



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

RESOLUCION CNEE-103-2010 Guatemala, 23 de abril de 2010 LA COMISIÓN 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, 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:

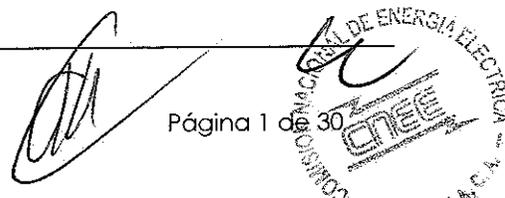
Que la Ley General de Electricidad, en los artículos 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61 y 76 de la misma ley estipulan que las tarifas a usuarios del Servicio de 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 Nacional de Energía Eléctrica; 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 para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor, siendo la metodología para la determinación de las tarifas 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, establecen que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cada cinco años, fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para usuarios del Servicio de Distribución Final, cuya vigencia será 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 Nacional de Energía Eléctrica, 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; de persistir las discrepancias entre la Comisión y el Distribuidor, se procederá a conformar la Comisión Pericial, establecida en el artículo 75 de la Ley General de Electricidad; en caso de omisión por parte del Distribuidor de enviar los estudios o correcciones a los mismos, la Comisión 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:

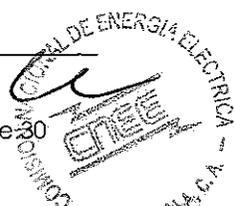
Que el artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, determina que los estudios previstos en el artículo 97 del referido reglamento, referentes al Estudio del Valor Agregado de Distribución, deberán ser aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, y que el artículo 99 del 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 con fecha trece de abril de 2009, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitió la resolución CNEE-64-2009, por medio de la cual aprobó los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución para Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj, y que mediante Resolución CNEE-84-2010, de fecha veintidós de abril de 2010, aprobó el estudio tarifario que sirve de base para la emisión y publicación del pliego tarifario de Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj.

CONSIDERANDO:

Que corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, por mandato legal, emitir y publicar un pliego tarifario vigente para todas las distribuidoras de energía eléctrica y que





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

ninguna podrá realizar la actividad de distribución final sin pliego tarifario vigente, y siendo que los pliegos tarifarios para los usuarios no afectos a la Tarifa Social de Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj, vencen el 30 de abril de 2010, es necesario emitir y publicar un pliego tarifario para Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj.

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 Municipal de Joyabaj, en adelante "La Distribuidora", para el período comprendido del uno de mayo de dos mil diez al treinta de abril de dos mil quince, 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 de potencia es menor o igual a once kilovatios (11 kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de Potencia es mayor de once kilovatios (11 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).

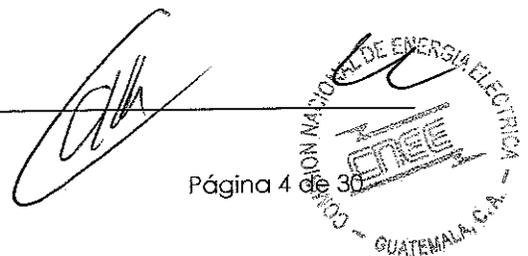




COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

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 y 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 está 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.

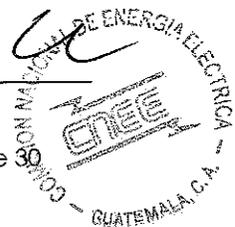




COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

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.
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 las 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 reemplazado 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.





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

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. La Distribuidora, 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 interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual 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 la podrá ejecutar 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 o 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; o (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 las agencias comerciales o 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 La Distribuidora 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_{Max}): 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 son los que resultan de la aplicación de la Resolución CNEE-65-2010, de la siguiente manera:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.592648	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía de Tarifas No afectas a Tarifa Social





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

PPST	59.298327	Quetzales /kW	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PEST_{BTS}	0.592648	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS
PEST_{AP}	0.592648	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
PEST_{BTDFP}	0.592648	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST_{BTDp}	0.592648	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST_{MTDFP}	0.592648	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST_{MTDP}	0.592648	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST_{PUNTA}	0.592648	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST_{INTERMEDIA}	0.592648	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST_{VALLE}	0.592648	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	50.732695	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	69.456996	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:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFMT-MTD ₀	607.169860	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda
CFBT-BTD ₀	174.561335	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
CFBT-BTS ₀	7.589623	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

27. Las Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son las siguientes:





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.131812	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.028341	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBTP	1.211387	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión sin Tarifa Social
FPPMTP	1.046025	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión sin Tarifa Social
FPPBT	1.211387	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.211387	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.046025	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPEAP	1.131812	Factor de Pérdidas de Energía en Alumbrado Público
FPPAP	1.211387	Factor de Pérdidas de Potencia en Alumbrado Público

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

Categoría	NHU	FCRedBT	FCTotalBT	FCTotalMT	FCRedMT	FCI	FPCont
BTS	354.016859	1.000000	-	-	1.000000	-	-
AP	357.395590	1.000000	-	-	1.000000	-	-
BDTP	-	0.779333	-	-	0.779333	0.887782	0.532854
BDTFP	-	0.656947	-	-	0.656947	0.749743	0.718853
MTDP	-	-	-	-	0.986551	0.972578	0.979569
MTDFP	-	-	-	-	0.917790	0.824779	0.979569
BTH	-	-	0.501862	0.498726	-	-	0.707308
MTH	-	-	-	0.795013	-	-	0.979569
PeajeFT_BT	-	0.662670	-	-	0.658303	0.756198	-
PeajeFT_MT	-	-	-	-	0.982165	0.852346	-

29. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E _{BTS}	26.670000%	48.370000%	24.960000%
%E _{AP}	31.914894%	0.000000%	68.085106%
%E _{BDTP}	16.175210%	57.025787%	26.799004%
%E _{BDTFP}	14.633947%	61.757602%	23.608452%
%E _{MTDP}	20.885055%	46.124889%	32.990056%
%E _{MTDFP}	16.758886%	53.211965%	30.029149%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

30. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
ALFA	0.977056	Proporción del VAD que se recuperará a través del cargo por potencia contratada
FAPot	0.919296	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.939720	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.033692	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

31. Cargos Fijos:

a) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple (CFBTS_n)

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

b) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión con Demanda (CFBTD_n)

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

c) Cargo Fijo Usuarios Media Tensión con Demanda (CFMTD_n)

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

32. Tarifa Baja Tensión Simple (BTS):

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)

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





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

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)

$$\begin{aligned} CPC_{BTDP} = & CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot FPPBT \cdot ALFA \\ & + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT \cdot ALFA \end{aligned}$$

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)

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

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

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)

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





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

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

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

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)

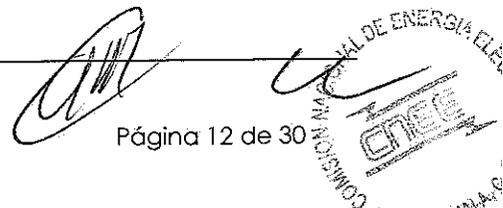
$$CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} \cdot FPEMT + AT_n$$

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)

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





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

38. Tarifa Media Tensión Horaria (MTH)

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

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

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

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

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

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

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)

Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{AP} = PEST_{AP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT \cdot FPEAP \\ + PPST \cdot FAPot \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP \cdot FPPAP \\ + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot \frac{FCRedBT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT \cdot FPPAP \\ + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT \cdot FPPAP + AT$$

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)

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





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

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)

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

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)

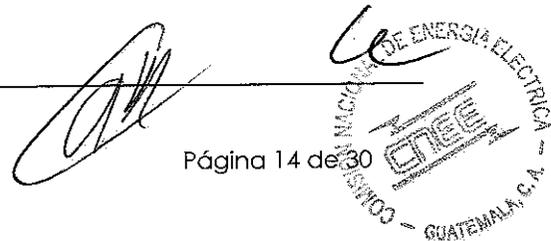
$$CPEV_{PeajeFT_MT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

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

42. 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.





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

$$CACYR_{BTS_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTS_o}$$
$$CACYR_{BTD-BTH_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTD-BTH_o}$$
$$CACYR_{MTD-MTH_m} = FACACYR_m * CACYR_{MTD-MTH_o}$$

Donde:

CACYR_{BTS_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para la tarifa BTS.
CACYR_{BTD-BTH_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTDP-BTDFP-BTH
CACYR_{MTD-MTH_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTDP-MTDFP-MTH
FACACYR_m	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR_{BTS_o}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para la tarifa BTS.
CACYR_{BTD-BTH_o}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTDP-BTDFP-BTH
CACYR_{MTD-MTH_o}	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
CACYR_{BTS_o}	97.629807	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
CACYR_{BTD-BTH_o}	292.889422	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTH.
CACYR_{MTD-MTH_o}	878.668265	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTH.

FÓRMULAS 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 a lo siguiente:

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

Donde:





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
CP_i	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_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n.
CE_i	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.

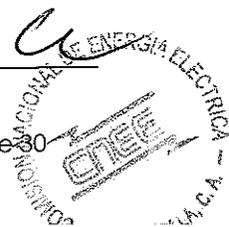
$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarETNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1})$$

Donde:

APP_n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
DF_{t,i+1}	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).
tarD	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 (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_MI).
PTP_{t,i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
ntarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
EF_{t,i+1}	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).
PFP_{t,i+1}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

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

Donde:





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

APE_n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
ntarTNS	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 (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_MTI).
EF_{i,i+1}	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).
PTE_{i,i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1.
PFE_{i,i+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR_n	Otros Costos Reales 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:

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

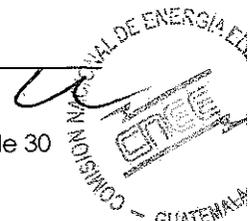
Donde:

SNA_n	Saldo No Ajustado en trimestre n
n - 1	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:

AT_n	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR_{n+1}	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
EP_{n+1}	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1
APENR_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNR_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

44. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

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

Donde:

APENR^{TNS}_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRE^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAE^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n

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

Donde:

MPRE^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
CCER_n^{TNS}	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la energía considerados en el APE _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:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
CED_n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora
EF_{t,i+1}	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).





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

ntarTOT	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 (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).
PTE' t,i+1	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) 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

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

Donde:

MPAE^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
ntarTNS	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 (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).
EF_{t,i+1}	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).
PTE''_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que para $PTE''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como $(PTE_{t,i+1} - 1)$, y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales
PE_i	Precio de compra de energía promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la energía considerados en el APE_n y la energía considerada en CED_n .

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

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





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

• Si $MPRE_{n}^{TNS} - MPAE_{n}^{TNS} > 0 \rightarrow APENR_{n}^{TNS} = MPRE_{n}^{TNS} - MPAE_{n}^{TNS}$

45. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

$$APPNR_{n}^{TNS} = MPRP_{n}^{TNS} - MPAP_{n}^{TNS}$$

Donde:

APPNR^{TNS}_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRP^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAP^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRP_{n}^{TNS} = CCPR_{n}^{TNS} \cdot PRP_{n}$$

Donde:

MPRP^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n
CCPR^{TNS}_n	Costos de Compra de Potencia Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la potencia considerados en el APP _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:

PRP_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
CPD_n	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 afectas a Tarifa Social de La Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

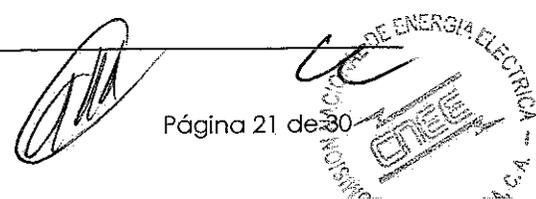
4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BDTP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDTFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MDTP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MDTFP), 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).
DF_{t,i+1}	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)
PTP'_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa 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
ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTSS).
EF_{t,i+1}	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:

MPAP^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{t,i+1}	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).
ntarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
PTP''_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como $(PTP_{t,i+1} - 1)$, y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia, se quedan iguales
DF_{t,i+1}	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

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

ntarD	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 (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).
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la potencia considerados en el APP _n y las demandas máximas consideradas en CPD _n .

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:

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

Donde:

FACD_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD_{CD,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 53.866924%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 46.133076%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2006, igual a 153.78
K_{CD,N}	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

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

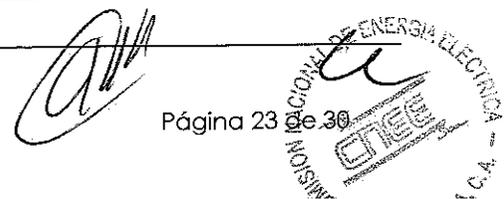
Donde:

FACD_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD_{CD,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 47.001104%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 52.998896%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2006 igual a 153.78
K_{CD,N}	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
Cuota	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 ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
Dmax_{m,MT}	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de La Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

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

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.604023%
Ap_N	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





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

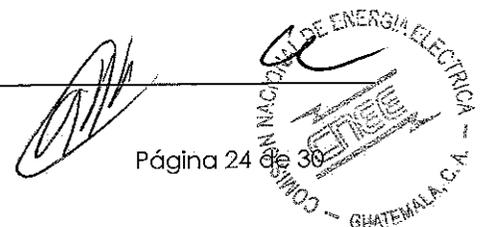
4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

Ap₀	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_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.450289%
Ac_N	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
Ac₀	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%
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.756041%
Ah_N	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 efectúe el ajuste
Ah₀	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 5.0%
FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.000501%
Ae_N	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
Ae₀	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%
FP_{At}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 36.189146%
At_N	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
At₀	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):

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

Donde:





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

FACF_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD_{CF,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 28.368794%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/ US\$
PIPC_{CF,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 71.631206%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a Diciembre de 2006 igual a 153.78
K_{CF,N}	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

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

Donde:

FACF_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
PD_{CF,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 28.368794%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/ US\$
PIPC_{CF,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 71.631206%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2006 igual a 153.78
K_{CF,N}	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

48. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

51. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de Marzo de 2010:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2010, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD_{BT}	1.129557	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2010
FACD_{MT}	1.157850	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2010
FACF_{BT}	1.172795	Factor de Ajuste de CFBT ₀ y CFBT ₀ al 31 de marzo de 2010
FACF_{MT}	1.172795	Factor de Ajuste del CFMTD ₀ al 31 de marzo de 2010
FACACYR_m	1.220900	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2010

PLIEGO TARIFARIO

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo Unitario por Consumidor	8.901072	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.346859	Q / kWh
Baja Tensión con Demanda en Punta (BTD P)		
Cargo Unitario por Consumidor	204.724661	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.669920	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	50.499388	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	61.442058	Q / kW-mes
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTD FP)		
Cargo Unitario por Consumidor	204.724661	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.669920	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	35.950047	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	59.008009	Q / kW-mes
Baja Tensión Horaria (BTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	204.724661	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.669920	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.669920	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.669920	Q / kWh

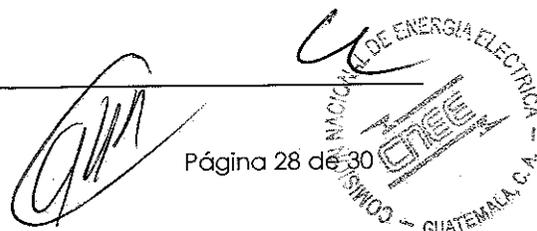




COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

Cargo Unitario por Potencia Máxima	36.406147	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	58.930733	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)		
Cargo Unitario por Consumidor	712.085776	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.589595	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	56.626455	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	79.854609	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	712.085776	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.589595	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	44.674151	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	62.999474	Q /kW-mes
Media Tensión Horaria (MTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	712.085776	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.589595	Q /kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.589595	Q /kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.589595	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	46.919094	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	66.165292	Q /kW-mes
Tarifa Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía	1.573116	Q / kWh
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.096485	Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.096485	Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.096486	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	92.376969	Q / kW-mes
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.016234	Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.016234	Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.016234	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	74.895409	Q /kW-mes





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

52. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de mayo al 31 de julio de 2010, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.060860%
--------------------------	-----------

53. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de mayo al 31 de octubre de 2010 son los siguientes:

	VALOR	UNIDAD
CACYR _{BTS_m}	119.196231	Quetzales
CACYR _{BTD-BTH_m}	357.588695	Quetzales
CACYR _{MTD-MTH_m}	1072.766085	Quetzales

54. 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.
55. La Distribuidora deberá prestar el servicio de distribución final en las condiciones de calidad, establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- II. Se deroga la resolución CNEE-65-2005, así como cualquier otra disposición que contravenga la presente.
- 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.
- IV. La presente resolución, entrará en vigencia el primer día del mes siguiente de su publicación en el Diario de Centroamérica.



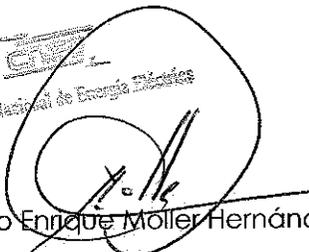


COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@gob.gt FAX (502) 2321-8002

PUBLÍQUESE.-

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford
Presidente



Ingeniero Enrique Moller Hernández
Director

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
Director

