



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-205-2011

Guatemala, 25 de agosto de 2011

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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 orientadas 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 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, los 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 Generadoras 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 efectiva 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 los tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión, en 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 fija 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 distribuidor; por su parte el artículo 98 del mismo reglamento del término que cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes, las justificaciones por cada renglón de costo e 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 recibidos los observaciones y que de persistir las discrepancias se procederá a conformar la Comisión Pericial establecida en el artículo 75 de la Ley General de Electricidad y que, en caso de omisión por parte del Distribuidor de enviar los estudios o correcciones a los mismos, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica quedará facultada para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente, con base en el estudio tarifario que 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, 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 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-195-2010, emitió los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución, los cuales notificó oportunamente a Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, entidad que con fecha diez de febrero de dos mil once terminó a esta Comisión el Oficio sin número, con el objetivo de solicitar a esta Comisión el apoyo para realizar el estudio del VAD.

CONSIDERANDO:

Que con fundamento en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir y publicar un

pliego tarifario vigente y siendo que los pliegos tarifarios para los Usuarios de la Tarifa No Social de la Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, vencen el día treinta y uno de agosto de dos mil once, es necesario emitir un pliego tarifario para la Distribuidora Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios con base en el estudio tarifario aprobado en definitiva por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Resolución CNEE-205-2011 de fecha veinticuatro de agosto del año dos mil once.

PAR 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 tarifario, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la Tarifa No Social, en adelante "Usuarios", que ofende Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, en adelante "La Distribuidora", para el periodo comprendido del uno de septiembre de dos mil once al treinta y uno de agosto de dos mil dieciséis, de conformidad con los siguientes puntos:

CONDICIONES GENERALES:

1. 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 (kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de potencia es mayor de 11 kilovatios (kW); y c) Usuarios con servicio en baja o media tensión que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación vigente para obtener la calidad de Gran Usuario. Conforme al artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el Gran Usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Para poder pactar libremente el precio y las condiciones de suministro a que se refiere el artículo 59 literal c) de la Ley General de Electricidad, se deberá contar previamente con la calidad de Gran Usuario conforme al procedimiento establecido en la legislación vigente. Los usuarios que tengan una demanda mayor al límite establecido y que no cuenten con la categoría de Gran Usuario, están contenidos dentro de la categoría b).
4. Para los Usuarios de la categoría a), 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 (BTD-P), Baja Tensión con Demanda fuera de Punta (BTD-FP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión con Demanda en Punta (MTD-P), Media Tensión con Demanda fuera de Punta (MTD-FP), Media Tensión Horaria (MTH).
6. Para los Usuarios dentro de las opciones tarifarias BTD-P, BTD-FP, MTD-P, MTD-FP, 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 hoy-a 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 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 los Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD-.
11. Las horas correspondientes a los periodos de máxima (punta), media (intermedia) y mínima (valle) son las delimitadas 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, previo al cumplimiento del plazo de los seis meses establecido, podrá realizarse una reevaluación 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 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 (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 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 equipadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, salvo que los mismos sean causados por La Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar precisos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precisos instalados identificando cuadricula 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.
Contar a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio podrá efectuarla La Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución final de dos ó más facturas; (ii) En el caso que el transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; ó (iii) En el caso de Usuario, consuma energía sin aprobación de La Distribuidora. Posterior al corte de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, La Distribuidora no deberá seguir facturando al Usuario.
19. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. Para el restablecimiento del suministro se aplicará lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
20. Respecto a la Garantía de Pago se deberá aplicar lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo cual, La Distribuidora no deberá exigir fiador.
21. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en agencias comerciales ó en los lugares señalados por La Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.
22. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica, asimismo conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro, así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre el Distribuidor y las Municipalidades.

23. Definiciones de los Cargos:

- Cargo Unitario por Consumidor (CP):** 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 periodo de máxima demanda.
- Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI):** es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de demanda medio.
- Cargo Unitario por Energía de Valle (CEV):** es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de demanda mínima.
- Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CEPP):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de máxima demanda, para los usuarios de la categoría c).
- Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CEPI):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de demanda medio, para los usuarios de la categoría c).
- Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CEVI):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo 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 controla con la Distribuidora.
- Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPMax):** Es el cargo aplicado al valor máximo de los potenciales integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante los 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 82-2011, de la siguiente manera:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.639100	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía Tarifa No directos a Tarifa Social
PEST	56.554400	Quetzales /KW	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PESTas	0.639100	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
PESTaP	0.639100	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía Tarifa Bajo Tensión con Demanda Fuera de Punta
PESTaM	0.639100	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PESTaMP	0.639100	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía Tarifa Medio Tensión con Demanda Fuera de Punta
PESTaMP	0.639100	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía Tarifa Medio Tensión con Demanda en Punta
PESTaMIA	0.639100	Quetzales /KWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PESTaVLE	0.639100	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	64.328615	Q/KW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	41.072833	Q/KW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Medio Tensión

CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFMT-MTDc	805.322307	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Medio Tensión con Demanda
CFBT-BTDc	231.530163	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
CFBT-BTSc	10.066529	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARÁMETROS TARIFARIOS (PT)

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

Cargo	Valor	Definición
FPBT	1.057937	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión

FPENT	1.039553	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPBTP	1.122334	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión sin Tarifa Social
PPMATP	1.044932	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión sin Tarifa Social
FPBPT	1.122334	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPBPT_MT	1.122334	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, coincidente con la Red de Media Tensión
FPMAT	1.044932	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPAP	1.194286	Factor de Pérdidas de Energía en Alumbrado Público
FPAP	1.194286	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	PPCont
BTS	477.610335	1.000000	-	-	0.994613	-	-
AP	365.000000	1.000000	-	-	1.000000	-	-
BIDP	0.949409	-	-	-	0.961923	0.824164	0.496078
BIDBP	0.886831	-	-	-	0.730695	0.740351	0.725568
MIDP	-	-	-	-	0.978916	0.948323	0.907698
MIDBP	-	-	-	-	0.850284	0.927666	0.907698
BITH	-	-	0.529273	-	0.554507	-	0.708324
Pequeñ BT	-	-	-	-	0.861572	-	0.744856
Pequeñ MT	-	-	-	-	0.700945	-	0.744856
							0.877951
							0.864367

29. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E _{6h}	28.057751%	50.244390%	21.697859%
%E _{9h}	33.333340%	0.000000%	66.666660%
%E _{mp}	17.872939%	55.812916%	26.314145%
%E _{hora}	15.069417%	61.858420%	23.071963%
%E _{MDP}	22.169111%	58.159291%	19.671979%
%E _{MDBP}	16.966744%	56.083349%	26.949906%

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
FAPol	0.887864	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.984901	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.083391	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

31. Cargos filios:

a) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple (CFBTS)

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

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

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

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

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

32. Tarifa Baja Tensión Simple (BTS):

Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTS} = PEST_{BTS} * FPBPT * FPENT$$

$$+ PPST * FAPol * \frac{FCRedMT_{BTS} * FPPBTP * FPPMATP}{NHU_{BTS}}$$

$$+ CDBT * FACD_{BT} * FABT * \frac{FCRedBT_{BTS} * FPPBT}{NHU_{BTS}}$$

$$+ CDMT * FACD_{MT} * FAMT * \frac{FCRedMT_{BTS} * FPPBT_{MT} * FPPMAT + AT_n}{NHU_{BTS}}$$

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

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTDPS} = PEST_{BTDPS} * FPBPT * FPENT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPmax_{BTDPS} = PPST * FAPol * FCRedMT_{BTDPS} * FCI_{BTDPS} * FPPBTP * FPPMATP + CDBT * FACD_{BT} * FABT * FCRedBT_{BTDPS} * FCI_{BTDPS} * FPPBT * (-ALFA) + CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{BTDPS} * FCI_{BTDPS} * FPPBT_{MT} * FPPMAT * (-ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDPS} = CDBT * FACD_{BT} * FABT * FCRedBT_{BTDPS} * FCI_{BTDPS} * PPCont_{BTDPS} * FPBPT * ALFA + CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{BTDPS} * FCI_{BTDPS} * PPCont_{BTDPS} * FPBPT_{MT} * FPPMAT * ALFA$$

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

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BDFPS} = PEST_{BDFPS} * FPBPT * FPENT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPmax_{BDFPS} = PPST * FAPol * FCRedMT_{BDFPS} * FCI_{BDFPS} * FPPBTP * FPPMATP + CDBT * FACD_{BT} * FABT * FCRedBT_{BDFPS} * FCI_{BDFPS} * FPPBT * (-ALFA) + CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{BDFPS} * FCI_{BDFPS} * FPPBT_{MT} * FPPMAT * (-ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BDFPS} = CDBT * FACD_{BT} * FABT * FCRedBT_{BDFPS} * FCI_{BDFPS} * PPCont_{BDFPS} * FPBPT * ALFA + CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{BDFPS} * FCI_{BDFPS} * PPCont_{BDFPS} * FPBPT_{MT} * FPPMAT * ALFA$$

35. Tarifa Baja Tensión Horaria (BTH)

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

$$CEP_{BTH} = PEST_{PUNTA} * FPBPT * FPENT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTH} = PEST_{INTERMEDIA} * FPBPT * FPENT + AT_n$$

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

$$CEV_{BTH} = PEST_{VALLE} * FPBPT * FPENT + AT_n$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPmax_{BTH} = PPST * FCTotalBTH * FAPol * FPPBTP * FPPMATP + CDBT * FACD_{BT} * FCTotalBTH * FABT * FPPBT * (-ALFA) + CDMT * FACD_{MT} * FCTotalBTH * FAMT * FPPBT_{MT} * FPPMAT * (-ALFA)$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTH} = CDBT * FACD_{BT} * FCTotalBTH * FABT * PPCont_{BTH} * FPBPT * ALFA + CDMT * FACD_{MT} * FCTotalBTH * FAMT * PPCont_{BTH} * FPPBT_{MT} * FPPMAT * ALFA$$

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

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{MTDPS} = PEST_{MTDPS} * FPENT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPmax_{MTDPS} = PPST * FAPol * FCRedMT_{MTDPS} * FCI_{MTDPS} * FPPMATP + CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{MTDPS} * FCI_{MTDPS} * FPPMAT * (-ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDPS} = CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{MTDPS} * FCI_{MTDPS} * PPCont_{MTDPS} * FPPMAT * ALFA$$

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

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{MDFPS} = PEST_{MDFPS} * FPENT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPmax_{MDFPS} = PPST * FAPol * FCRedMT_{MDFPS} * FCI_{MDFPS} * FPPMATP + CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{MDFPS} * FCI_{MDFPS} * FPPMAT * (-ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MDFPS} = CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{MDFPS} * FCI_{MDFPS} * PPCont_{MDFPS} * FPPMAT * ALFA$$

38. Tarifa Media Tensión Horaria (MTH)

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

$$CEP_{MTH} = PEST_{PUNTA} * FPENT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{MTH} = PEST_{INTERMEDIA} * FPENT + AT_n$$

- c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)
 $CEV_{MTH} = PEST_{VALLE} \cdot PPEMT + AT_n$
- d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)
 $CPMax_{MTH} = PPST \cdot FCTotalmTTH \cdot FAPol \cdot FPPMTP + CDMT \cdot FACD_{MTH} \cdot FCTotalmTTH \cdot FAMT \cdot FPPCom_{MTH} \cdot FPPMTP \cdot (1 - ALFA)$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTH} = CDMT \cdot FACD_{MTH} \cdot FCTotalmTTH \cdot FAMT \cdot FPPCom_{MTH} \cdot FPPMTP \cdot ALFA$$

39. Tarifa Alumbrado Público (AP)

Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{AP} = PEST_{AP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT \cdot FPEAP + PPST \cdot FAPol \cdot \frac{FCRedMT_{AP} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP \cdot FPPAP}{NHU_{AP}} + CDBT \cdot FACD_{MTH} \cdot FAPT \cdot \frac{FCRedBT_{AP} \cdot FPPBT \cdot FPPAP}{NHU_{AP}} + CDMT \cdot FACD_{MTH} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP} \cdot FPPBT \cdot FPPMTP \cdot FPPAP + AT}{NHU_{AP}}$$

40. Peaje en Función de Transportista, Usuarios BT (PeajeBT_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)

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

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

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

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

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

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{PeajeBT_BT} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeBT_BT} \cdot FCI_{PeajeBT_BT} \cdot (FPPBTP \cdot FPPMTP - 1) \cdot FAPol + CDBT \cdot FACD_{MTH} \cdot FAPT \cdot FCRedBT_{PeajeBT_BT} \cdot FCI_{PeajeBT_BT} \cdot FPPBT + CDMT \cdot FACD_{MTH} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{PeajeBT_BT} \cdot FCI_{PeajeBT_BT} \cdot FPEBT \cdot FPPMTP \cdot FPPMTP$$

41. Peaje en Función de Transportista, Usuarios MT (PeajeFT_MT), conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

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

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

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

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

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

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

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{PeajeFT_MT} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT_MT} \cdot FCI_{PeajeFT_MT} \cdot (FPPMTP - 1) \cdot FAPol + CDMT \cdot FACD_{MTH} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{PeajeFT_MT} \cdot FCI_{PeajeFT_MT} \cdot FPPMT$$

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.

$$CACYR_{BTS_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTS_0}$$

$$CACYR_{BTD_BTH_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTD_BTH_0}$$

$$CACYR_{MTD_MTH_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{MTD_MTH_0}$$

Donde:

CACYR _{BTS_m}	Carga por Corte y Reconexión en el semestre m, para la tarifa BTS.
CACYR _{BTD-BTH_m}	Carga por Corte y Reconexión en el semestre m, para los tarifas BTD-BTD-FP-BTH
CACYR _{MTD-MTH_m}	Carga por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTD-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 los 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}	203.910497	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTD-FP, BTD-FP, BTH.
CACYR _{MTD-MTH_0}	611.732091	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTD-FP, 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 calculado 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.

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

Donde:

APP _n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n.
CCPR _n	Costos de Compra de Potencia Redes en el trimestre n.
DF _{i,t}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. 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 1= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTD-FP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTD-FP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTD-FP), Media Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria Fuera de Punta (MTD-FP), 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).
PTP _{i,t}	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.
tarBTS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde 1 = Baja Tensión Simple (BTS) Alumbrado Público (AP)
EF _{i,t}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PFP _{i,t}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes (i+1) a cada tarifa i

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

Donde:

APPE	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
ntarifs	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BDTP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDTFF), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFF), 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 t de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (t+1).
PTe_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa i en el mes t+1.
PE_{t,i+1}	Precio Base facturado de Energía en el mes t+1 a cada tarifa i.

$$APO_n = \sum COR_n$$

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:

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

Donde:

SNA_n	Saldo No Ajustado en trimestre n
n-1	Trimestre anterior al que está siendo calculado.

Donde:

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

AT_n	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR_{n,i}	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
EP_{n,i}	Facturación de Energía Promedio 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

44. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

$$APENR_{n,TNS} = MPRE_{n,TNS} - MPAE_{n,TNS}$$

Donde:

APENR_{n,TNS}	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_{n,TNS}	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPAE_{n,TNS}	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

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

Donde:

MPRE_{n,TNS}	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCER_{n,TNS}	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no 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 .

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

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

EF_{t,i+1}	la Distribuidora
ntarifs	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes t de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (t+1).
PTe_{t,i+1}	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (TS), Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BDTP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDTFF), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFF), 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)
PE_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes t+1 y categoría tarifaria i. 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

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

Donde:

MPAE_{n,TNS}	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
ntarifs	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BDTP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDTFF), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFF), 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 t de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (t+1).
PTe_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes t+1 y categoría tarifaria i. 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 (PE _{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 los que solo se facturan los pérdidas de energía, se quedan iguales
PE_{t,i+1}	Precio de compra de energía promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes t 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 $APENR_{n,TNS}$ se incluyó en el cálculo del AT_n de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRE_{n,TNS} - MPAE_{n,TNS} \leq 0 \rightarrow APENR_{n,TNS} = 0$
- 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:

$$APPNR_{n,TNS} = MPPR_{n,TNS} - MPAP_{n,TNS}$$

Donde:

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

$$MPPR_{n,TNS} = CCPR_{n,TNS} \cdot PRP_n$$

Donde:

MPRR_{n,TNS}	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCPR_{n,TNS}	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 APE _n .

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

Donde:

PRP_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
------------------------	---

CPDs	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 .
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 (PeajeT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeT_MT).
DF_{t,i,t+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,t+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 $PTP_{t,i,t}$ radica en que para $PTP_{t,i,t}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1.
ntarTOSI	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde $t =$ Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTS).
EF_{t,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 realizada el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $(i+1)$.

$$MPAP^{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t \in \text{ntarTENS}} (EF_{t,i,t+1} \cdot PTP_{t,i,t+1} \cdot PP_t) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t \in \text{ntarD}} (DF_{t,i,t+1} \cdot PTP_{t,i,t+1} \cdot PP_t)$$

Donde:

MPAP_{tNS}	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+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 realizada el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $(i+1)$.
ntarTENS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde $t =$ Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP).
PTP_{t,i,t+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 $PTP_{t,i,t}$ radica en que para $PTP_{t,i,t+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como $(PTP_{t,i,t+1} - 1)$, y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia, se quedan iguales.
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 (PeajeT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeT_MT).
PP_t	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa 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 AP _n y las demandas máximas considerados en CPD _n .

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

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

4.4. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)

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

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

Donde:

FACD_{CD}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD_{CD,AR}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT (igual a 59.554692%)
TC_n	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquagob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
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,AR}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT (igual a 40.445308%)
IPC_n	Indice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste

IPC_n	Indice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2006. (igual a 79.99)
K_{CD,N}	Factor de reducción del CD en el periodo "N" (igual a 1)

$$FACD_{CD} = \left(PD_{CD,AR} \cdot TC_n \cdot FAA + PIPC_{CD,AR} \cdot IPC_n \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CDMT \sum_{n=AR}^{max} D_{max,n,AR}}$$

Donde:

FACD_{CD}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD_{CD,AR}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT (igual a 55.452129%)
TC_n	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquagob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
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,AR}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT (igual a 44.547871%)
IPC_n	Indice 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	Indice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2006. (igual a 79.98)
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	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
D_{max,n,AR}	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de La Distribuidora (en kW), registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, esto incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA = PP_{AR} \cdot \frac{1 + AP_{AR} + FP_{AR}}{1 + AC_0} + FP_{AR} \cdot \frac{1 + AP_{AR} + FP_{AR}}{1 + AC_0} + PP_{AR} \cdot \frac{1 + AP_{AR}}{1 + AC_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{AR}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, (igual a 25.6040293%)
AP_{AR}	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
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_{AR}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio óseo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, (igual a 19.450289%)
AC_N	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio óseo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
AC₀	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio óseo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006. (igual a 10.0%)
FP_{AR}	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_{AR}	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
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_{AR}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, (igual a 36.189146%)
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
AIn	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 (CP):

AJUSTES AL 31 DE JULIO DE 2011

$$FACF_{CP} = \left(PD_{CP,M} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot F_{A1} + PIPC_{CP,M} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CP,N}}{K_{CP,N}}$$

Donde:

FACF_{CP}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BI
PD_{CP,M}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BI, igual a 28.368794%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquagob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$
PIPC_{CP,M}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BI, 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.inec.gov.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 79.98 [Empalmado Base Diciembre 2010]
K_{CP,N}	Factor de reducción del CF en el periodo "N", igual a 1

$$FACF_{CP} = \left(PD_{CP,M} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot F_{A1} + PIPC_{CP,M} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CP,N}}{K_{CP,N}}$$

Donde:

FACF_{MI}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MI
PD_{CP,MI}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MI, igual a 28.368794%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquagob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$
PIPC_{CP,MI}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MI, 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.inec.gov.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 79.98 [Empalmado Base Diciembre 2010]
K_{CP,N}	Factor de reducción del CF en el periodo "N", igual a 1

48. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

$$FACACYR_M = \frac{IPC_M}{IPC_0}$$

Donde:

FACACYR_M	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el periodo "M"
IPC_M	Índice de Precios al Consumidor a nivel República 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
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2006, igual a 79.98 [Empalmado Base Diciembre 2010]

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:

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

Donde:

PEST_i	Precio Base de Energía de la Tarifa i, donde "i" = BIS, AP, BIDP, BIDFP, MIDP, MIDFP
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 i, 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 i, 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 i, en la Banda Horaria de Valle

50. Liquidación del Pliego Tarifario:

Producto de la liquidación del pliego tarifario aprobado en la Resolución CNEE-116-2006, resulta un monto positivo de selecciones veintiocho mil trescientos ochenta quetzales con veinticuatro centavos (Q728,380.24), el cual, la Distribuidora podrá recuperar a través de adicional, novacientos noventa diez milésimos de quetzal por kilowatio hora (0.0992 Q/kWh) a los cargos unitarios de energía, en la facturación del trimestre comprendido del 1 de septiembre al 30 de noviembre de 2011.

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

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

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD_M	1.142471 2011	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de Julio de 2011
FACD_{M1}	1.212123 2011	Factor de Ajuste del CDM1 al 31 de Julio de 2011
FACF_M	1.233144	Factor de Ajuste de CFB15a y CFB1D0 al 31 de Julio de 2011
FACF_{M1}	1.233144	Factor de Ajuste del CFMTD0 al 31 de Julio de 2011
FACACYR_M	1.315626	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de Julio de 2011

PLIEGO TARIFARIO

Carga	Unidad	Valor
Baja Tensión Simple (BTS)		
Carga Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	12.413480
Carga Unitario por Energía	Q /Kwh	1.242362
Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDp)		
Carga Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	285.510031
Carga Unitario por Energía	Q /Kwh	0.817908
Carga Unitario por Potencia Máxima	Q \$/Kw	49.294022
Carga Unitario por Potencia Contratada	Q \$/Kw	55.116994
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDf)		
Carga Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	285.510031
Carga Unitario por Energía	Q /Kwh	0.817908
Carga Unitario por Potencia Máxima	Q \$/Kw	33.589343
Carga Unitario por Potencia Contratada	Q \$/Kw	53.573520
Baja Tensión Horaria (BTH)		
Carga Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	285.510031
Carga Unitario por Energía	Q /Kwh	0.759799
Carga Unitario por Potencia Máxima	Q \$/Kw	49.961339
Carga Unitario por Potencia Contratada	Q \$/Kw	46.450979
Medida Tensión con Demanda en Punta (MTDp)		
Carga Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	993.078371
Carga Unitario por Energía en Punta	Q /Kwh	0.759799
Carga Unitario por Energía Intermedia	Q /Kwh	0.759799
Carga Unitario por Energía en Valle	Q /Kwh	0.759799
Carga Unitario por Potencia Máxima	Q \$/Kw	46.319751
Carga Unitario por Potencia Contratada	Q \$/Kw	43.065254
Medida Tensión Horaria (MTH)		
Carga Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	993.078371
Carga Unitario por Energía	Q /Kwh	0.759799
Carga Unitario por Potencia Máxima	Q \$/Kw	42.176734
Carga Unitario por Potencia Contratada	Q \$/Kw	39.213332
Tarifa Alumbrado Público (TAP)		
Carga Unitario por Energía	Q /Kwh	1.623050
Pedle en Función de Transponto Baja Tensión (PedleF_BT)		
Carga Unitario por Energía en Punta	Q /Kwh	0.083465
Carga Unitario por Energía Intermedia	Q /Kwh	0.083465
Carga Unitario por Energía en Valle	Q /Kwh	0.083465
Carga Unitario por Potencia Máxima	Q /Kw	82.229890
Pedle en Función de Transponto Medio Tensión (PedleF_MT)		
Carga Unitario por Energía en Punta	Q /Kwh	0.025060
Carga Unitario por Energía Intermedia	Q /Kwh	0.025060
Carga Unitario por Energía en Valle	Q /Kwh	0.025060
Carga Unitario por Potencia Máxima	Q /Kw	44.482506

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

Tasa de Interés por mora	1.051704%
--------------------------	-----------

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

CACYR/m	VALOR	UNIDAD
CACYR/m	89.423427	Quezales
CACYRID-MH/m	268.270281	Quezales
CACYRMD-MH/m	804.810842	Quezales

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.

II. Se deroga la resolución CNEE-116-2006, 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.

PUBLIQUESE.

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford
Presidente



Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Ingeniero Enrique Wallej/Hernández
Director



1195848-21-31-agosto

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA RESOLUCION CNEE-211-2011

Guatemala, 29 de agosto de 2011

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, estableciendo entre otros, que el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público, está sujeto a autorización; que su aplicación se extiende a todas las personas que desarrollen las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, sean éstas individuales o jurídicas con participación privada, mixta o estatal.

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 dicha ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, así como definir las tarifas de transmisión sujetas a regulación.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 59 de la Ley General de Electricidad, preceptúa que están sujetos a regulación los precios de los peajes a que están sometidas las líneas de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución, en los casos en que no exista acuerdo entre las partes, los peajes serán determinados por la Comisión, cendiéndose a las disposiciones de la ley y su reglamento.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 64 de la Ley General de Electricidad, preceptúa que el uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarias devengará el pago de peajes a su propietario y que los peajes serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo se aplicarán los peajes que determine la Comisión, oyendo al o los propietarios de los sistemas de transmisión y de distribución involucrados y al Administrador del Mercado Mayorista, apeándose estrictamente al procedimiento descrito en la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

Que mediante Resolución CNEE-01-2011 publicada en el Diario de Centro América el trece de enero del dos mil once se fijó el Valor Máximo del Peaje del Sistema Principal de Transmisión, y que mediante Resolución CNEE-02-2011 publicado en el Diario de Centro América el trece de enero del dos mil once se fijó el Valor Máximo del Peaje Secundario de Transportista Eléctrica Centroamericano, Sociedad Anónima -TRELEC- y de Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE- la fórmula de ajuste y los lineamientos para adicionar ampliaciones o deducciones de costos y los costos unitarios con que serán reconocidos.

CONSIDERANDO:

Que Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima -TRELEC-, mediante nota identificada como GG-246-2011, de fecha catorce de julio de dos mil once, solicitó a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica fijar el Peaje correspondiente al proyecto "Subestación Santa Ana" y adicionales al Costo Anual de Transmisión de TRELEC, así mismo, remitió información relacionada a dichas obras.

CONSIDERANDO:

Que Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima -TRELEC-, mediante nota identificada como GG-209-2011, de fecha veintiocho de junio de dos mil once, solicitó a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica fijar el Peaje correspondiente al proyecto "Ampliación Subestación Santa María Matquez" y adicionales al Costo Anual de Transmisión de TRELEC, así mismo, remitió información relacionada a dichas obras.

CONSIDERANDO:

Que Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-, mediante nota identificada como O-553-201-2011, de fecha quince de julio de dos mil once, solicitó a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica fijar el Peaje correspondiente al proyecto "Ampliación de la Subestación Guatemala -Sur para la puesta en operación del Banco de Transformación No. 5 de 230/69/13.8kV, 3X63MVA" adicionales al Costo Anual de Transmisión de ETCEE, así mismo, remitió información relacionada a dichas obras.

CONSIDERANDO:

Que la empresa Transporte de Electricidad de Occidente, propiedad de Hidro Xocbal, Sociedad Anónima -TREC-, mediante nota de fecha veintifés de julio de dos mil diez, solicitó a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la definición y aprobación del Costo Anual de Transmisión, así mismo, remitió información relacionada a dichas obras.

CONSIDERANDO:

Que mediante notas identificadas como GTA-Notas-1207, GTA-Notas-1183, GTA-Notas-1208 y GTA-Notas-845, de fechas veinte de julio de dos mil once, los primeros tres y diez de agosto de dos mil diez, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica solicitó al Administrador del Mercado Mayorista su pronunciamiento respecto a las solicitudes realizadas los primeros dos por Transportista Eléctrica Centroamericano, Sociedad Anónima -TREC-; Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-; Anónima de Electricidad de Occidente, propiedad de Hidro Xocbal, Sociedad y Transporte de Electricidad de Occidente, identificadas como GG-696-2011, Anónima, respectivamente; por lo que mediante notas identificadas como GG-696-2011, GG-573-2011, GG-589-2001 y GG-422-2011 de fechas cinco de julio de dos mil once, veintinueve de julio de dos mil once, cinco de agosto de dos mil once, y veintiseis de agosto de dos mil diez, respectivamente, el Administrador del Mercado Mayorista remitió el pronunciamiento solicitado.

FOR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en la considerado y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

RESUELVE:

I. Fijar el Peaje del Sistema Principal de Transmisión en **cuarenta y seis millones ciento treinta y seis mil doscientos sesenta y uno con cuarenta y dos centavos de dólar de los Estados Unidos de América por año (46,136,261.42 US\$/Año)**, el Peaje del Sistema Principal se compone de la siguiente forma:

TRANSPORTISTA PRINCIPAL	Peaje (US\$/Año)
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-	47,843,313.15
Duke Energy International Transmisión Guatemala Limitada -DEI-	303,379.02
Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima -RECSA-	409,826.14
Transporte de Electricidad de Occidente -TREC-	2,777,723.11
Total Sistema Principal	46,136,261.42

El Peaje del Sistema Principal que por la presente se fija, deriva de:

- II. La adición de **selecientos seis mil selecentos noventa y cinco con dos centavos de dólar de Estados Unidos de América por año (706,795.02 US\$/Año)** correspondientes a las obras de ampliación en la Subestación Guatemala Sur realizadas por la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-.
- III. La adición de **dos millones selecentos setenta y siete mil selecentos veintifés con once centavos de dólar de Estados Unidos de América por año (2,777,723.11 US\$/Año)** correspondientes a las obras de Transmisión realizadas por Transporte de Electricidad de Occidente -TREC-, sujeto a las siguientes condiciones:
 - A. La Comisión podrá contratar la asesoría o consultoría necesaria para la supervisión, verificación y aceptación de las Subestaciones Covadonga 230kV y Huehuetenango II 230kV y sus obras complementarias, dentro del alcance establecido en la Resolución CNEE-165-2009, previa conexión al servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) con cargo al propietario de las instalaciones, para lo cual la CNEE definirá el procedimiento y alcance de dicha supervisión.
 - B. Transporte de Electricidad de Occidente -TREC- queda obligada a permitir el libre acceso y uso de sus instalaciones de transmisión, de todas aquellas obras contenidas en el Plan de Expansión del sistema de Transporte 2008-2018 o el que en futuro se apruebe, y cumplir con las disposiciones y lineamientos establecidos en la Resolución CNEE-204-2009 o la que en su momento emita para tal efecto la Comisión.