no existe monopolio	No hay restricciones (mercado abierto a la competencia)
0	2	4	6

**Subparámetro 2 del P1 (P12):** Se determina en función de cómo las leyes o regulaciones permiten que empresas comercializadoras realicen operaciones de comercio exterior de energía eléctrica. La valorización de este subparámetro, para cada mercado, se determinará de acuerdo con la siguiente tabla:

<b>P12</b> ¿Pueden operar empresas comercializadoras en operaciones de comercio exterior?		
Existe monopolio nacional	No, solamente empresas generadoras, o en un número limitado de empresas	Sí, (mercado abierto a la competencia)
0	3	6

**Subparámetro 3 del P1 (P13):** Se determina en función de cómo se determinan los términos y condiciones de acceso de terceros a la red de transmisión eléctrica. La valorización de este subparámetro, para cada mercado, se determinará de acuerdo a la siguiente tabla:

<b>P13</b> ¿Cómo se determinan los términos y condiciones de acceso de terceros a la red de transmisión eléctrica?		
Sin acceso abierto	Acceso abierto negociado	Acceso abierto regulado
0	3	6

**Subparámetro 4 del P1 (P14):** Se determina en función de la existencia o no de un mercado mayorista liberalizado para la electricidad (como un mercado bilateral o un pool). La valorización de este subparámetro, para cada mercado, se determinará de acuerdo con la siguiente tabla:

<b>P14</b> ¿Existe un mercado mayorista liberalizado para la electricidad (como un mercado bilateral o un pool)?	
No existe	Sí existe
0	6

**Subparámetro 5 del P1 (P15):** Se determina en función de la posibilidad de realizar importaciones y exportaciones de oportunidad desde y hacia el mercado eléctrico mayorista nacional. La valorización de este subparámetro, para cada mercado, se determinará de acuerdo con la siguiente tabla:

<b>P15</b> ¿Existe la posibilidad de realizar importaciones y exportaciones de oportunidad desde y hacia el mercado eléctrico mayorista nacional?		
No existe	Solo importaciones de oportunidad o solo exportaciones de oportunidad	Sí, ya sean importaciones de oportunidad o exportaciones de oportunidad
0	3	6

La valoración del **P1** tendrá una ponderación de 1/6 sobre el RME de cada mercado, y su valoración sigue la siguiente formulación:

$$P1 = \sum_{i=1}^n VP1i * FP1$$

Donde:

- P1 = Parámetro de regulación de entrada.
- n = número de subparámetros considerados (5).
- i = Subparámetro del P1.

VP1i = valor del subparámetro P1i.  
 FP1 = factor de ponderación de los subparámetro, igual al 20%.

La información a utilizar para el cálculo de este parámetro deberá provenir de la fuente oficial de información pública referente a la regulación y normativas vigentes de cada mercado eléctrico nacional con el que sea posible realizar intercambios de energía. En su defecto, se recabará la información necesaria a través de consultas directamente con las entidades reguladoras u operadores de cada país.

**4.6.4.2 Parámetro de Regulación de la Integración Vertical (P2)**, que considera, en los mercados eléctricos nacionales con los que Guatemala pueda realizar intercambios de energía, la naturaleza de la separación vertical con respecto a la transmisión de energía eléctrica. Este parámetro se determina a partir de los siguientes dos subparámetros:

**Subparámetro 1 del P2 (P21):** Se determina en función de la separación vertical entre las empresas de transmisión y las empresas generadoras. La valorización de este subparámetro, para cada mercado, se determinará de acuerdo con la siguiente tabla:

<b>P21</b> ¿Cuál es la naturaleza de la separación vertical del sector de generación de energía de la transmisión de electricidad?			
Sin separación	Separación contable	Separación legal	Separación de Propiedad
0	2	4	6

**Subparámetro 2 del P2 (P22):** Se determina en función de la separación vertical entre las empresas de transmisión y las empresas importadoras de electricidad. La valorización de este subparámetro, para cada país, se determinará de acuerdo con la siguiente tabla:

<b>P22</b> ¿Cuál es la naturaleza de la separación vertical de las empresas importadoras de la transmisión de electricidad?			
Sin separación	Separación contable	Separación legal	Separación de Propiedad
0	2	4	6

La valoración del **P2** tendrá una ponderación de 1/6 sobre el RME, y su valoración será conforme a la siguiente formulación:

$$P2 = \sum_{i=1}^n VP2i * FP2$$

Donde:

P2 = Parámetro de regulación de la integración vertical.  
n = número de subparámetros considerados (2).  
i = Subparámetro del P2.  
VP2i = valor del subparámetro P2i.  
FP2 = factor de ponderación de los subparámetro, igual al 50%.

La información a utilizar para el cálculo de este parámetro deberá provenir de la fuente oficial de información pública referente a la regulación y normativas vigentes de cada país con el que sea posible realizar intercambios de energía. En su defecto, se recabará la información necesaria a través de consultas directamente con las entidades reguladoras u operadores de cada país.

**4.6.4.3 Parámetro de Regulación sobre formación de precios en operaciones de oportunidad (P3)**, que considera la naturaleza de la formación del costo marginal de corto plazo, y de las transacciones de oportunidad entre los agentes del mercado, en los mercados eléctricos nacionales con los que Guatemala pueda realizar intercambios de energía. Este parámetro de determina a partir de los siguientes dos subparámetros:

**Subparámetro 1 del P3 (P31):** Se determina en función de cómo se define el precio de corto plazo. La valorización de este subparámetro, para cada mercado, se determinará de acuerdo con la siguiente tabla:

<b>P31</b> ¿En cada mercado eléctrico, el precio de corto plazo es fijado por el costo marginal del corto plazo?		
No	Si, pero en forma limitada por precios topes	Sí en todo momento
0	3	6

**Subparámetro 2 del P3 (P32):** Se determina en función del marco normativo asociado a las transacciones de oportunidad. La valorización de este subparámetro, para cada mercado, se determinará de acuerdo con la siguiente tabla:

<b>P32</b> Existe un marco legal y normativo para realizar transacciones de oportunidad con la participación de agentes privados?		
No	Si, pero en forma limitada	Sí en todo momento
0	3	6

La valoración del **P3** tendrá una ponderación de 1/6 sobre el RME, y su valoración será conforme a la siguiente formulación:

$$P3 = \sum_{i=1}^n VP3i * FP3$$

Donde:

P3 = Parámetro de Regulación sobre formación de precios en operaciones de oportunidad.  
n = número de subparámetros considerados (2).  
i = subparámetro del P3.  
VP3i = valor del subparámetro P3i.  
FP3 = factor de ponderación del parámetro, igual al 50%.

La información a utilizar para el cálculo de este parámetro deberá provenir de la fuente oficial de información pública referente a la regulación y normativas vigentes de cada país con el que sea posible realizar intercambios de energía. En su defecto, se recabará la información necesaria a través de consultas directamente con las entidades reguladoras u operadores de cada país.

**4.6.4.4 Parámetro de Regulación sobre Consumidores Calificados (P4)**, que considera cuales son los consumidores que tienen derecho a elegir su proveedor de electricidad, en los mercados eléctricos nacionales con los que Guatemala pueda realizar intercambios de energía. Este parámetro se valoriza como se indica en la tabla siguiente:

<b>P4</b> ¿Qué tipos de consumidores tienen derecho legal a elegir su proveedor de electricidad?		
Ningún consumidor puede elegir	Solo pueden elegir los grandes consumidores	Todos los consumidores pueden elegir
0	3	6

La valoración del **P4** tendrá una ponderación de 1/6 sobre el RME.

La información a utilizar para el cálculo de este parámetro deberá provenir de la fuente oficial de información pública referente a la regulación y normativas vigentes de cada país con el que sea posible realizar intercambios de energía. En su defecto, se recabará la información necesaria a través de consultas directamente con las entidades reguladoras u operadores de cada país.

**4.6.4.5 Parámetro de Propiedad Pública (P5)**, que considera la incidencia de la participación del Estado en el mercado eléctrico, en los mercados eléctricos nacionales con los que Guatemala pueda realizar intercambios de energía. Este parámetro se determina a partir de los siguientes cuatro subparámetros:

**Subparámetro 1 del P5 (P51)**. Se determina a partir de la existencia o no de control de parte del Estado de empresas de energía. El criterio de valorización de este subparámetro es el de la tabla siguiente:

<b>P51</b> ¿Controlan los gobiernos nacional, estatal, regional o provincial al menos una empresa del sector?		
	Si	no
En generación	0	6



En transmisión	0	6
En importación	0	6
En exportación	0	6
En distribución	0	6

La valoración del Subparámetro P51 será conforme a la siguiente formulación:

$$VP51 = \sum_{i=1}^n VP51i * FP51$$

Donde:

- VP51 = es el valor del subparámetro P51.  
P51 = Subparámetro de P51.  
n = número de renglones utilizados para definir el P51 (5).  
i = renglón del subparámetro P51.  
VP51i = valor de la consulta P51i.  
FP512 = factor de ponderación del subparámetro P51, igual al 20%.

**Subparámetro 2 del P5 (P52).** Se determina a partir del porcentaje de control del Estado sobre los diferentes segmentos del mercado eléctrico. El criterio de valoración de este subparámetro es el de la tabla siguiente:

<b>P52</b> ¿Cuál es el grado de control del Estado sobre los distintos segmentos del sector eléctrico?	
En generación (porcentaje de la capacidad instalada total)	( 1 - % de participación gubernamental / 100) * 6
En distribución (porcentaje de energía que se distribuye en el último año calendario)	( 1 - % de participación gubernamental / 100) * 6
En importación (porcentaje del volumen de importaciones en el último año calendario)	( 1 - % de participación gubernamental / 100) * 6
En Exportación (porcentaje del volumen de exportaciones en el último año calendario)	( 1 - % de participación gubernamental / 100) * 6

La valoración del Subparámetro P52 será conforme a la siguiente formulación:

$$VP52 = \sum_{i=1}^n VP52i * FP52$$

Donde:

VP52 = es el valor del subparámetro P52.  
 P52 = Subparámetro de P52.  
 n = número de renglones utilizadas para definir el P52 (4).  
 i = renglón del subparámetro P52.  
 VP52i = valor de la consulta P52i.  
 FP52 = factor de ponderación del subparámetro P52, igual al 25%.

**Subparámetro 3 del P5 (P53):** Se determina con base en la propiedad del sistema de transmisión. La valorización de este subparámetro, para cada mercado eléctrico nacional, se determinará de acuerdo con la siguiente tabla:

<b>P53</b> ¿Cómo es la propiedad del sistema de transmisión?		
Pública	Mixta	Privada
0	3	6

**Subparámetro 4 del P5 (P54):** Se determina con base en la obligatoriedad de aprobación legislativa para la venta total o parcial de la participación estatal en las empresas del sector eléctrico. La valorización de este subparámetro, para cada mercado eléctrico nacional, se determinará de acuerdo con la siguiente tabla:

<b>P54</b> Si los gobiernos nacional, estatal, regional o provincial controlan al menos una empresa, ¿es necesaria una acción legislativa para que el gobierno venda parcial o totalmente sus participaciones en estas empresas?		
Es necesaria	No aplicable	No es necesaria
0	6	6

La valoración del P5 tendrá una ponderación de 1/6 sobre el RME, y su valoración será conforme a la siguiente formulación:

$$P5 = \sum_{i=1}^n VP5i * FP5$$

Donde:

P5 = Parámetro de Propiedad Pública.  
 n = número de subparámetros considerados (4).  
 i = subparámetro del P5.  
 VP5i = valor del subparámetro P5i.  
 FP5 = factor de ponderación del parámetro, igual al 25%.

La información a utilizar para el cálculo de este parámetro deberá provenir de la fuente oficial de información pública referente a la regulación y normativas vigentes de cada país con el que sea posible realizar intercambios de energía; de informes estadísticos de organismos internacionales, tales como el Ente Operador Regional y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL); o a través de consultas directamente con las entidades reguladoras u operadores de cada país.

**4.6.4.6 Parámetro Otros (P6)**, considera aspectos del mercado eléctrico vinculados con el nivel de competencia y el balance de potencia. Este parámetro se determina a partir de los siguientes dos subparámetros.

**Subparámetro 1 del P6 (P61).** Se determina a partir del excedente de capacidad instalada respecto de la demanda de carga máxima. El criterio de valorización de este subparámetro es el de la tabla siguiente:

<b>P61</b> Excedente entre la capacidad instalada de generación y la demanda máxima para hacer posible los intercambios de exportación.			
Menor al 10 %	Mayor o igual que el 10 % e inferior al 13 %	Mayor o igual que el 13 % e inferior al 16 %	Igual o mayor que el 16 %
0	2	4	6

**Subparámetro 2 del P6 (P62).** Se determina a partir del nivel de concentración del mercado. El criterio de valorización de este subparámetro es el de la tabla siguiente:

<b>P62</b> Nivel de concentración, medido sobre la participación de las empresas de generación de energía eléctrica mediante el cálculo del índice de Herfindahl-Hirschman (IHH)			
Mayor que 2,200	Menor o igual que 2,200 y mayor que 1,800	Menor o igual que 1,800 y mayor que 1,000	Menor o igual que 1,000
0	2	4	6

La valoración del P6 tendrá una ponderación de 1/6 sobre el RME, y su valoración será conforme a la siguiente formulación:

$$P6 = \sum_{i=1}^n VP6i * FP6$$

Donde:

P6 = Parámetro Otros.

n = número de subparámetros considerados (2).

i = subparámetro del P6.

VP6i = valor del subparámetro P6i.

FP6 = factor de ponderación del parámetro, igual al 50%.

La información que deba ser utilizada para el cálculo de este parámetro deberá provenir de la fuente oficial de información pública referente los resultados de la operación del sistema y mercado eléctrico nacional con el que sea posible realizar intercambios de energía.

El cálculo del P61 y del P62 se realizará para el último año completo con información oficial disponible. Los datos a utilizar se obtendrán de: i) para el caso de los países que integran el Mercado Eléctrico Regional, de la publicación más reciente de los informes anuales, semestrales, mensuales o diarios de las instituciones oficiales que contengan los despachos de generación por participantes o plantas generadoras; ii) Para el caso de México, la publicación más reciente de los informes anuales, semestrales, mensuales o diarios de las instituciones oficiales que contengan los despachos de generación por participantes o plantas generadoras; iii) Para otros mercados eléctricos, el AMM definirá la fuente de información a utilizar.

**4.6.5 (Adicionado por el Artículo 6 de la Resolución No. 3185-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para cada mercado, la integración de los parámetros en 4.6.4.1, 4.6.4.2, 4.6.4.3, 4.6.4.4, 4.6.4.5 y 4.6.4.6 para la determinación del índice Regulación del Mercado Eléctrico (RME) correspondiente, sigue la siguiente formulación:

$$RME_i = P1 + P2 + P3 + P4 + P5 + P6$$

Donde:

RME <sub>i</sub>	=	Índice de Regulación del Mercado Eléctrico i.
P1	=	Parámetro de regulación de entrada.
P2	=	Parámetro de regulación de la integración vertical.
P3	=	Parámetro de regulación sobre formación de precios en operaciones de oportunidad.
P4	=	Parámetro de regulación sobre consumidores calificados
P5	=	Parámetro de propiedad pública.
P6	=	Parámetro Otros.

**4.6.6 (Adicionado por el Artículo 7 de la Resolución No. 3185-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** A partir de la vigencia de la presente modificación normativa, el AMM deberá realizar el cálculo indicado en el numeral 4.6.3 de esta norma, para evaluar la existencia de las CEE descritas en el artículo 45 del RAMM. De determinarse que se han alcanzado las CEE, no se volverá a realizar esta evaluación y se procederá conforme se establece en los numerales 4.6.6.1 y 4.6.6.2 siguientes. En caso contrario, el AMM deberá repetir el cálculo con una periodicidad de un año, hasta que el resultado determine que se han alcanzado dichas CEE.

**4.6.6.1** Una vez que los resultados del cálculo indiquen que se han alcanzado dichas condiciones económicas equivalentes, el AMM emitirá un informe y lo remitirá a la CNEE para su aprobación. Posteriormente a la aprobación de la CNEE, a partir del primer día del mes siguiente, las transacciones de oportunidad de exportación y las transacciones de exportación provenientes de Contratos no Firmes, deberán ser consideradas en la determinación del Precio de Oportunidad de la Energía.

4.6.6.2 Asimismo, las importaciones de oportunidad serán consideradas para la determinación del precio de oportunidad de la energía, siempre y cuando correspondan al costo en que se incurriría para suministrar un kWh adicional, según el despacho económico. Si debido al precio de la oferta de retiro, alguna de estas importaciones resultara fuera del Despacho Económico por existir generación nacional disponible más económica que no ha sido convocada, la importación será tratada como generación forzada, de conformidad con lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 5.

**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.

**Notas:**

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.

---

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.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 4, fue modificada en los numerales 4.1.1 y 4.1.7, de acuerdo con resolución del AMM No. 1236-02 de fecha 23 de mayo de 2013 y resolución CNEE 123-2013 de fecha 24 de mayo de 2013, ambas publicadas en el Diario Oficial el 28 de mayo de 2013.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 4, fue modificada en los numerales 4.1.1 y 4.2.1, de acuerdo con Resolución del AMM No. 1479-03 de fecha 24 de noviembre de 2014 y resolución CNEE 294-2014 de fecha 26 de noviembre de 2014, ambas publicadas en el Diario Oficial el 28 de noviembre de 2014.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 4, fue modificada en los numerales 4.1.1 y 4.2.1, y se adicionó los numerales 4.6.3 y 4.6.4, de acuerdo con Resolución del AMM No. 1667-03 de fecha 25 de noviembre de 2015 y resolución CNEE 335-2015 de fecha 26 de noviembre de 2015, ambas publicadas en el Diario Oficial el 30 de noviembre de 2015.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 4, fue modificada en los numerales 4.6.1, 4.6.2, 4.6.3, 4.6.4 y se adicionó los numerales 4.6.5 y 4.6.6, de acuerdo con Resolución del AMM No. 3185-

02 de fecha 6 de marzo de 2025 y resolución CNEE 362-2025 de fecha 25 de noviembre de 2025, ambas publicadas en el Diario Oficial el 8 de diciembre de 2025.