



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

### RESOLUCIÓN CNEE-203-2011

Guatemala, 24 de agosto de 2011

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA

#### CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otros, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de los mismos.

#### CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en el artículo 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61, 74, 76, 77 y 78 de la misma ley estipulan que las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión, y que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de Ingeniería Precalificada por la Comisión, y que para tal efecto la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá elaborar los Términos de Referencia del o de los Estudios del VAD, teniendo el derecho a supervisar el avance de los mismos, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma.

#### CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el Artículo 97 estipula que los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de distribución; por su parte el artículo 98 del mismo reglamento determina que cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes, las justificaciones por cada renglón de costo a incluir y las respectivas fórmulas de ajuste, así como el respectivo informe de respaldo; la Comisión en el plazo de dos meses resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores, formulando las observaciones que considere pertinentes, con lo cual el Distribuidor a través de la empresa consultora, analizará las observaciones, efectuando las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de 15 días de recibidos los observaciones y que de persistir las discrepancias se procederá a conformar la Comisión Pericial, establecida en el artículo 75 de la Ley General de Electricidad y que en caso de omisión por parte del Distribuidor de enviar los estudios o correcciones a los mismos, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica quedará facultada para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente, con base en el estudio tarifario que está redige independientemente.

#### CONSIDERANDO:

Que los artículos 92, 97, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, determinan que los estudios tarifarios del Valor Agregado de Distribución deberán ser aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, previo a fijar las tarifas definitivas.

#### CONSIDERANDO:

Que con fundamento en el artículo 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica por mandato legal aprobar un estudio tarifario que sirva de base para la fijación de las tarifas definitivas y siendo que Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios no presentó el respectivo estudio tarifario, corresponde aprobar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el estudio elaborado independientemente.

#### POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con base en lo considerado y la normativa citada.

#### RESUELVE:

- I. Aprobar en forma definitiva el Estudio Tarifario elaborado independientemente por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica; el cual será la base para emitir y publicar el pliego tarifario, correspondiente de Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios.
- II. La presente resolución, entrará en vigencia el mismo día de su publicación.

#### III. PUBLIQUESE.

Carlos E. Colom Bickford  
Presidente

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford  
Presidente

Ingeniero Enrique Miller Hernandez  
Director

Ingeniero César Augusto Fernandez Fernandez  
Director



(159846-2)-31-agosto



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

### RESOLUCIÓN CNEE-204-2011

Guatemala, 25 de agosto de 2011

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA

#### CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otros, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de los mismos.

#### CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en el artículo 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61 y 76 de la misma ley estipulan que, las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión, a través de adicionar los componentes de costos de adquisición de tarifas y energía libremente pactados entre Generadores y Distribuidores y referidos a la entrada de la red de Distribución, con los componentes de costos eficientes de distribución estructurados de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector, tarifas que deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

#### CONSIDERANDO:

Que los artículos 74, 76, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de Ingeniería Precalificada por la Comisión, y que los Términos de Referencia del o de los Estudios del VAD, serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas por cada distribuidor; y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

#### CONSIDERANDO:

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión como la suma del precio ponderado de todos los costos del distribuidor, referidos a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución, el cual corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada; y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años.

#### CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el Artículo 97 estipula que los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de distribución; por su parte el artículo 98 del mismo reglamento determina que cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes, las justificaciones por cada renglón de costo a incluir y las respectivas fórmulas de ajuste, así como el respectivo informe de respaldo; la Comisión en el plazo de dos meses resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores, formulando las observaciones que considere pertinentes, con lo cual el Distribuidor a través de la empresa consultora, analizará las observaciones, efectuando las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de 15 días de recibidos las observaciones y que de persistir las discrepancias se procederá a conformar la Comisión Pericial, establecida en el artículo 75 de la Ley General de Electricidad y que en caso de omisión por parte del Distribuidor de enviar los estudios o correcciones a los mismos, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica quedará facultada para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente, con base en el estudio tarifario que está redige independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por la Distribuidora.

#### CONSIDERANDO:

Que el artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, determina que los estudios previstos en el artículo 97 del referido reglamento referentes al estudio del Valor Agregado de Distribución deberán ser aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y que el artículo 99 del mismo Reglamento establece que "Una vez aprobado el estudio tarifario a que se refieren los artículos anteriores, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas a partir de la fecha en la que se aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlos en el Diario de Centroamérica... En ningún caso la actividad de Distribución Final del servicio de Electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente. Dada la circunstancia en la que una Distribuidora no cuenta con un pliego tarifario, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitir y poner en vigencia un pliego tarifario de manera inmediata de forma que se cumpla con el principio ya anunciado."

#### CONSIDERANDO:

Que la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, preceptúa que La Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos; la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referida a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-. El precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo

establece el artículo 3 de la citada ley, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

**CONSIDERANDO:**

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante la Resolución CNEE-195-2010, emitió los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución, los cuales notificó oportunamente a Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, entidad que con fecha diez de febrero de dos mil once remitió a esta Comisión el Oficio sin número, con el objetivo de solicitar a esta Comisión el apoyo para realizar el estudio del VAD.

**CONSIDERANDO:**

Que con fundamento en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir y publicar un pliego tarifario vigente y siendo que los pliegos tarifarios para los Usuarios de la Tarifa Social de Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, vencen el día treinta y uno de agosto de dos mil once, es necesario emitir un pliego tarifario para la Distribuidora Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios con base en el estudio tarifario aprobado en definitiva por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Resolución CNEE-203-2011 de fecha veinticuatro de agosto del año dos mil once.

**POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con base en lo considerado y la normativa citada.

**RESUELVE:**

1. Fijar los tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atienda Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, en adelante "La Distribuidora", para el periodo comprendido del uno de septiembre de dos mil once al treinta y uno de agosto de dos mil dieciséis, de conformidad con los siguientes puntos:

**CONDICIONES GENERALES:**

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda, de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un periodo de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
3. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de un año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. Para este servicio, La Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado por la instalación. Al término del servicio temporal, La Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolviendo al Usuario el costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser nuevamente utilizados por La Distribuidora.
4. La acometida total y todos los equipos de medición serán suministrados por La Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto todas las instalaciones interiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, salvo que los mismos sean causados por La Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar precisos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precisos identificados identificando cuantía que instalo y personal de la distribuidora responsable de la instalación.
5. Para los efectos de facturación, el periodo será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. El Distribuidor, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación en la Comisión para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación en periodos mayores a los anteriormente establecidos.
6. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, La Distribuidora podrá cobrarle intereses por mora. La tasa de interés será indicada por la Comisión en cada quince trimestral calculándose como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activo anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.
7. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio podrá ejecutarse por La Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) En el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final dos ó más facturas; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de La Distribuidora; ó (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, La Distribuidora no deberá seguir facturando al Usuario.
8. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan los causas que originaron la suspensión del servicio. Para el restablecimiento del suministro se aplicará lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

9. Respecto a la Garantía de Pago se deberá aplicar lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo cual, La Distribuidora no deberá exigir fiador.
10. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en agencias comerciales ó en los lugares señalados por La Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.

10. La factura deberá incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica, asimismo conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre el Distribuidor y las Municipalidades.

11. Definiciones de los Cargos, según el artículo 89 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

**Cargo Unitario por Consumidor (CF):** es el cargo asociado a los costos de explotación de la Distribuidora por nivel de tensión.

**Cargo Unitario por Energía (CE):** es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del Usuario.

**PRECIOS BASE**

| Precio | Valores Base | Unidades | Definición                            |
|--------|--------------|----------|---------------------------------------|
| PESTTS | 56.554363    | Q/KW     | Precio Base de Potencia Tarifa Social |
| PESTTS | 0.484055     | Q/KWh    | Precio Base de Energía Tarifa Social  |

**COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD**

13. Las componentes de Costos del VAD (CCVAD) son las siguientes:

| Cargo | Valor     | Unidades | Definición   |
|-------|-----------|----------|--|
| CDBT  | 64.326615 | Q/KW-mes | Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión  |
| CDMT  | 41.072833 | Q/KW-mes | Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión |

**CARGOS BASE DE CONSUMIDOR**

14. El Cargo Base de Consumidor (CF) es:

| Cargo | Valor     | Unidades         | Definición                              |
|-------|-----------|------------------|---|
| CBRTS | 10.066529 | Q / Usuario -mes | Cargo Fijo Base, Usuarios Tarifa Social |

**PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)**

15. Los Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del estudio Tarifario son los siguientes:

| Cargo     | Valor    | Definición  |
|-----------|----------|---|
| FPBET     | 1.087937 | Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión   |
| FPBEM     | 1.039953 | Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión  |
| FPBPT     | 1.122334 | Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión  |
| FPBPT_MIT | 1.122334 | Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, coincidente con la Red de Media Tensión |
| FPBPT     | 1.044932 | Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión   |
| FPBPTTS   | 1.122334 | Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión, Tarifa Social                             |
| FPBPTTS   | 1.044932 | Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión, Tarifa Social                            |

16. Constantes resultantes del Estudio de Caracterización de la Carga:

| Categoría | NHU        | FCRedat  | FCRedMT  |
|-----------|------------|----------|----------|
| BTS       | 477.610535 | 1.000000 | 0.994613 |

17. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

| %Ems | PUNTA      | INTERMEDIA | VALLE      |
|------|------------|------------|------------|
|      | 28.057751% | 50.244390% | 21.697859% |

18. Factores de Ajuste de Potencia:

| Factor de Ajuste | Valor    | Descripción  |
|------------------|----------|--|
| FAPOTS           | 0.887864 | Factor de Ajuste de Potencia, Usuarios Tarifa Social |

|      |          |   |
|------|----------|---|
| FABT | 0.984901 | Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión  |
| FAMT | 1.083391 | Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión |

**ESTRUCTURA TARIFARIA**

19. Cargo Fijo:

CARGO FIJO POR USUARIO (CFBTS<sub>n</sub>)

$$CFBTS_n = CFBTS_0 * FACF_{BT}$$

20. Tarifa Social (BTS):

CARGO UNITARIO POR ENERGIA (CE)

$$CE_{BTS} = PESTS \cdot FPBET \cdot FPBEMT + PPSTTS \cdot FAPORTS \cdot \frac{FCRedMT_{BTS} \cdot FPPBTS \cdot FPPMTTS}{NHU_{BTS}} + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS} \cdot FPPBT}{NHU_{BTS}} + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT + AT_n}{NHU_{BTS}}$$

21. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

El cargo por reconexión es el aplicado para la reposición del servicio, de conformidad con el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

$$CACYR_{BTS_{m,n}} = FACACYR_m * CACYR_{BTS_{m,n}}$$

Donde:

|                                    |  |
|------------------------------------|--|
| CACYR <sub>BTS<sub>m,n</sub></sub> | Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social |
| FACACYR <sub>m</sub>               | Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión                                    |
| CACYR <sub>BTS<sub>m,n</sub></sub> | Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social             |

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

|                                    | Valor     | Unidad    | Descripción   |
|------------------------------------|-----------|-----------|---|
| CACYR <sub>BTS<sub>m,n</sub></sub> | 67.970232 | Quetzales | Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social |

**FÓRMULAS DE AJUSTE**

22. Ajuste Trimestral:

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente, para ser trasladados a tarifas de distribución, conforme lo siguiente:

$$CCPR_n = \sum_{i=1}^3 CP_i$$

Donde:

|                   |  |
|-------------------|--|
| CCPR <sub>n</sub> | Costos de Compra de Potencia Redes en el trimestre n   |
| CP <sub>i</sub>   | Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los Costos asociados a la Potencia, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. |

$$CCER_n = \sum_{i=1}^3 CE_i$$

Donde:

|                   |  |
|-------------------|--|
| CCER <sub>n</sub> | Costos de Compra de Energía Redes en el trimestre n  |
| CE <sub>i</sub>   | Costos de Energía para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los Costos asociados a la Energía, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. |

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 (EF_{i,t+1} \cdot PTP_{i,t+1} \cdot PFP_{i,t+1})$$

Donde:

|                      |  |
|----------------------|--|
| APP <sub>n</sub>     | Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n  |
| CCPR <sub>n</sub>    | Costos de Compra de Potencia Redes en el trimestre n   |
| EF <sub>n,t</sub>    | Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (t+1). |
| PFP <sub>n,t</sub>   | Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (t+1). Se aplican a la energía facturada.              |
| PFP <sub>n,t+1</sub> | Precio Base Facturado de Potencia en el mes (t+1)  |

$$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 (EF_{i,t+1} \cdot PTE_{i,t+1} \cdot PFE_{i,t+1})$$

Donde:

|                      |  |
|----------------------|--|
| APP <sub>n</sub>     | Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n   |
| CCER <sub>n</sub>    | Costos de Compra de Energía Redes en el trimestre n  |
| EF <sub>n,t</sub>    | Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (t+1). |
| PFE <sub>n,t</sub>   | Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (t+1)   |
| PFE <sub>n,t+1</sub> | Precio Base Facturado de Energía en el mes (t+1)   |

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

|                  |  |
|------------------|--|
| APO <sub>n</sub> | Ajuste por Pago de Otros costos redes en el trimestre n  |
| COR <sub>n</sub> | Otros Costos Redes en el trimestre n, con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. |

El saldo no ajustado en el trimestre n se calcula como:

$$SVA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SVA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * EF_{n-1}$$

Donde:

|                    |   |
|--------------------|---|
| SVA <sub>n-1</sub> | Saldo No Ajustado en trimestre n                |
| n-1                | Trimestre anterior al que está siendo calculado |

$$AT_n = \frac{APP_n + APE_n + APO_n + SVA_n - APENR_n - APPNR_n}{EP_{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{EP_{n+1}}$$

Donde:

|                    |  |
|--------------------|--|
| AT <sub>n</sub>    | Ajuste Trimestral en el trimestre n                              |
| MR <sub>n+1</sub>  | Monto a Recuperar en el trimestre n+1                            |
| EP <sub>n+1</sub>  | Facturación de Energía Previsión en el trimestre n+1             |
| APPNR <sub>n</sub> | Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n  |
| APPNR <sub>n</sub> | Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n |

23. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de energía no reconocidas de la manera siguiente:

$$APENR_{TS_n} = MPRE_{TS_n} - MPAE_{TS_n}$$

Donde:

|                                 |  |
|---------------------------------|--|
| APENR <sub>TS<sub>n</sub></sub> | Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n |
| MPRE <sub>TS<sub>n</sub></sub>  | Monto de Pérdidas Redes de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n            |
| MPAE <sub>TS<sub>n</sub></sub>  | Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n      |

$$MPRE_{TS_n} = CCER_{TS_n} \cdot PRE_n$$

Donde:

|                                |   |
|--------------------------------|---|
| MPRE <sub>TS<sub>n</sub></sub> | Monto de Pérdidas Redes de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n   |
| CCER <sub>TS<sub>n</sub></sub> | Costos de Compra de Energía Redes de las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la energía considerados en el APE. |

$$PRE_n = \left( \frac{CED_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{horas} (EF_{i,t+1} \cdot PTE_{i,t+1})}{CED_n} \right)$$

Donde:

|                          |  |
|--------------------------|--|
| <b>PRE<sub>n</sub></b>   | Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No Sociales, en el trimestre n  |
| <b>CED<sub>n</sub></b>   | Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales, compradas en el trimestre n por la Distribuidora  |
| <b>MPAE<sub>n</sub></b>  | Tipos de Tarifas existentes, donde "n" Tarifa Social (TS), Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDPP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDFPF), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT). |
| <b>EF<sub>n,i</sub></b>  | Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura el mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).  |
| <b>PTE<sub>n,i</sub></b> | Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1) y categoría tarifaria i. La diferencia con PTE <sub>n,i</sub> radica en que en para PTE <sub>n,i</sub> los factores por pérdidas de energía se igualan a 1  |

$$MPAE^TS_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i,i} \cdot PTE_{i,i} \cdot PE_i)$$

Donde:

|                          |   |
|--------------------------|---|
| <b>MPAE<sub>n</sub></b>  | Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n   |
| <b>EF<sub>n,i</sub></b>  | Cantidad de Energía facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura el mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)   |
| <b>PTE<sub>n,i</sub></b> | Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1) y categoría tarifaria i. La diferencia con PTE <sub>n,i</sub> radica en que para PTE <sub>n,i</sub> los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE <sub>n,i</sub> - 1) |
| <b>PE<sub>i</sub></b>    | Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la energía considerados en el APE <sub>n</sub> y la energía considerada en CED <sub>n</sub> .  |

El  $APENR^TS_n$  se incluyó en el cálculo del AI, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si  $MPRE^TS_n - MPAE^TS_n \leq 0 \rightarrow APENR^TS_n = 0$
- Si  $MPRE^TS_n - MPAE^TS_n > 0 \rightarrow APENR^TS_n = MPRE^TS_n - MPAE^TS_n$

**24. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas**

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de potencia no reconocidas de la manera siguiente:

$$APPNR^TS_n = MPPRP^TS_n - MPAP^TS_n$$

Donde:

|                          |   |
|--------------------------|---|
| <b>APPNR<sub>n</sub></b> | Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n |
| <b>MPPRP<sub>n</sub></b> | Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n           |
| <b>MPAP<sub>n</sub></b>  | Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n      |

$$MPPRP^TS_n = CCPR^TS_n \cdot PRP_n$$

Donde:

|                          |   |
|--------------------------|---|
| <b>MPPRP<sub>n</sub></b> | Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n   |
| <b>CCPR<sub>n</sub></b>  | Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la potencia considerados en el APP <sub>n</sub> . |

$$PRP_n = \left( CPD_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{MED} (DF_{i,j} \cdot PTP_{i,j}^TS) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{MOT} (EF_{i,j} \cdot PTP_{i,j}^TS) \right) / CPD_n$$

Donde:

|                        |   |
|------------------------|---|
| <b>PRP<sub>n</sub></b> | Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n   |
| <b>CPD<sub>n</sub></b> | Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de La Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales de La Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.   |
| <b>MOT</b>             | Tipos de tarifas que facturan demanda, donde "n" Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDPP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDFPF), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT). |

|                          |  |
|--------------------------|--|
| <b>DF<sub>n,i</sub></b>  | Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura el mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)   |
| <b>PTP<sub>n,i</sub></b> | Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1) y categoría tarifaria i (Tarifa Social y Tarifas No Sociales). La diferencia con PTP <sub>n,i</sub> radica en que para PTP <sub>n,i</sub> los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1 |
| <b>MOT</b>               | Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde "n" Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTS).   |
| <b>EF<sub>n,i</sub></b>  | Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura el mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).  |

$$MPAP^TS_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i,i} \cdot PTP_{i,i} \cdot PP_i)$$

Donde:

|                          |   |
|--------------------------|---|
| <b>MPAP<sub>n</sub></b>  | Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n  |
| <b>EF<sub>n,i</sub></b>  | Cantidad de Energía facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura el mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).  |
| <b>PTP<sub>n,i</sub></b> | Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1). La diferencia con PTP <sub>n,i</sub> radica en que para PTP <sub>n,i</sub> los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTP <sub>n,i</sub> - 1) |
| <b>PP<sub>i</sub></b>    | Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la potencia considerados en el APE <sub>n</sub> y las demandas máximas consideradas en CPD <sub>n</sub> .                        |

El  $APPNR^TS_n$  se incluyó en el cálculo del AI, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si  $MPPRP^TS_n - MPAP^TS_n \leq 0 \rightarrow APPNR^TS_n = 0$
- Si  $MPPRP^TS_n - MPAP^TS_n > 0 \rightarrow APPNR^TS_n = MPPRP^TS_n - MPAP^TS_n$

**25. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)**

Los Cargos por Distribución (CD) por nivel de tensión, se ajustarán semestralmente, según la fórmula siguiente:

$$FACD_{CD,M} = \left( PD_{CD,M} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,M} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

|                            |  |
|----------------------------|--|
| <b>FACD<sub>CD,M</sub></b> | Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)   |
| <b>PD<sub>CD,M</sub></b>   | Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 59.554692%   |
| <b>TC<sub>N</sub></b>      | tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banquid.gob.gt">www.banquid.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste                                |
| <b>TC<sub>0</sub></b>      | tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$  |
| <b>FAA</b>                 | Factor de Ajuste Arancelario   |
| <b>PIPC<sub>CD,M</sub></b> | Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 40.445308%  |
| <b>IPC<sub>N</sub></b>     | Índice de Precios al Consumidor a nivel República, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.inec.gob.gt">www.inec.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste |
| <b>IPC<sub>0</sub></b>     | Índice de Precios al Consumidor a nivel República, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2006, igual a 79.98 (Empinado Base Diciembre 2010)   |
| <b>K<sub>CD,N</sub></b>    | Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1   |

$$FACD_{CD,M} = \left( PD_{CD,M} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,M} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + CDMT \cdot \sum_{M=1}^{MAX} Dmax_{M,M}$$

Donde:

|                            |   |
|----------------------------|---|
| <b>FACD<sub>CD,M</sub></b> | Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)   |
| <b>PD<sub>CD,M</sub></b>   | Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 55.452129%  |
| <b>TC<sub>N</sub></b>      | tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banquid.gob.gt">www.banquid.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste                               |
| <b>TC<sub>0</sub></b>      | tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$   |
| <b>FAA</b>                 | Factor de Ajuste Arancelario  |
| <b>PIPC<sub>CD,M</sub></b> | Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 44.547871%   |
| <b>IPC<sub>N</sub></b>     | Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.inec.gob.gt">www.inec.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste |
| <b>IPC<sub>0</sub></b>     | Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2006, igual a 79.98 (Empinado Base Diciembre 2010)   |
| <b>K<sub>CD,N</sub></b>    | Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1  |
| <b>Cuota</b>               | Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del      |

|                      |  |
|----------------------|--|
| CDMT                 | ajuste   |
| Dmax <sub>dist</sub> | Carga Base por Frecuencia de Distribución en Media Tensión<br>Sumatoria de las Demandas Máximas mensuradas coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aliados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste; esto incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora. |

$$FAA = FP_{A_0} \frac{1 + AP_{A_0}}{1 + AP_0} + FP_{A_1} \frac{1 + AC_1 + FP_{A_1}}{1 + AC_0} + FP_{A_2} \frac{1 + AC_2 + FP_{A_2}}{1 + AC_0} + FP_{A_3} \frac{1 + AC_3 + FP_{A_3}}{1 + AC_0} + FP_{A_4} \frac{1 + AC_4 + FP_{A_4}}{1 + AC_0} + FP_{A_5} \frac{1 + AC_5 + FP_{A_5}}{1 + AC_0} + FP_{A_6} \frac{1 + AC_6 + FP_{A_6}}{1 + AC_0} + FP_{A_7} \frac{1 + AC_7 + FP_{A_7}}{1 + AC_0} + FP_{A_8} \frac{1 + AC_8 + FP_{A_8}}{1 + AC_0} + FP_{A_9} \frac{1 + AC_9 + FP_{A_9}}{1 + AC_0}$$

Donde:

|                   |  |
|-------------------|--|
| FAA               | Factor de Ajuste Arancelario   |
| FP <sub>A0</sub>  | Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.604023%  |
| FP <sub>A1</sub>  | Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste                                |
| FP <sub>A2</sub>  | Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 15.0%  |
| FP <sub>A3</sub>  | Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio óseo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.450289%   |
| FP <sub>A4</sub>  | Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio óseo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúa el ajuste |
| FP <sub>A5</sub>  | Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio óseo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 10.0%                             |
| FP <sub>A6</sub>  | Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.756041%  |
| FP <sub>A7</sub>  | Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúa el ajuste                    |
| FP <sub>A8</sub>  | Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el 29 de diciembre de 2006, igual a 5.0%   |
| FP <sub>A9</sub>  | Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.000501%  |
| FP <sub>A10</sub> | Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúa el ajuste               |
| FP <sub>A11</sub> | Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 0.0%  |

26. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (Cf):

$$FACF_{BT} = \left( PD_{CF, BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PMP_{CF, BT} \cdot IPC_N \right) \cdot \frac{1 - K_{CF, N}}{K_{CF, N}}$$

Donde:

|                       |  |
|-----------------------|--|
| FACF <sub>BT</sub>    | Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT   |
| PD <sub>CF, BT</sub>  | Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 28.368774%   |
| TC <sub>N</sub>       | Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquagob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste                                    |
| TC <sub>0</sub>       | Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$  |
| PMP <sub>CF, BT</sub> | Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 71.631205%  |
| IPC <sub>N</sub>      | Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste |
| IPC <sub>0</sub>      | Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2006, igual a 79.98 (Empalmeado Base Diciembre 2010)                      |
| K <sub>CF, N</sub>    | Factor de reducción del Cf en el periodo "N" igual a 1   |

27. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

$$FACACYR_m = \frac{IPC_m}{IPC_0}$$

Donde:

|                      |  |
|----------------------|--|
| FACACYR <sub>m</sub> | Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el semestre m   |
| IPC <sub>m</sub>     | Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste |
| IPC <sub>0</sub>     | Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2006, igual a 79.98 (Empalmeado Base Diciembre 2010)                      |

28. Ajuste Anual de los Precios Base:

$$PEST_m = PE_{PUNTA} * \%E_{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_{VALLE}$$

Donde:

|                          |  |
|--------------------------|--|
| PE <sub>ST</sub>         | Precio Base de Energía de la Tarifa Social   |
| PE <sub>PUNTA</sub>      | Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta     |
| %E <sub>PUNTA</sub>      | Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Punta   |
| PE <sub>INTERMEDIA</sub> | Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia   |
| %E <sub>INTERMEDIA</sub> | Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria Intermedia |
| PE <sub>VALLE</sub>      | Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle     |
| %E <sub>VALLE</sub>      | Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Valle   |

AJUSTES AL 31 DE JULIO DE 2011

29. Liquidación del Pliego Tarifario:

Producto de la liquidación del pliego tarifario aprobado en la Resolución CNEE-116-2006, resulta un monto positivo de trescientos cuarenta y seis mil cuatrocientos noventa y siete quetzales con seis centavos (Q346,497.06), el cual, la Distribuidora podrá recuperar a través de adicionar sesientos treinta y ocho diez milésimas de quetzal por kilovatio hora (0.0638 Q/KWh) a los cargos unitarios de energía, en la facturación del trimestre comprendido del 1 de septiembre al 30 de noviembre de 2011.

30. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de Julio de 2011:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de Julio de 2011, son los siguientes:

| Factor de Ajuste     | Valor    | Definición   |
|----------------------|----------|--|
| FACD <sub>BT</sub>   | 1.142471 | Factor de Ajuste del CDBT al 31 de Julio de 2011                         |
| FACD <sub>MT</sub>   | 1.212123 | Factor de Ajuste del CDMT al 31 de Julio de 2011                         |
| FACD <sub>HT</sub>   | 1.233144 | Factor de Ajuste de CHD <sub>HT</sub> al 31 de Julio de 2011             |
| FACACYR <sub>m</sub> | 1.315624 | Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de Julio de 2011 |

PLIEGO TARIFARIO

| Bajo Tensión Simple Social (BTSS) |                 |
|-----------------------------------|-----------------|
| Cargo Unitario por Consumidor     | Q / usuario-mes |
| Cargo Unitario por Energía        | 1.032756 Q/KWh  |
| Tasa de Interés por mora          | 1.051704%       |

32. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del 01 de septiembre de 2011 al 29 de febrero de 2012 son los siguientes:

| CACYR <sub>HT, m</sub> | Valor     | Unidad    |
|------------------------|-----------|-----------|
|                        | 89.423427 | Quetzales |

33. La Distribuidora está obligada a entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cualquier información que se le solicite, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la Presente Resolución.

III. Se deroga la Resolución CNEE-116-2006, así como cualquier otra disposición que contenga la presente resolución.

III. La presente resolución, entrará en vigencia el primer día del mes siguiente de su publicación en el Diario de Centroamérica.

PUBLIQUESE.

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Rickford, Presidente  
 Ingeniero Efraim Villar Hernández, Director  
 Ingeniero César Augusto Fernández Fernández, Director

