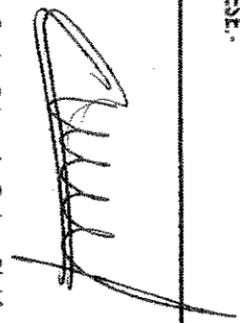


- II. Se deroga la Resolución CNEE-90-2006, así como cualquier otra disposición que contenga la presente resolución.
- III. La presente resolución, entrará en vigencia el primer día del mes siguiente de su publicación en el Diario de Centroamérica.

PUBLIQUESE.


CONEE
 Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford *Comisión Nacional de Energía Eléctrica*
 Presidente


CONEE
 Ingeniero Enrique Pineda Hernández
 Director

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
 Director



1184096-2/-29-junio

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-146-2011

Guatemala, 23 de junio de 2011
 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, 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 sus artículos 6 y 99, 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, los tarifas a usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión, a través de rúbricas de 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 estructurados de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector, tarifas que deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

CONSIDERANDO:
 Que los artículos 74, 76, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de Ingeniería Precalificada por la Comisión, y que los Términos de Referencia del o de los Estudios del VAD, serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será 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 los nuevos 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 esta 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, publicarlos en el Diario de Centroamérica... En ningún caso la actividad de Distribución Final del Servicio de Electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente. Dada la circunstancia en la que una Distribuidora no 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 la Resolución CNEE-142-2010, emitió los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución, los cuales notificó oportunamente a Empresa Municipal Rural de Electricidad, -EMRE, entidad que con fecha quince de julio de dos mil diez remitió a esta Comisión el Oficio número GC-07-047-2010, con el objetivo de solicitar a esta Comisión Nacional de Energía Eléctrica el apoyo para la efectuar el correspondiente Estudio del Valor Agregado de Distribución -EVAD-.

CONSIDERANDO:
 Que con fundamento en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir y publicar un pliego tarifario vigente y siendo que los pliegos tarifarios para los usuarios de la Tarifa No Social de Empresa Municipal Rural de Electricidad, -EMRE, vencen el día treinta de junio de dos mil once, es necesario emitir un pliego tarifario para la Distribuidora Empresa Municipal Rural de Electricidad, -EMRE- con base en el estudio tarifario aprobado en definitiva por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Resolución CNEE-143-2011 de fecha veintidós de junio del año dos mil once.

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

RESUELVE:

1. Fijar 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 de la Tarifa No Social, en adelante "Usuarios", que atiende Empresa Municipal Rural de Electricidad, -EMRE-, en adelante "La Distribuidora", para el período comprendido del 01 de julio de 2011 al 30 de junio de 2016, 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 kilovoltios (kW.); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de potencia es mayor de 11 kilovoltios (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 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), de la Tarifa No Social, 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 periodo de seis meses. Pasado dicho periodo 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 proporcionar 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 periodo de seis meses. Pasado dicho periodo 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 periodos 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 periodo mínimo de seis meses, contados a partir de la suscripción del contrato correspondiente. Excepcionalmente, previa 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 la Norma Técnica del Servicio de Distribución, se penalizará con un recargo equivalente al uno por ciento (1%) del valor de los cargos mensuales de distribución (VAD) de la opción tarifaria correspondiente por cada centésimo (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 comprobare que el cumplimiento 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 todos las instalaciones interiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños quejen al deterioro natural u obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, salvo que los mismos sean causados por La Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar precisos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precisos instalados identificando cuadrilla que instaló y personal de la distribuidora responsable de la instalación.
 17. Para los efectos de facturación, el periodo será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. El Distribuidor, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación en periodos 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 calculándose como el promedio de la tasa de interés activa publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compra. 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 ejecutarse La Distribuidora, únicamente en las siguientes casos: (i) Previa notificación, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos (2) meses o más facturaciones y hayan transcurrido 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 fidejador.
 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 relacionados directamente con el suministro, así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre Distribuidor y las Municipalidades.

23. Definiciones de los Cargos:

CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

Cargo Unitario por Consumidor (C_U): 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 (CE_P): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda.

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

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

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CE_{PP}): 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 (CE_{PI}): 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 (CE_{VP}): 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 (C_{PC}): Es el cargo relacionado con la Potencia que el Usuario contrata con la Distribuidora.

Cargo Unitario por Potencia Máxima (C_{PM}): Es el cargo aplicado al valor máximo de las potencias integradas en periodos 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-82-2011, de la siguiente manera:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.664509	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía de Tarifas No Social
PPST	56.554383	Quetzales /KW	Precio Base de Potencia de Tarifas No Social
PEST _{bars}	0.664509	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía Tarifa BIS
PEST _{ap}	0.664509	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
PEST _{temp}	0.664509	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST _{temp}	0.664509	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST _{temp}	0.664509	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST _{temp}	0.664509	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST _{temp}	0.664509	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST _{intermedia}	0.664509	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST _{valle}	0.664509	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía en Banda Valle

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	84.384554	Q/KW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	65.820254	Q/KW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CMU-MTD _a	757.149358	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda
CFBT-BTD _a	217.680440	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
CFBT-BTD _s	9.464367	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARÁMETROS TARIFARIOS (PE)

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.105768	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.033953	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPEPT _{BP}	1.147712	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión sin Tarifas
FPPMT _{BP}	1.042753	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión sin Tarifas Social
FPEBT	1.147712	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPEPT _{MT}	1.147712	Factor de Pérdidas de Potencia en Alumbrado Público coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.042753	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPEAR	1.194286	Factor de Pérdidas de Energía en Alumbrado Público
FPPAP	1.194286	Factor de Pérdidas de Potencia en Alumbrado Público

27. Los Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son los siguientes:

Categoría	NHU	FCRedBT	FCRedBT	FCRedMT	FCRedMT	FCI	FPCont
BIS	429.019409	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000		
AP	365.000000	1.000000	0.949409	0.824164	0.496078		
BTD _P		0.949409	0.686831	0.740351	0.728368		
BTD _P		0.686831	0.978916	0.949323	0.907698		
MTDP			0.523223	0.554507	0.850264	0.922666	0.708324
MTDP			0.554507	0.861572	0.743124	0.744856	0.907698
BTH			0.700945	0.861572	0.877951	0.864367	
Pedif _{BT}							
Pedif _{MT}							

29. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E _{BIS}	31.426489%	47.706243%	20.867268%
%E _{AP}	31.914894%	0.000000%	68.085106%
%E _{BTD_P}	16.115210%	57.025787%	26.799004%
%E _{BTD_P}	14.633947%	61.757602%	23.608452%
%E _{MDP}	20.985055%	46.124889%	32.990056%
%E _{MDP}	16.758886%	53.211965%	30.029149%

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
FAP ₀₁	0.933414	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	1.028945	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.131840	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

31. Cargos fijos:

a) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple (CFBT_S):

$$CFBT_S = CFBT_S * FACF_{BT}$$

b) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión con Demanda (CFBT_D):

$$CFBT_D = CFBT_D * FACF_{BT}$$

c) Cargo Fijo Usuarios Media Tensión con Demanda (CFMTD_a):

$$CFMTD_a = CFMTD_a * FACF_{MT}$$

32. Tarifa Baja Tensión Simple (BT_S):

Cargo Unitario por Energía (CE)

- $CE_{MTP} = PEST_{MTP} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT$
 $+ PPST \cdot FABol \cdot \frac{FCRedMT_{MTP}}{NHU_{MTP}} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP$
 $+ CDBT \cdot FACD_{MTP} \cdot FABT \cdot \frac{FCRedBT_{MTP}}{NHU_{MTP}} \cdot FPPBT$
 $+ CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FANT \cdot \frac{FCRedMT_{MTP}}{NHU_{MTP}} \cdot FPPBT \cdot MT \cdot FPPMT + AT_n$
- 33. Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta (BDTP)**
- a) Cargo Unitario por Energía (CEI)
 $CE_{BDTP} = PEST_{BDTP} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$
- b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)
 $CPMax_{BDTP} = PPST \cdot FABol \cdot FCRedMT_{BDTP} \cdot FCI_{BDTP} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP$
 $+ CDBT \cdot FACD_{MTP} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BDTP} \cdot FCI_{BDTP} \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA)$
 $+ CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{BDTP} \cdot FCI_{BDTP} \cdot FPPBT \cdot MT \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$
- c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)
 $CPC_{BDTP} = CDBT \cdot FACD_{MTP} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BDTP} \cdot FCI_{BDTP} \cdot FCCon_{BDTP} \cdot FPPBT \cdot ALFA$
 $+ CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{BDTP} \cdot FCI_{BDTP} \cdot FCCon_{BDTP} \cdot FPPBT \cdot MT \cdot FPPMT \cdot ALFA$
- 34. Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDFP)**
- a) Cargo Unitario por Energía (CEI)
 $CE_{BDFP} = PEST_{BDFP} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$
- b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)
 $CPMax_{BDFP} = PPST \cdot FABol \cdot FCRedMT_{BDFP} \cdot FCI_{BDFP} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP$
 $+ CDBT \cdot FACD_{MTP} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BDFP} \cdot FCI_{BDFP} \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA)$
 $+ CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{BDFP} \cdot FCI_{BDFP} \cdot FPPBT \cdot MT \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$
- c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)
 $CPC_{BDFP} = CDBT \cdot FACD_{MTP} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BDFP} \cdot FCI_{BDFP} \cdot FCCon_{BDFP} \cdot FPPBT \cdot ALFA$
 $+ CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{BDFP} \cdot FCI_{BDFP} \cdot FCCon_{BDFP} \cdot FPPBT \cdot MT \cdot FPPMT \cdot ALFA$
- 35. Tarifa Baja Tensión Horaria (BTH)**
- a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)
 $CEP_{BTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$
- b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)
 $CEI_{BTH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$
- c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)
 $CEV_{BTH} = PEST_{VALLE} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$
- d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)
 $CPMax_{BTH} = PPST \cdot FCTotalMTPBTH \cdot FABol \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP$
 $+ CDBT \cdot FACD_{MTP} \cdot FCTotalBTBTH \cdot FABT \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA)$
 $+ CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FCTotalMTPBTH \cdot FANT \cdot FPPBT \cdot MT \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$
- e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)
 $CPC_{BTH} = CDBT \cdot FACD_{MTP} \cdot FCTotalBTBTH \cdot FABT \cdot FCCon_{BTH} \cdot FPPBT \cdot ALFA$
 $+ CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FCTotalMTPBTH \cdot FANT \cdot FCCon_{BTH} \cdot FPPBT \cdot MT \cdot FPPMT \cdot ALFA$
- 36. Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta (MTPP)**
- a) Cargo Unitario por Energía (CEI)
 $CE_{MTPP} = PEST_{MTPP} \cdot FPPEMT + AT_n$
- b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)
 $CPMax_{MTPP} = PPST \cdot FABol \cdot FCRedMT_{MTPP} \cdot FCI_{MTPP} \cdot FPPMTP$
 $+ CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{MTPP} \cdot FCI_{MTPP} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$
- c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)
 $CPC_{MTPP} = CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{MTPP} \cdot FCI_{MTPP} \cdot FCCon_{MTPP} \cdot FPPMT \cdot ALFA$
- 37. Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)**
- a) Cargo Unitario por Energía (CEI)

- $CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} \cdot FPPEMT + AT_n$
- b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)
 $CPMax_{MTDFP} = PPST \cdot FABol \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPPMTP$
 $+ CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$
- c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)
 $CPC_{MTDFP} = CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FCCon_{MTDFP} \cdot FPPMT \cdot ALFA$
- 38. Tarifa Media Tensión Horaria (MTH)**
- a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)
 $CEP_{MTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPPEMT + AT_n$
- b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)
 $CEI_{MTH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPPEMT + AT_n$
- c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)
 $CEV_{MTH} = PEST_{VALLE} \cdot FPPEMT + AT_n$
- d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)
 $CPMax_{MTH} = PPST \cdot FCTotalMTH \cdot FABol \cdot FPPMTP$
 $+ CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FCTotalMTH \cdot FANT \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$
- e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)
 $CPC_{MTH} = CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FCTotalMTH \cdot FANT \cdot FCCon_{MTH} \cdot FPPMT \cdot ALFA$
- 39. Tarifa Alumbrado Público (AP)**
- Cargo Unitario por Energía (CEI)
 $CE_{AP} = PEST_{AP} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT \cdot FPPEAP$
 $+ PPST \cdot FABol \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP$
 $+ CDBT \cdot FACD_{MTP} \cdot FABT \cdot \frac{FCRedBT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT \cdot FPPAP$
 $+ CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FANT \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT \cdot MT \cdot FPPMT \cdot FPPAP + AT_n$
- 40. Peaje en Función de Transportista, Usuarios BT (PeajeBT), conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:**
- a) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Punta (CEP)
 $CEP_{PeajeBT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPPEBT \cdot FPPEMT - 1)$
- b) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CEI)
 $CEI_{PeajeBT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPPEMT - 1)$
- c) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Valle (CEV)
 $CEV_{PeajeBT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPPEBT \cdot FPPEMT - 1)$
- d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)
 $CPMax_{PeajeBT} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeBT} \cdot FCI_{PeajeBT} \cdot (FPBTP \cdot FPPMTP - 1) \cdot FABol$
 $+ CDBT \cdot FACD_{MTP} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{PeajeBT} \cdot FCI_{PeajeBT} \cdot FPPBT$
 $+ CDMT \cdot FACD_{MTP} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{PeajeBT} \cdot FCI_{PeajeBT} \cdot FPPBT \cdot MT \cdot FPPMT$
- 41. Peaje en Función de Transportista, Usuarios MT (PeajeFLMT), conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:**
- a) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Punta (CEP)
 $CEP_{PeajeFLMT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPPEMT - 1)$
- b) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CEI)
 $CEI_{PeajeFLMT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPPEMT - 1)$
- c) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Valle (CEV)
 $CEV_{PeajeFLMT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPPEMT - 1)$
- d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CP_{Max}^{Fugate}_{n,t} = PPST \cdot FCR_{RedMT}^{Fugate}_{n,t} \cdot FCI_{Fugate}_{n,t} \cdot (FPMP_{n,t} - 1) \cdot FAP_{n,t} + CDMT \cdot FACD_{n,t} \cdot FAMT \cdot FCR_{RedMT}^{Fugate}_{n,t} \cdot FCI_{Fugate}_{n,t} \cdot FPP_{n,t}$$

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.

$$CACYR_{BTS_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTS_0} \\ CACYR_{BTD-BTH_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTD-BTH_0} \\ CACYR_{MTD-MTH_m} = FACACYR_m * CACYR_{MTD-MTH_0}$$

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 BTD-BTD-FP-BTH
CACYR _{MTD-MTH_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTD-FP-MTH
FACACYR _m	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR _{BTS_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para la tarifa BTS.
CACYR _{BTD-BTH_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTD-FP-BTD-FP-BTH
CACYR _{MTD-MTH_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTD-FP-MTD-FP-MTH

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

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTS_0}	67.970232	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
CACYR _{BTD-BTH_0}	203.910697	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTD-FP, BTH.
CACYR _{MTD-MTH_0}	611.732091	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTD-FP, 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 inicialmente, para ser trasladados a tarifas de distribución, conforme a lo siguiente:

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

Donde:

CCPR _n	Costos de Compra de Potencia Redes 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 Redes 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.

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{MTRD} (DR_{i,j,n} \cdot PTP_{i,j,n} \cdot PEP_{i,j,n}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{MTRD-TNS} (EF_{i,j,n} \cdot PTP_{i,j,n} \cdot PEP_{i,j,n})$$

Donde:

APP _n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n.
CCPR _n	Costos de Compra de Potencia Redes en el trimestre n.
DR _{i,j,n}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa j. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
tarj	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde i= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTD-FP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta

PTP _{i,t+1}	(BTD-FP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Pedeje en Función de Transportista Baja Tensión (PedejeFT_BT), Pedeje en Función de Transportista Media Tensión (PedejeFT_MT)
PTP _{i,t+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa i en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
MTRD-TNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
EF _{i,t+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).
PPE _{i,t+1}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

$$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{MTRD-TNS} (EF_{i,j,n} \cdot PTE_{i,j,n} \cdot PPE_{i,j,n})$$

Donde:

APE _n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER _n	Costos de Compra de Energía Redes en el trimestre n
MTRD-TNS	Tipos de tarifas existentes, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTD-FP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTD-FP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Pedeje en Función de Transportista Baja Tensión (PedejeFT_BT), Pedeje en Función de Transportista Media Tensión (PedejeFT_MT)
EF _{i,t+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,t+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.
PPE _{i,t+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

Donde:

$$APO_n = \sum COR_n$$

APO _n	Ajuste por Pago de Otros costos redes en el trimestre n
------------------	---

COR _n	Otros Costos Redes en el trimestre n, con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
------------------	--

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

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

Donde:

SNA _{n-1}	Saldo No Ajustado en trimestre n
n - 1	Trimestre anterior al que está siendo calculado

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

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 Previsión en el trimestre n+1
APENR _n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidos en el trimestre n
APPNR _n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidos en el trimestre n

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 de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPRE _{TNS_n}	Monto de Pérdidas Redes de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPAE _{TNS_n}	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

$$MPRE_{TNS}^n = CCER_{TNS} \cdot PRE_n$$

Donde:

MPRE_{TNS}ⁿ	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCER_{TNS}	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la energía considerados en el APE _n .

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

Donde:

PE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No Social, en el trimestre n
CED_n	Quantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora
EF_{t,i,t}	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).
nlarTOS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (TS), Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDPP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFFP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFFP), 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,t}⁽⁺⁾	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,t} radica en que en para PTE _{t,i,t} ⁽⁺⁾ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

$$MPAE_{TNS}^n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{nlarTNS} (EF_{t,i,t} \cdot PTE_{t,i,t}^{(+)} \cdot PE_t)$$

Donde:

MPAE_{TNS}ⁿ	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
nlarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDPP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFFP), 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,t}	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,t}⁽⁺⁾	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,t} radica en que para PTE _{t,i,t} ⁽⁺⁾ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE _{t,i,t} - 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_t	Precio de compra de energía promedio de las Tarifas No 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:

- 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 No Reconocidas:

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

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

Donde:

APPNR_{TNS}ⁿ	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPRP_{TNS}ⁿ	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPAP_{TNS}ⁿ	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

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

Donde:

MPRP_{TNS}ⁿ	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCPR_{TNS}ⁿ	Costos de Compra de Potencia Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la potencia considerados en el APP _n .

$$PRP_n = \left(\frac{CPD_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{nlarD} (DF_{t,i,t} \cdot PTP_{t,i,t}^{(+)}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{nlarBTO} (EF_{t,i,t} \cdot PTP_{t,i,t}^{(+)})}{CPD_n} \right)$$

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 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.
nlarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDPP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFFP), 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,t}	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,t}⁽⁺⁾	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 Social). La diferencia con PTP _{t,i,t} radica en que para PTP _{t,i,t} ⁽⁺⁾ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
nlarBTO	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTS).
EF_{t,i,t}	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).

$$MPAP_{TNS}^n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{nlarBTO} (DF_{t,i,t} \cdot PTP_{t,i,t}^{(+)}) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{nlarD} (DF_{t,i,t} \cdot PTP_{t,i,t}^{(+)})$$

Donde:

MPAP_{TNS}ⁿ	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
EF_{t,i,t}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t (Tarifa No Social). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
nlarBTO	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
PTP_{t,i,t}⁽⁺⁾	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,t} radica en que para PTP _{t,i,t} ⁽⁺⁾ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTP _{t,i,t} - 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,t}	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).
nlarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDPP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP),

PP1	Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Precio en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT BT), Precio en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT MT).
	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa No Social, recies para el mes 1 del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la potencia considerados en el APP, y las demandas máximas considerados en CPD _n .

El $APPNR_{n,n}$ se incluyó en el cálculo del A1, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPPRP_{n,n} - MPAP_{n,n} \leq 0 \rightarrow APPNR_{n,n} = 0$
- Si $MPPRP_{n,n} - MPAP_{n,n} > 0 \rightarrow APPNR_{n,n} = MPPRP_{n,n} - MPAP_{n,n}$

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:

$$FACD_{n,n} = \left(PD_{CD,n,n} \cdot \frac{TC_n}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,n,n} \cdot \frac{IPC_n}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,n}}{K_{CD,n}}$$

Donde:

FACD_{n,n}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT).
PD_{CD,n,n}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 53.1524235%
TC_n	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquagob.gtl), 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,n,n}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 46.847575%
IPC_n	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
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 periodo "N" igual a 1

$$FACD_{n,n} = \left(PD_{CD,n,n} \cdot \frac{TC_n}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,n,n} \cdot \frac{IPC_n}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,n}}{K_{CD,n}} + \frac{Cuota}{CDMT \sum Dmax_{n,n,M}}$$

Donde:

FACD_{n,n}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD_{CD,n,n}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 50.664603%
TC_n	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquagob.gtl), 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,n,n}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 49.335397%
IPC_n	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
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 periodo "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	Carga Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
Dmax_{n,n,M}	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.

$$FAA = FP_{sp} \frac{1 + Ap_n}{1 + Ap_0} + FP_{ac} \frac{1 + Ac_n}{1 + Ac_0} + FP_{ms} \frac{1 + Ah_n}{1 + Ah_0} + FP_{me} \frac{1 + Ae_n}{1 + Ae_0} + FP_{m} \frac{1 + Ai_n}{1 + Ai_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
------------	------------------------------

FP_{sp}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.6040235%
FP_{ac}	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
FP_{ms}	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_{me}	Factor de ponderación del arancel 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_m	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.756041%
Ahn	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
Ahs	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%
Aen	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
Aeo	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_{ai}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 35.189146%
Ain	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
Aib	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):

$$FACF_{n,n} = \left(PD_{CF,n,n} \cdot \frac{TC_n}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,n,n} \cdot \frac{IPC_n}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CF,n}}{K_{CF,n}}$$

Donde:

FACF_{n,n}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD_{CF,n,n}	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.banquagob.gtl), 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,n,n}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 71.631205%
IPC_n	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
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 periodo "N" igual a 1

$$FACF_{n,n} = \left(PD_{CF,n,n} \cdot \frac{TC_n}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,n,n} \cdot \frac{IPC_n}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CF,n}}{K_{CF,n}}$$

Donde:

FACF_{n,n}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
PD_{CF,n,n}	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.banquagob.gtl), 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,n,n}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 71.631205%
IPC_n	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el

IPC _N	Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gov.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC _m	Índice de Precios al Consumidor a nivel Republica publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2006 igual a 153.78
K _{CFM}	Factor de reducción del CF en el periodo "N", igual a 1

46. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACRY _m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el periodo m
IPC _m	Índice de Precios al Consumidor a nivel Republica publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gov.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel Republica publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a 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:

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

Donde:

PEST _t	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t= B1S, AP, B1DP, B1DEF, M1DP, M1DEF
PE _{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E _{PUNTA}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
PE _{INTERMEDIA}	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
%E _{INTERMEDIA}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia

PE _{VALLE}	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E _{VALLE}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE MAYO DE 2011

50. Ajuste Trimestral, Trimestre Julio - Septiembre 2011:

El AT a aplicar del 1 de junio al 30 de septiembre de 2011, es de:

	Valor	Unidades	Definición
AT _n	-0.128700	Q / kWh	Ajuste Trimestral

51. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de Mayo de 2011:

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

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACDM _m	0.861331	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de mayo de 2011
FACDM _m	0.886884	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de mayo de 2011
FACF _m	0.774081	Factor de Ajuste de CFB1S ₀ y CFB1D ₀ al 31 de mayo de 2011
FACF _m	0.774081	Factor de Ajuste del CFM1D ₀ al 31 de mayo de 2011
FACACRY _m	0.674210	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de mayo de 2011

52. El pliego tarifario, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de julio al 30 de septiembre de 2011, por la distribuidora es de:

PLIEGO TARIFARIO

Baja Tensión Simple (B1S)			
Cargo Unitario por Consumidor	7.326187	Q / usuario-mes	
Cargo Unitario por Energía	1.162679	Q / kWh	

Cargo Unitario por Consumidor	168.502293	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.631041	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	52.394122	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	62.542277	Q / kW-mes

Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (B1DFP)

Cargo Unitario por Consumidor	168.502293	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.631041	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	34.048904	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	59.478742	Q / kW-mes

Baja Tensión Horaria (B1H)

Cargo Unitario por Consumidor	168.502293	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.631041	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.631041	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.631041	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	37.068191	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	61.425895	Q / kW-mes

Media Tensión con Demanda en Punta (M1DP)

Cargo Unitario por Consumidor	586.094932	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.558371	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	52.623218	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	56.782319	Q / kW-mes

Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (M1DFP)

Cargo Unitario por Consumidor	586.094932	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.558371	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	44.423858	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	47.934920	Q / kW-mes

Media Tensión Horaria (M1H)

Cargo Unitario por Consumidor	586.094932	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.558371	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.558371	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.558371	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	48.787610	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	52.643562	Q / kW-mes

Tarifa Alumbrado Público (AP)

Cargo Unitario por Energía	1.524938	Q / kWh
----------------------------	----------	---------

Pedie en Función de Transportista Baja Tensión (PedieFT BT)

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.090400	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.090400	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.090400	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	94.332173	Q / kW-mes

Pedie en Función de Transportista Media Tensión (PedieFT MT)

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.018192	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.018192	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.018192	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	53.995776	Q / kW-mes

53. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de julio al 30 de septiembre de 2011, por la Distribuidora es de:

Tasa de Interés por mora	1.052942%
--------------------------	-----------

54. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del 01 de julio de 2011 al 31 de diciembre de 2011 son los siguientes:

	VALOR	UNIDAD
CACYR _{BT} _m	45.826204	Quetzales
CACYR _{MT} _m	137.478613	Quetzales
CACYR _{MTH} _m	412.438838	Quetzales

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

II. Se deroga la resolución CNEE-90-2006, así como cualquier otra disposición que contravenga la presente.

III. Para el caso del monto máximo del Pedie 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.

PUBLIQUESE.

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford
Presidente



Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Ingeniero Enrique Moller Hernández
Director



Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
Director

(186097-2)-29-Junio

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-147-2011

Guatemala, 23 de junio de 2011
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, 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 adjuicatarios 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 estructurados de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector, tarifas que deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 74, 76, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de Ingeniería Precedida 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 los nuevos 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 redice independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por la Distribuidor.

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, publicarlo en el Diario de Centroamérica... En ningún caso la actividad de Distribución Final del Servicio de Electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente. Dada la circunstancia en la que una Distribuidora no cuenta con un pliego tarifario, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitir y poner en vigencia un pliego tarifario de manera inmediata de forma que se cumpla con el principio ya anunciado."

CONSIDERANDO:

Que la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, preceptúa que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos; la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referido a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-. El precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante la Resolución CNEE-143-2010, emitió los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución, los cuales notificó oportunamente a Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, entidad que con fecha dieciocho de noviembre de dos mil diez remitió a esta Comisión el Oficio sin número, con el objetivo de solicitar a esta Comisión el apoyo para la efectuar el correspondiente Estudio Tarifario ante la no disponibilidad de fondos para la contratación de una empresa consultora para que les elabore dicho estudio.

CONSIDERANDO:

Que con fundamento en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir y publicar un pliego tarifario vigente y siendo que los pliegos tarifarios para los Usuarios de la Tarifa No Social de Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, vencen el día treinta de junio de dos mil once, es necesario emitir un pliego tarifario para la Distribuidora Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná con base en el estudio tarifario aprobado en definitiva por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Resolución CNEE-144-2011 de fecha veintidós de junio del año dos mil once.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

1. Fijar 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 de la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atiende Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, en adelante