

RESOLUCIÓN 157-08

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. 11

Artículo 1. Contenido de la Norma.

INFORME DE COSTOS MAYORISTAS

11.1 (Modificado por el Artículo 1 de la resolución No. 1225-06 del Administrador del Mercado Mayorista) ALCANCE

Para el traslado de los costos y precios de energía y potencia a las tarifas de los usuarios regulados de los Distribuidores, antes del 31 de marzo de cada año, el AMM enviará a la Comisión un Informe de Costos Mayoristas conforme se establece en el Artículo 86 del Reglamento de la Ley, el cual tendrá las proyecciones de los siguientes componentes:

- El costo de compra de la energía y potencia a través de contratos con participantes Productores;
- El costo de compra de energía y potencia a través de contratos de importación;
- Las compras de energía en el Mercado de Oportunidad;
- Los costos asociados a los servicios complementarios que les corresponda pagar como Participante consumidor, excepto aquellos debidos a incumplimiento de sus compromisos de reactivo y netos de los eventuales créditos que correspondan por déficit de reserva de potencia;
- Los sobrecostos por generación forzada;
- El cargo por pérdidas como participante consumidor descontado el excedente de precios nodales más los cargos por pérdidas correspondientes a los contratos de potencia en que compra en el nodo de la central;
- Los cargos por peaje de los contratos en los que el distribuidor compra en el nodo de la central;
- Los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional (CURTR), así como de cualquier otro cargo aplicable conforme la Regulación Regional;
- La cuota por administración y operación correspondiente al AMM;
- El Cargo Por Servicio de Regulación del Mercado Eléctrico Regional;
- El Cargo Por Servicio de Operación del Sistema, Cargo Por Servicio de Operación del Mercado Eléctrico Regional o Cargo Por Servicio de Operación;

Este cálculo se realizará por banda horaria, de acuerdo a la metodología que se detalla más adelante.

11.2 (Modificado por el Artículo 1 del punto V de la Resolución 3221-01 del Administrador del Mercado Mayorista) PRECIOS POR BANDA HORARIA

El AMM proyectará el precio medio de la energía en concordancia con cada programación de largo plazo, al nivel de banda horaria, las cuales se definen en la Norma de Coordinación Comercial No. 1.

11.3 ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD

Durante cada programación de largo plazo el AMM calculará el precio trimestral de compra y venta de la energía en el Mercado de Oportunidad del distribuidor “d”, para cada banda horaria como:

$$CCS_{dbm} = \sum_{i=1,nn} \sum_{j=1,hb} PN_{mij} * DE_{dmij}$$

Donde:

PN_{mbij} = precio proyectado en la programación trimestral de la energía en el nodo “i”, la hora “j”, trimestre “m”, para la correspondiente banda horaria “b”.

DE_{dmij} = demanda proyectada de energía al Mercado de Oportunidad del distribuidor “d”, en el nodo “i” en la hora “j” de la banda horaria “b” en el trimestre “m”.

hb = número de horas de la banda horaria “b” en el trimestre “m”.

nn = número de nodos del sistema de transmisión en los que el distribuidor “d” se conecta al Sistema de Transmisión, incluidos en la modelación del mercado.

El precio medio de la energía resultará para esa banda horaria “b”:

$$PESTE_{dmb} = \frac{\sum_{i=1,nn} \sum_{j=1,hb} PN_{mij} * DE_{dmij}}{\sum_{i=1,nn} \sum_{j=1,hb} DE_{dmij}}$$

Donde:

$PESTE_{dmb}$ = precio medio de la energía para el distribuidor “d”, en la banda horaria “b” en el trimestre “m”;

La demanda proyectada de compra de energía en el Mercado de Oportunidad podrá ser, según el nivel de contratación del distribuidor, positiva o negativa. Eventualmente el resultado de las compras de un Distribuidor podrá ser negativo. En ese caso se considerará con su signo en la cuenta de costos a ser trasladados a tarifas de distribución.

El cálculo se realizará sobre todos los bloques de la curva de carga que se definan en la programación de largo plazo. El procedimiento debe repetirse cada tres meses con la nueva información disponible sobre oferta y demanda. La variable “hb” comprende todos los bloques de horas que se utilizan en la programación de largo plazo, los cuales deben ser asignados a las bandas de punta, intermedia y valle.

11.4 ENERGÍA COMPRADA POR CONTRATOS

Como resultado de la programación de largo plazo, el AMM obtendrá el despacho de todas las unidades generadoras que un Participante Productor “g” ha comprometido en un contrato con la empresa distribuidora “d”.

La programación de largo plazo tendrá en cuenta las compras que se realizan con los nuevos contratos, realizadas por licitaciones, con cada una de las modalidades definidas en el Capítulo 13 correspondiente de estas NCC.

El AMM calculará para cada distribuidor “d” el costo de compra trimestral de la energía a través de sus contratos con la siguiente fórmula:

$$CCC_{dbm} = \sum_{g=1,ncon} \sum_{i=1,hb} DEMCON_{mdgi} * PRECIO_{C_{mgi}}$$

Donde:

CCC_{dbm} = Costo de compra de energía a través de contratos del distribuidor “d” el trimestre “m”, en la banda “b”;

ncon = número de contratos realizados por el distribuidor “d”;

DEMCON_{mdgi}= demanda de energía del distribuidor “d” abastecida a través de un contrato con el Participante Productor “g” en la hora “i”, perteneciente a la banda “b”, en el trimestre “m”.

PRECIOC_{mgi}= precio de compra de la energía en el bloque “i” perteneciente a la banda “b” en el contrato con el Participante Productor “g”, en el trimestre “m”.

11.5 Precio de Compra de la Energía

El precio medio de compra de la energía del distribuidor “d” se calculará como:

$$PMCE_{dbm} = \frac{(CCC_{dbm} + CCS_{dbm})}{DTOTE_{dbm}}$$

Donde

PMCE_{dbm}= Precio medio de compra de la energía del distribuidor “d”, el trimestre “m”, en la banda horaria “b”.

DTOTE_{dbm}= Demanda total de energía del distribuidor “d”, el trimestre “m”, en la banda horaria “b”.

11.6 Costo de Compra de la Potencia

El AMM proyectará para cada distribuidor “d” su costo de compra de potencia en el trimestre “t” (CCP_{dt}) con la siguiente fórmula:

$$CCPt = \sum_{m=1,3} CCPdm$$

Donde:

CCPdm= Costo de compra de la potencia del mes “m”, definido por:

$$CCP_{dm} = \sum_{g=1, ncon} PRECIOPOT_g * POTCON_{pgm} + DFNCdm * PREFPOT$$

Donde:

PRECIOPOT_g = Precio de la potencia en el contrato con el Participante Productor “g”

POTCON_{pgm} = demanda de potencia del distribuidor “d”, en el bloque de máxima demanda “p” del mes “m”, abastecida por el Participante Productor “g”.

$DFNC_{dm}$ = Demanda firme sin contratos del Distribuidor “d” en el mes “m”

$PREFPOT$ = Precio de referencia de la potencia

11.7 Cálculo del Saldo del Costo de Potencia

El AMM calculará el Saldo del Costo de Potencia del Distribuidor “d” (SCP_{dm}) del trimestre “t” con la siguiente fórmula:

$$SCP_{dt} = CCP_{dt} - PREPOT^* \sum_{m=1,3} DEMAX_{dm}$$

Donde:

SCP_{dt} = Saldo del costo de potencia del distribuidor “d” del trimestre “t”

$DEMAX_{dm}$ = Demanda máxima del distribuidor “d” en el mes “m”

$PREFPOT$ = Precio de la potencia de punta

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:

Las modificaciones al Artículo 11.1 de la Norma de Coordinación Comercial Número 11 (NCC-11) contenidas en la resolución 846-02 del Administrador del Mercado Mayorista fueron aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en resolución 43-2010 de fecha 4 de marzo de 2010 y publicadas en el diario oficial el día 5 de marzo de 2010. Estas modificaciones entran en vigencia el día siguiente a su publicación en el diario oficial.

La Norma de Coordinación Comercial No.11 fue modificada en el numeral 11.1, de acuerdo a resolución del AMM No. 1225-06 de fecha 30 de abril 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. 11, fue modificada en el numeral 11.2, de acuerdo con el punto V de la Resolución del AMM No. 3221-01 de fecha 20 de noviembre de 2025 y resolución CNEE 389-2025 de fecha 8 de diciembre de 2025, ambas publicadas en el Diario Oficial el 15 de diciembre de 2025.