



**RESOLUCION CNEE -146-2008**  
**Guatemala, 30 de julio de 2008**  
**LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, 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 las mismas.

**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 potencia 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 estructurándolos 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 utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para 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 todas las compras del distribuidor, referidas 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, efectuará las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de 15 días de recibidas 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 ésta realice 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



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

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, publicarlas 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 cuente 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 Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante oficio CNEE-13680-2007, DMJ-NotaS-141 y resoluciones CNEE-124-2007 y CNEE-5-2008 emitió los Términos de Referencia y sus modificaciones para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución, los cuales notificó oportunamente a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, quien con fecha treinta y uno de marzo de dos mil ocho remitió a esta Comisión la nota identificada como GG-045-2008, conteniendo el Estudio Tarifario, para que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica analizara el contenido del mismo, verificando el cumplimiento de lo establecido en los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución y la normativa legal vigente; y que con fecha once de abril de dos mil ocho, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, por medio de la Resolución CNEE-63-2008, declaró improcedente el estudio, formulando las observaciones correspondientes, para que el estudio fuera corregido por la Distribuidora a través de su empresa consultora, requiriendo la adecuación del mismo conforme a lo establecido en los Términos de Referencia.

### CONSIDERANDO:

Que con fecha cinco de mayo de dos mil ocho, Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, por medio de la Nota GG-060-2008, presentó ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Estudio del Valor Agregado de Distribución omitiendo la corrección de la totalidad de las observaciones realizadas por la Comisión a través de la referida Resolución CNEE-63-2008, por lo cual, conforme a lo establecido en la legislación vigente, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante Resolución CNEE-96-2008 formuló por escrito las discrepancias con el Estudio del Valor Agregado de Distribución y ordenó conformar la Comisión Pericial, la cual remitió su pronunciamiento con fecha veinticinco de julio de dos mil ocho.



**CONSIDERANDO:**

Que Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, no realizó la totalidad de correcciones al Estudio Tarifario y que el mismo fue declarado improcedente por medio de la Resolución CNEE-63-2008; y 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 no afectos a la Tarifa Social de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, vencen el día treinta y uno de julio de dos mil ocho, es necesario emitir un pliego tarifario para la Distribuidora Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima con base en el estudio tarifario aprobado en definitiva por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Resolución CNEE-144-2008 de fecha veintinueve de julio de dos mil ocho.

**POR TANTO:**

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

**RESUELVE:**

1. Fijar las 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 no afectos a la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atiende Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, en adelante "La Distribuidora", para el período comprendido del uno de agosto de dos mil ocho al treinta y uno de julio de dos mil trece, de conformidad con los siguientes puntos:

**CONDICIONES GENERALES:**

1. 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.
2. Todos los Usuarios del servicio de Distribución Final deberán encuadrarse en una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario.
3. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican únicamente en tres categorías: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya demanda



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

de potencia es menor o igual a once kilovatios (kW.); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de Potencia es mayor de 11 kilovatios (kW.); y c) Usuarios con servicio en baja o media tensión que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación vigente para obtener la calidad de Gran Usuario. Conforme al artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el Gran Usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Para poder pactar libremente el precio y las condiciones de suministro a que se refiere el artículo 59 literal c) de la Ley General de Electricidad, se deberá contar previamente con la calidad de Gran Usuario conforme al procedimiento establecido en la legislación vigente. Los usuarios que tengan una demanda mayor al límite establecido y que no cuenten con la categoría de Gran Usuario, están contenidos dentro de la categoría b).

4. Para los Usuarios de la categoría a), que no estén afectos a la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, La Distribuidora les aplicará la tarifa Baja Tensión Simple (BTS).
5. Los Usuarios de la categoría b) podrán elegir libremente su propia tarifa dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión en el presente pliego tarifario indicadas a continuación: Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH).
6. Para los Usuarios dentro de las opciones tarifarias BTDP; BTDFP; MTDP; MTDFP; cuyo equipo de medición no discrimine su participación en la punta, se entenderá que participan en la punta, cuando el Factor de Carga promedio del Usuario sea mayor o igual a 0.6. El Factor de Carga Promedio del Usuario se calcula como el cociente entre la energía promedio del Usuario y el producto de la demanda máxima mensual promedio por el número de horas del mes, tomando como base de cálculo los registros de mediciones de los últimos seis meses. Una vez actualizado el Factor de Carga Promedio, la clasificación de su participación en la punta o fuera de punta, no podrá modificarse durante un período de seis meses. Pasado dicho período el Usuario podrá requerir actualizar nuevamente su participación en la punta o fuera de punta, la cual tendrá una vigencia mínima de seis meses.



7. Para el caso del Usuario de la categoría b) que requiera la aplicación de tarifas horarias en Baja Tensión o Media Tensión -BTH o MTH-, La Distribuidora deberá proporcionar el equipo de medición correspondiente para hacer efectiva la aplicación de dichas tarifas en un plazo máximo de 30 días contados a partir del requerimiento.
8. En el caso que el Usuario no pueda determinar la tarifa adecuada a su tipo de consumo de energía eléctrica, La Distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario, con base a sus características de consumo.
9. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar tarifas y categorías distintas a las aprobadas en el presente pliego tarifario.
10. La Distribuidora aplicará la potencia contratada que haya convenido anteriormente con el Usuario, quien podrá solicitar su actualización a partir de dicha declaración. A requerimiento del Usuario, La Distribuidora esta obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre su demanda histórica, hasta los últimos veinticuatro meses. Una vez actualizado el valor de la potencia contratada, éste no podrá modificarse durante un período de seis meses. Pasado dicho período el Usuario podrá actualizar nuevamente su demanda, la cual tendrá una vigencia mínima de seis meses. El exceso de potencia utilizada será penalizado de acuerdo a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD-.
11. Las bandas horarias correspondientes a los períodos de máxima (punta), media (intermedia) y mínima (valle) son las definidas en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista o las que en el futuro determine la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
12. La opción tarifaria acordada, regirá por un período mínimo de seis meses, contados a partir de la suscripción del contrato correspondiente. Excepcionalmente, previo al cumplimiento del plazo de los seis meses establecido, podrá realizarse una reclasificación de la tarifa, en los siguientes casos: a) Cuando el Usuario considere que la tarifa que le aplica La Distribuidora no es la adecuada, debiendo para el caso presentar una solicitud bajo Juramento; y b) Cuando La Distribuidora detecte el cambio de las características en el consumo del Usuario, lo cual deberá demostrar en forma fehaciente informándole al Usuario previamente.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4<sup>o</sup>. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

13. La Distribuidora deberá instalar los equipos de medición adecuados a la tarifa aplicada a los Usuarios y al nivel de tensión al cual estén conectados, especialmente para el caso de los Usuarios con tarifa en media tensión.
14. Cuando el consumo de energía eléctrica de un Usuario con medición de demanda tenga un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en la Normas Técnicas del Servicio de Distribución, se penalizará con un recargo equivalente al uno por ciento (1%) del valor de los cargos mensuales de distribución de la opción tarifaria correspondiente por cada centésima (0.01) en que dicho factor sea menor al límite establecido en la normativa. En caso que dicho factor se encuentre por debajo del límite establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, La Distribuidora comunicará dicho evento al Usuario quien tendrá un plazo de tres meses para ajustar el factor de potencia. Si transcurrido dicho plazo La Distribuidora comprobara que el incumplimiento de la norma continúa, estará facultada a facturar el recargo mencionado hasta que el Usuario corrija el desvío y solicite una nueva medición a La Distribuidora.
15. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser remplazado por un servicio permanente. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, escenarios en eventos especiales, etcétera. Para este servicio, La Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado para 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.
16. 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 precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar



registro de todos los precintos instalados identificando cuadrilla que instaló y personal de la distribuidora responsable de la instalación.

17. Para los efectos de facturación, el período 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 a la Comisión para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación en períodos mayores a los anteriormente establecidos.

18. 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 ajuste trimestral calculándola como el promedio de la tasa de interés activa publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.

Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio podrá ejecutarla La Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos ó más facturaciones y hayan transcurridos los treinta días de la emisión de la segunda factura; (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.

19. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las 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.

20. 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.

21. 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.

22. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán 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.

23. Definiciones de los Cargos:

**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.

**Cargo Unitario por Energía de Punta (CEP):** es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda.

**Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI):** es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda media.

**Cargo Unitario por Energía de Valle (CEV):** es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda mínima.

**Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CPEP):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda, para los usuarios de la categoría c).

**Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía



eléctrica realizada en el período de demanda media, para los usuarios de la categoría c).

**Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CPEV):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda mínima, para los usuarios de la categoría c).

**Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC):** Es el cargo relacionado con la Potencia que el Usuario contrate con la Distribuidora.

**Cargo Unitario por Potencia Máxima (CP<sub>Max</sub>):** Es el cargo aplicado al valor máximo de las potencias integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante las 24 horas de cada día del mes.

### PRECIOS BASE

24. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el Artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, los precios base corresponden a los aprobados en la Resolución CNEE-88-2008, de la siguiente manera:

Precio	Valores Base	Unidades	Definición
PPST	58.614100	Q/kW	Precio Base de Potencia
PEST <sub>BTS</sub>	0.979400	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST <sub>AP</sub>	0.979400	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
PEST <sub>BTDFP</sub>	0.979400	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST <sub>BTDP</sub>	0.979400	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>MTDFP</sub>	0.979400	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST <sub>MTDP</sub>	0.979400	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>PUNTA</sub>	0.979400	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST <sub>INTERMEDIA</sub>	0.979400	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST <sub>VALLE</sub>	0.979400	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle



### COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

25. Las componentes de Costos del VAD (CCVAD), son los siguientes:

<b>Cargo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>	<b>Definición</b>
<b>CDBT</b>	58.448103	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
<b>CDMT</b>	27.880131	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

### CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

26. Los Cargos Base de Consumidor (CF), son los siguientes:

<b>Cargo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>	<b>Definición</b>
<b>CFBTS<sub>o</sub></b>	7.437062	Q/Usuario -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple
<b>CFBTD<sub>o</sub></b>	171.052424	Q/Usuario -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
<b>CFMTD<sub>o</sub></b>	594.964952	Q/Usuario -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda

### PARAMETROS TARIFARIOS (PTE)

27. Los Factores de Expansión de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario, son los siguientes:

<b>Factor</b>	<b>Valores Base</b>	<b>Definición</b>
<b>FPEBT</b>	1.059468	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
<b>FPEMT</b>	1.019778	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
<b>FPP<sub>BTP</sub></b>	1.068114	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión de Usuarios no afectados a la Tarifa Social
<b>FPP<sub>MTP</sub></b>	1.024271	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión de Usuarios no afectados a la Tarifa Social
<b>FPPBT</b>	1.068118	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
<b>FPPMT</b>	1.024275	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
<b>FPPBT_MT</b>	1.068118	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
<b>PAP</b>	1.193000	Factor de Pérdidas en Alumbrado Público



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

Categoría	NHU	FCRedBT	FCTotalBT	FCTotalMT	FCRedMT	FCI	FPCont
BTS	472.805132	0.990103	-	-	0.990103	-	-
AP	365.000000	1.000000	-	-	1.000000	-	-
BTDP	-	0.937628	-	-	0.937628	0.929217	0.839548
BTDFP	-	0.759519	-	-	0.759519	0.801996	0.822320
MTDP	-	-	-	-	0.944075	0.886978	0.718074
MTDFP	-	-	-	-	0.624699	0.832728	0.779531
BTH	-	-	0.635592	0.635592	-	-	0.824027
MTH	-	-	-	0.540034	-	-	0.775382
PeajeFT_BT	-	0.849561	-	-	0.849561	0.923752	0.925862
PeajeFT_MT	-	-	-	-	0.849561	0.923752	0.931775

29. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E <sub>BTS</sub>	19.5564%	55.0148%	25.4288%
%E <sub>AP</sub>	29.0000%	0.0000%	71.0000%
%E <sub>BTDP</sub>	17.2361%	49.1063%	33.6576%
%E <sub>BTDFP</sub>	17.3371%	57.8893%	24.7736%
%E <sub>MTDP</sub>	17.6160%	47.4867%	34.8973%
%E <sub>MTDFP</sub>	15.4251%	61.8801%	22.6948%
%E <sub>PeajeFT_BT</sub>	16.8942%	52.0316%	31.0742%
%E <sub>PeajeFT_MT</sub>	16.8942%	52.0316%	31.0742%

30. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor de Ajuste	Valor	Descripción
ALFA	0.977056	Proporción del VAD que se recupera a través del cargo por potencia contratada
FAPot	0.934208	Factor de Ajuste de Potencia, Usuarios no afectados a la Tarifa Social
FABT	1.091180	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.981556	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión



## ESTRUCTURA TARIFARIA

### 31. Cargos Fijos:

#### a) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple (CFBTS<sub>n</sub>)

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

#### b) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión con Demanda (CFBTD<sub>n</sub>)

$$CFBTD_n = CFBTD_o * FACF_{BT}$$

#### c) Cargo Fijo Usuarios Media Tensión con Demanda (CFMTD<sub>n</sub>)

$$CFMTD_n = CFMTD_o * FACF_{MT}$$

### 32. Tarifa Baja Tensión Simple (BTS)

#### a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$\begin{aligned} CE_{BTS} = & PEST_{BTS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT \\ & + PPST \cdot FAPot \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{NHU_{BTS}} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP \\ & + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{NHU_{BTS}} \cdot FPPBT \\ & + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{NHU_{BTS}} \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT + AT_n \end{aligned}$$

### 33. Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)

#### a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

#### b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$\begin{aligned} CPMax_{BTDP} = & PPST \cdot FAPot \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP \\ & + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA) \\ & + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA) \end{aligned}$$



c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDFP} = CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPBT \cdot ALFA \\ + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPBT_{_MT} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

**34. Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)**

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{BTDFP} = PPST \cdot FAPot \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP \\ + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA) \\ + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPPBT_{_MT} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDFP} = CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPBT \cdot ALFA \\ + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPBT_{_MT} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

**35. Tarifa Baja Tensión Horaria (BTH)**

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

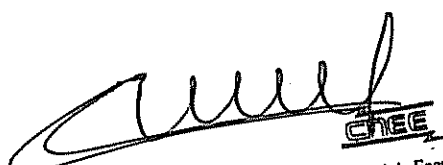
$$CEP_{BTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

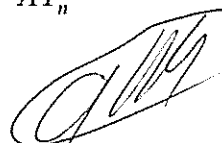
b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

$$CEV_{BTH} = PEST_{VALLE} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

  
CNEE  
Comisión Nacional de Energía Eléctrica





d) Cargo Unitario por Potencia Máxima

$$\begin{aligned} CP_{Max_{BTH}} &= PPST \cdot FCTotalMTBTH \cdot FAPot \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP \\ &+ CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FCTotalBTBTH \cdot FABT \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA) \\ &+ CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTBTH \cdot FAMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA) \end{aligned}$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada

$$\begin{aligned} CPC_{BTH} &= CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FCTotalBTBTH \cdot FABT \cdot FPCont_{BTH} \cdot FPPBT \cdot ALFA \\ &+ CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTBTH \cdot FAMT \cdot FPCont_{BTH} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT \cdot ALFA \end{aligned}$$

36. Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{MTDP} = PEST_{MTDP} \cdot FPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$\begin{aligned} CP_{Max_{MTDP}} &= PPST \cdot FAPot \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FPPMTP \\ &+ CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA) \end{aligned}$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDP} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FPCont_{MTDP} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

37. Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} \cdot FPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$\begin{aligned} CP_{Max_{MTDFP}} &= PPST \cdot FAPot \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPPMTP \\ &+ CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA) \end{aligned}$$



c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDFP} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPCont_{MTDFP} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

**38. Tarifa Media Tensión Horaria (MTH)**

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

$$CEP_{MTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FP_{EMT} + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{MTH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FP_{EMT} + AT_n$$

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

$$CEV_{MTH} = PEST_{VALLE} \cdot FP_{EMT} + AT_n$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTH} = PPST \cdot FCTotalMTMTH \cdot FAPot \cdot FPPMTP \\ + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTMTH \cdot FAMT \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTH} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTMTH \cdot FAMT \cdot FPCont_{MTH} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

**39. Tarifa Alumbrado Público (AP)**

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{AP} = PEST_{AP} \cdot FP_{EBT} \cdot FP_{EMT} \cdot PAP \\ + PPST \cdot FAPot \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP \\ + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot \frac{FCRedBT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT \\ + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT + AT_n$$





**40. Peaje en Función de Transportista, Usuarios BT (PeajeFT\_BT), conforme lo establecido en el Artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:**

a) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Punta (CPEP)

$$CPEP_{PeajeFT\_BT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

b) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI)

$$CPEI_{PeajeFT\_BT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

c) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Valle (CPEV)

$$CPEV_{PeajeFT\_BT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$\begin{aligned} CPMax_{PeajeFT\_BT} = & PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT\_BT} \cdot FCI_{PeajeFT\_BT} \cdot (FPPBTP \cdot FPPMTP - 1) \cdot FAPot \\ & + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{PeajeFT\_BT} \cdot FCI_{PeajeFT\_BT} \cdot FPPBT \\ & + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{PeajeFT\_BT} \cdot FCI_{PeajeFT\_BT} \cdot FPPBT\_MT \cdot FPPMT \end{aligned}$$

**41. Peaje en Función de Transportista, Usuarios MT (PeajeFT\_MT), conforme lo establecido en el Artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:**

a) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Punta (CPEP)

$$CPEP_{PeajeFT\_MT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

b) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI)

$$CPEI_{PeajeFT\_MT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

c) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Valle (CPEV)

$$CPEV_{PeajeFT\_MT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$



d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{PeajeFT\_MT} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT\_MT} \cdot FCI_{PeajeFT\_MT} \cdot (FPPMTP - 1) \cdot FAPot \\ + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{PeajeFT\_MT} \cdot FCI_{PeajeFT\_MT} \cdot FPPMT$$

42. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR)

$$CACYR_{BTS\_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTS\_o}$$

$$CACYR_{BTD-BTH\_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTD-BTH\_o}$$

$$CACYR_{MTD-MTH\_m} = FACACYR_m * CACYR_{MTD-MTH\_o}$$

Donde:

<b>CACYR<sub>BTS_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para la tarifa BTS.
<b>CACYR<sub>BTD-BTH_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTDP-BTDFP-BTH
<b>CACYR<sub>MTD-MTH_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTDP-MTDFP-MTH
<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
<b>CACYR<sub>BTS_o</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para la tarifa BTS.
<b>CACYR<sub>BTD-BTH_o</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTDP-BTDFP-BTH
<b>CACYR<sub>MTD-MTH_o</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTDP-MTDFP-MTH

Los Cargos Base por Corte y Reconexión base son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
<b>CACYR<sub>BTS_o</sub></b>	78.54	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple
<b>CACYR<sub>BTD-BTH_o</sub></b>	235.62	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTH
<b>CACYR<sub>MTD-MTH_o</sub></b>	706.87	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTH



### FORMULAS DE AJUSTE

#### 43. 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:

<b>CCPR<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
<b>CP<sub>i</sub></b>	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 CNEE 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:

<b>CCER<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
<b>CE<sub>i</sub></b>	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 CNEE de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

<b>APP<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
<b>CCPR<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
<b>DF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
 TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

<b>ntarD</b>	Tipos de tarifas que facturan demanda. Donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTFP), 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>PTP<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia en cada tarifa t en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
<b>PFP<sub>t,i+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t
<b>ntarETNS</b>	Tipos de tarifas que no facturan demanda. Donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

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

Donde:

<b>APE<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
<b>CCER<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
<b>ntarTNS</b>	Tipos de tarifas existentes. Donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTFP), 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>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>PTE<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía en cada tarifa t en el mes i+1.
<b>PFE<sub>t,i+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

<b>APO<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
<b>COR<sub>n</sub></b>	Otros Costos Reales en el trimestre n, se incluyen dentro de este concepto las cuotas por administración y operación del AMM

CNEE



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

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * \sum_{t=1}^{marTNS} EF_{t,n-1}$$

Donde:

<b>SNA<sub>n</sub></b>	Saldo No Ajustado en trimestre n.
<b>n - 1</b>	Trimestre anterior al que está siendo calculado.

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

Donde:

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

#### 44. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de energía reconocidas de la manera siguiente:

$$APENR^{TNS}_n = MPRE^{TNS}_n - MPAE^{TNS}_n$$

Donde:

<b>APENR<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>MPRE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>MPAE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n



$$MPRE^{TNS}_n = CCER^{TNS}_n \cdot PRE_n$$

Donde:

<b>MPRE<sub>n</sub><sup>TNS</sup></b>	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>CCER<sub>n</sub><sup>TNS</sup></b>	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n

$$PRE_n = \left( \frac{CED_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{t,i+1} \cdot PTE'_{t,i+1})}{CED_n} \right)$$

Donde:

<b>PRE<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>CED<sub>n</sub></b>	Cantidades de Energía Totales (Tarifa Social y Tarifa No Social) compradas en el trimestre n por la Distribuidora
<b>ntarTOT</b>	Tipos de tarifas existentes. Donde t= Tarifa Social (TS), Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTFP), 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>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>PTE'<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en para $PTE'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1



Comisión Nacional de Energía Eléctrica



$$MPAE^{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE''_{t,i+1} \cdot PE_i)$$

Donde:

<b>MPAE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>ntarTNS</b>	Tipos de tarifas existentes. Donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MDFP), 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>EFT<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>PTE''<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en para $PTE''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como $PTE_{t,i+1} - 1$ , y para los usuarios de peaje quedan iguales
<b>PE<sub>i</sub></b>	Precio de compra de energía promedio de la Tarifa No Social, para el mes i del trimestre n

El  $APENR^{TNS}_n$  se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si  $MPRE^{TNS}_n - MPAE^{TNS}_n \leq 0 \rightarrow APENR^{TNS}_n = 0$
- Si  $MPRE^{TNS}_n - MPAE^{TNS}_n > 0 \rightarrow APENR^{TNS}_n = MPRE^{TNS}_n - MPAE^{TNS}_n$

#### 45. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de potencia reconocidas de la manera siguiente:



$$APPNR^{TNS}_n = MPRP^{TNS}_n - MPAP^{TNS}_n$$

Donde:

<b>APPNR<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>MPRP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>MPAP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRP^{TNS}_n = CCPR^{TNS}_n \cdot PRP_n$$

Donde:

<b>MPRP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>CCPR<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n

$$PRP_n = \left( \frac{CPD_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarETOT} (EF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1})}{CPD_n} \right)$$

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 en la entrada de la red de Tarifa Social y Tarifa No Social en el trimestre n
<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 en la entrada de la red de Tarifa Social y Tarifa No Social en el trimestre n
<b>ntarD</b>	Tipos de tarifas que facturan demanda. Donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTFP), 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).





## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
 TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

<b>DF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
<b>PTP'<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifa No Social). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
<b>ntarETOT</b>	Tipos de tarifas que no facturan demanda. Donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTSS).
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

$$MPAP^{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarETNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \cdot PP_i) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \cdot PP_i)$$

Donde:

<b>MPAPTNSn</b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t (Tarifas No Sociales). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>ntarETNS</b>	Tipos de tarifas que no facturan demanda. Donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
<b>PP<sub>i</sub></b>	Precio de compra de potencia promedio, para el mes i (Tarifas No Sociales)
<b>ntarD</b>	Tipos de tarifas que facturan demanda. Donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MDFP), 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).



Comisión Nacional de Energía Eléctrica



<b>PTP''<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifas No Sociales). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que en para $PTP''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como $PTP_{t,i+1} - 1$ , y para los usuarios de peaje quedan iguales
<b>PTE''<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifas No Sociales). La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en para $PTE''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se calculan como $PTE_{t,i+1} - 1$ ; y para los usuarios de peaje quedan iguales

El  $APPNR^{TNS}_n$  se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si  $MPRP^{TNS}_n - MPAP^{TNS}_n \leq 0 \rightarrow APPNR^{TNS}_n = 0$
- Si  $MPRP^{TNS}_n - MPAP^{TNS}_n > 0 \rightarrow APPNR^{TNS}_n = MPRP^{TNS}_n - MPAP^{TNS}_n$

#### 46. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD).

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

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

Donde:

<b>FACD<sub>BT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
<b>PD<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 62.0%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su pagina WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.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>PICP<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 38.0%



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
 TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

<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.ine.gob.gt">www.ine.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, al mes de Diciembre de 2006, igual a 153.78
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1

$$FACD_{MT} = \left( PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIP_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CDMT \sum_m Dmax_{m,MT}}$$

Donde:

<b>FACD<sub>MT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
<b>PD<sub>CD,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 54.0%
<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.banquat.gob.gt">www.banquat.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>PIP<sub>CD,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 46.0%
<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.ine.gob.gt">www.ine.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, vigente al mes de Diciembre de 2006 igual a 153.78
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N"= 1
<b>Cuota</b>	Monto pagado por EEGSA a la CNEE 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 ajuste
<b>CDMT</b>	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
<b>Dmax<sub>m,MT</sub></b>	Demanda Máxima mensual de Media Tensión (en kW) de la Red de Distribución de todas las categorías tarifarias de los seis meses anteriores a la fecha del ajuste

**CNEE**  
 Comisión Nacional de Energía Eléctrica



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
 TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + Ap_N}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{At} \frac{1 + At_N}{1 + At_0}$$

Donde:

<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>FP<sub>Ap</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 32.5%
<b>Ap<sub>N</sub></b>	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
<b>Ap<sub>0</sub></b>	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%
<b>FP<sub>Ac</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 14.3%
<b>Ac<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
<b>Ac<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 10.0%
<b>FP<sub>Ah</sub></b>	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 20.8%
<b>Ah<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
<b>Ah<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 5.0%
<b>FP<sub>Ae</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 13.8%
<b>Ae<sub>N</sub></b>	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 efectúe el ajuste
<b>Ae<sub>0</sub></b>	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%
<b>FP<sub>At</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 18.6%
<b>At<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
<b>At<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 0.0%



#### 47. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

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

Donde:

<b>FACF<sub>BT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
<b>PD<sub>CF,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 39.0%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su pagina WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.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>PIPC<sub>CF,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 61.0%
<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.ine.gob.gt">www.ine.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, vigente al mes de Diciembre de 2006 igual a 153.78
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N"= 1

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

Donde:

<b>FACF<sub>MT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
<b>PD<sub>CF,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 41.0%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su pagina WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.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>PIPC<sub>CF,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 59.0%
<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.ine.gob.gt">www.ine.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, vigente al mes de Diciembre de 2006 igual a 153.78
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N"= 1



**48. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:**

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

Donde:

<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
<b>IPC<sub>m</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.ine.gob.gt">www.ine.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, vigente al mes de Diciembre de 2006 igual a 153.78

**49. Ajuste Anual de los Precios Base.** Conforme lo establecido en el Artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con base a los precios de compra de energía de la Distribuidora por Banda Horaria, la Comisión podrá determinar Precios Base de Energía Ponderados por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PEST_t = PE_{PUNTA} * \%E_t^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_t^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_t^{VALLE}$$

Donde:

<b>PEST<sub>t</sub></b>	Precio Base de Energía de la Tarifa t. Donde t= BTS, AP, BTDP, BTDFP, MTD, MTFP, PeajeFT_BT, PeajeFT_MT
<b>PE<sub>PUNTA</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
<b>%E<sub>t</sub><sup>PUNTA</sup></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
<b>PE<sub>INTERMEDIA</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
<b>%E<sub>t</sub><sup>INTERMEDIA</sup></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia
<b>PE<sub>VALLE</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
<b>%E<sub>t</sub><sup>VALLE</sup></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa t, en la Banda Horaria de Valle

Comisión Nacional de Energía Eléctrica



### AJUSTES AL 30 DE JUNIO 2008

#### 50. Ajuste Trimestral, Trimestre Agosto-Octubre 2008:

De acuerdo a lo establecido en la Resolución CNEE-142-2008 de fecha veintinueve de julio de dos mil ocho, el AT a aplicar del 1 de agosto al 31 de octubre de 2008, es de:

	<i>Valor</i>	<i>Unidades</i>	<i>Definición</i>
AT <sub>n</sub>	0.274641	Q / kWh	Ajuste Trimestral

#### 51. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de Junio de 2008:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de Junio de 2008, son los siguientes:

<i>Factor de Ajuste</i>	<i>Valor</i>	<i>Definición</i>
FACD <sub>BT</sub>	1.061289	Factor de Ajuste del CDBT al 30 de Junio de 2008
FACD <sub>MT</sub>	1.148234	Factor de Ajuste del CDMT al 30 de Junio de 2008
FACF <sub>BT</sub>	1.101759	Factor de Ajuste de CFBTSo y CFBTDo al 30 de Junio de 2008
FACF <sub>MT</sub>	1.098218	Factor de Ajuste del CFMTDo al 30 de Junio de 2008
FACACYR <sub>m</sub>	1.169463	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 30 de Junio de 2008

### PLIEGO TARIFARIO BASE

<b>Baja Tensión Simple (BTS)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	8.193850	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.681646	Q / kWh

<b>Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDp)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	188.458548	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.332806	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	54.327081	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	76.238356	Q / kW-mes



<b>Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	188.458548	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.332806	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	37.982146	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	52.207389	Q /kW-mes

<b>Baja Tensión Horaria (BTH)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	188.458548	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	1.332806	Q /kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	1.332806	Q /kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	1.332806	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	39.632100	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	54.588372	Q /kW-mes

<b>Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	653.401220	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.273412	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	47.583969	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	18.908839	Q /kW-mes

<b>Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	653.401220	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.273412	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	29.560740	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	12.752158	Q /kW-mes

<b>Media Tensión Horaria (MTH)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	653.401220	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	1.273412	Q /kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	1.273412	Q /kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	1.273412	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	30.687564	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	13.167798	Q /kW-mes





<b>Tarifa Alumbrado Público (AP)</b>	
Cargo Unitario por Consumidor	1.993420 Q / usuario-mes

<b>Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)</b>	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.100853 Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.100853 Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.100853 Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Contratada	87.757548 Q /Kw

<b>Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)</b>	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.024802 Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.024802 Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.024802 Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Contratada	26.301455 Q /Kw

52. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de Agosto de 2008 al 31 de Enero de 2009 son los siguientes:

	VALOR	UNIDAD
CACYRBTS_m	91.85	Quetzales
CACYRBTB-BTH_m	275.55	Quetzales
CACYRMTD-MTH_m	826.66	Quetzales

53. 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.
- II. Se derogan las resoluciones CNEE-67-2003 y CNEE-8-2004, así como cualquier otra resolución que contravenga la presente resolución.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

- III. Para el caso del monto máximo del Peaje en Función de Transportista, que La Distribuidora puede cobrar, se establecen los precios y procedimientos contenidos en la presente resolución, por lo que se deroga el numeral 1.3) de la Resolución CNEE-117-2006.
- IV. La presente resolución, entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario de Centroamérica.

**PUBLÍQUESE.-**

---

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford  
Presidente



Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Ingeniero Enrique Moller Hernández  
Director

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández  
Director

