

RESOLVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final no afectos a la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atiende Empresa Eléctrica Municipal de Santa Úrsula, Huehuetenango, en adelante "La Distribuidora" para el periodo comprendido del uno de agosto de dos mil doce al treinta y uno de julio de dos mil diecisiete, de conformidad con los siguientes puntos:

CONDICIONES GENERALES:

1. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
2. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final deberán encuadrarse en una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario.
3. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican únicamente en tres categorías: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a once kilovatios (11 KW); b) Usuarios con servicio en baja y media tensión, cuya demanda de potencia es mayor de once kilovatios (11 KW); y c) Usuarios con servicio en baja y media tensión que cumplen con los requisitos establecidos en la legislación vigente para obtener la calidad de Gran Usuario. Conforme al artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el Gran Usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Para poder pactar libremente el precio y las condiciones de suministro a que se refiere el artículo 59 literal c) de la Ley General de Electricidad, se deberá contar previamente con la calidad de Gran Usuario conforme al procedimiento establecido en la legislación vigente. Los usuarios que tengan una demanda mayor al límite establecido y que no cuenten con la categoría de Gran Usuario, están contenidos dentro de la categoría b).
4. Para los Usuarios de la categoría a), que no estén afectos a la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, La Distribuidora les aplicará la tarifa Baja Tensión Simple (BTS).
5. Los Usuarios de la categoría b) podrán elegir libremente su propio tarifa dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión en el presente Pliego Tarifario, indicados a continuación: Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda fuera de Punta (BTDf), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda fuera de Punta (MTDf), Media Tensión Horaria (MTH).
6. Para los Usuarios dentro de las opciones tarifarias BTDp, BTDf, MTDp y MTDf, 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, tomado 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, lo 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 efectivo 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, este 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 - NSD-.
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, previo al cumplimiento del plazo de los seis meses establecido, podrá realizarse una reedificación 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 los característicos en el consumo del Usuario, lo cual deberá demostrar en forma fehaciente informándole al Usuario previamente.
13. La Distribuidora deberá instalar los equipos de medición adecuados a la tarifa aplicada a los Usuarios y al nivel de tensión al cual estén conectados, especialmente para el caso de los Usuarios con tarifa en Media Tensión.
14. Cuando el consumo de energía eléctrica de un Usuario con medición de demanda tenga un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, se penalizará con un recargo equivalente al uno por ciento (1%) del valor de los cargos mensuales de distribución de la opción tarifaria correspondiente por cada 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 comprobara que el incumplimiento de la norma continúa, estará facultada a facturar el recargo mencionado hasta que el Usuario corrija el desvío y solicite una nueva medición a La Distribuidora.

15. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, eventos en eventos especiales, etcétera. Para este servicio, La Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado para la instalación. Al término del servicio temporal La Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolviendo al Usuario el costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser nuevamente utilizados por La Distribuidora.
16. La acometida total y todos los equipos de medición serán suministrados por La Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto, todas las instalaciones interiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, salvo que los mismos sean causados por La Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar medidores o todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los medidores instalados, identificando cuantitativa que instale 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. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión, para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación, en 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 interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándose como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.
19. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio la podrá efectuar La Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones y hayan 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; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, La Distribuidora no deberá seguir facturando al Usuario.
20. 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.
21. 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.
22. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en las agencias comerciales o en los lugares señalados por La Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.
23. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro, así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre La Distribuidora y las Municipalidades.

PRECIOS BASE

24. Los precios base de compra de potencia y energía y 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 89-2012, de la siguiente manera:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.543398	Q/KWh	Precio Base de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PPST	57.048555	Q/KWh	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PESTHS	0.543398	Q/KWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS
PESTAR	0.543398	Q/KWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
PESTHP	0.543398	Q/KWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PESTHP	0.543398	Q/KWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PESTHP	0.543398	Q/KWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta
PESTHP	0.543398	Q/KWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PESTHPA	0.543398	Q/KWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PESTHPMA	0.543398	Q/KWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PESTVAL	0.543398	Q/KWh	Precio Base de Energía en Banda Valle

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	139,202887	Q/Kw-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	110,241529	Q/Kw-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFMT-MTDa	604,042803	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda
CFBT-BTDa	173,664318	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
CFBT-BTSo	7,550623	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTe)

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

Cargo	Valor	Definición
FPFBT	1,128468	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPFMT	1,028341	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPFBTP	1,122334	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión sin Tarifa Social
FPFMPTP	1,044932	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión sin Tarifa Social
FPFBT	1,122334	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPFBT_MT	1,122334	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPFMT	1,044932	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPFAP	1,194286	Factor de Pérdidas de Energía en Alumbrado Público
FPFAP	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	FCL	FPCont
BTs	381,466145	1,000000	-	-	0,999855	-	-
AP	357,395590	1,000000	-	-	1,000000	-	-
BTDP	-	0,779333	-	-	0,800506	0,887782	0,532854
BTDFP	-	0,656947	-	-	0,651328	0,749743	0,718853
MTDP	-	-	-	-	0,986551	0,972578	0,979569
MTDFP	-	-	-	-	0,917790	0,824779	0,979569
BTH	-	0,501862	0,498726	-	-	-	0,707308
MTH	-	0,662670	0,795013	-	0,658303	0,756198	0,979569
PedictFL BT	-	-	-	-	0,982165	0,852346	-
PedictFL MT	-	-	-	-	-	-	-

29. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%Ems	24,7100000%	51,6100000%	23,6800000%
%Eap	31,914894%	0,0000000%	68,085106%
%Esubp	16,175210%	57,025787%	26,799004%
%Esubm	14,633947%	61,757602%	23,608452%
%Esubp	20,885055%	46,124889%	32,990056%
%Esubm	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
FAPol	0,959737	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0,936072	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1,029679	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

31. Cargos Filios:

- a) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple (CFBTs)

$$CFBTs_n = CFBTn_s * FACF_{BT}$$
- b) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión con Demanda (CFBTDa)

$$CFBTDa_n = CFBTn_s * FACF_{BT}$$
- c) Cargo Fijo Usuarios Media Tensión con Demanda (CFMTDa)

$$CFMTDa_n = CFMTn_s * FACF_{MT}$$

32. Tarifa Baja Tensión Simple (BTs):

$$CE_{BTs} = PEST_{BTs} \cdot FPFBT + FPFBTP \cdot FPPMTP + FPFBT_{NS} \cdot FCRRedMT_{NS} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRRedBT_{NS} \cdot FPPBTP + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRRedMT_{NS} \cdot FPPBTP_{MT} \cdot FPPMT + AT_n$$

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

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} \cdot FPFBT + AT_n$$

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} \cdot FPFBT + AT_n$$

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} \cdot FPFBT + AT_n$$

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

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} \cdot FPFBT + AT_n$$

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} \cdot FPFBT + AT_n$$

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} \cdot FPFBT + AT_n$$

35. Tarifa Baja Tensión Horaria (BTH):

$$CE_{BTH} = PEST_{BTH} \cdot FPFBT + AT_n$$

$$CE_{BTH} = PEST_{BTH} \cdot FPFBT + AT_n$$

$$CE_{BTH} = PEST_{BTH} \cdot FPFBT + AT_n$$

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

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

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

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

37. Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta (MTDFP):

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

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

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

38. Tarifa Usuarios Media Tensión con Demanda (CFMTDa):

$$CE_{CFMTDa} = PEST_{CFMTDa} \cdot FPFBT + AT_n$$

$$CE_{CFMTDa} = PEST_{CFMTDa} \cdot FPFBT + AT_n$$

$$CE_{CFMTDa} = PEST_{CFMTDa} \cdot FPFBT + AT_n$$

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

- a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} \cdot FPPEMT + AT_n$$
- b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTDFP} = PPST \cdot FAPol \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPPMTP + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$
- c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDFP} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FCCom_{MTDFP} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

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)

$$CPMax_{MTH} = PPST \cdot FCTotalMTH \cdot TH \cdot FAPol \cdot FPPMTP + CDMT \cdot FACD_{MTH} \cdot FCTotalMTH \cdot TH \cdot FANT \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$
- e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTH} = CDMT \cdot FACD_{MTH} \cdot FCTotalMTH \cdot TH \cdot FANT \cdot FCCom_{MTH} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

39. Tarifa Alumbrado Público (AP)

Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{AP} = PEST_{AP} \cdot FPPEBT \cdot FPPEAP$$

$$+ PPST \cdot FAPol \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHL_{AP}} \cdot FPPEBT \cdot FPPMTP \cdot FPPEAP$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{AP} \cdot FAPol \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHL_{AP}} \cdot FPPEBT \cdot FPPEAP$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{AP} \cdot FANT \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHL_{AP}} \cdot FPPEBT \cdot FPPEAP + AT$$

40. Pede en Función de Transportista, Usuarios BT (PedeBT 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)

$$CPEP_{PedeBT_{BT}} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPPEBT \cdot FPPEMT - 1)$$
- b) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI)

$$CPEI_{PedeBT_{BT}} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPPEBT \cdot FPPEMT - 1)$$
- c) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Valle (CPEV)

$$CPEV_{PedeBT_{BT}} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPPEBT \cdot FPPEMT - 1)$$
- d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{PedeBT_{BT}} = PPST \cdot FCRedMT_{PedeBT_{BT}} \cdot FCI_{PedeBT_{BT}} \cdot (FPPEBT \cdot FPPMTP - 1) \cdot FAPol + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FAPol \cdot FCRedBT_{PedeBT_{BT}} \cdot FCI_{PedeBT_{BT}} \cdot FPPBT + CDMT \cdot FACD_{BT} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{PedeBT_{BT}} \cdot FCI_{PedeBT_{BT}} \cdot FPPBT \cdot MT \cdot FPPMT$$

41. Pede en Función de Transportista, Usuarios MT (PedeFT 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)

$$CPEP_{PedeFT_{MT}} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPPEMT - 1)$$

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

$$CPEI_{PedeFT_{MT}} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPPEMT - 1)$$

$$CPEV_{PedeFT_{MT}} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPPEMT - 1)$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{PedeFT_{MT}} = PPST \cdot FCRedMT_{PedeFT_{MT}} \cdot FCI_{PedeFT_{MT}} \cdot (FPPMTP - 1) \cdot FAPol + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FANT \cdot FCRedMT_{PedeFT_{MT}} \cdot FCI_{PedeFT_{MT}} \cdot FPPMT$$

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.

$$CACYR_{BTS_{BT}} = FACACYR_{BT} * CACYR_{BTS_{BT}}_0$$

$$CACYR_{BTD-BTH_{MT}} = FACACYR_{MT} * CACYR_{BTD-BTH_{MT}}_0$$

$$CACYR_{MTO-MTH_{MT}} = FACACYR_{MT} * CACYR_{MTO-MTH_{MT}}_0$$

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-BTH.
CACYR _{MTO-MTH_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTD-P-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-BTH.
CACYR _{MTO-MTH_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTD-P-MTH.

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

Categoría	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTS_0}	79.965441	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
CACYR _{BTD-BTH_0}	239.896324	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en los categorías BTD, BTD-P, BTH.
CACYR _{MTO-MTH_0}	719.688971	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTD-P, MTD-P, 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 Energía Reales en el trimestre n.
CP _i	Costos asociados a la Potencia cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

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

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{mofT_{i,n}} (DF_{i,j,n} \cdot PTP_{i,j,n} \cdot PFP_{i,j,n}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{mofT_{i,n}} (EF_{i,j,n} \cdot PTP_{i,j,n} \cdot PFP_{i,j,n})$$

Donde:

APP _n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n.
CCPR _n	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
Dh _{i,j}	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).
Tar _i	Tipos de tarifas que facturan demanda; donde T= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTD-P), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTD-P), Media Tensión con Demanda en Punta (MTP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTP-P), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Pede en Función de Transportista Baja Tensión (PedeFT_BT).

PT_{t,i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
ntarTNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
EF_{t,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PFE_{t,i+1}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

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

Donde:

APEn	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER_n	Costos de Compra de Energía Redes en el trimestre n
ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)
EF_{t,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PT_{t,i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1
PFE_{t,i+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros costos 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:

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

Donde:

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

Donde:

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

AT_n	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR_{n+1}	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
EP_{n+1}	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1
APPNR_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:

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

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

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

Donde:

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
CCER_{TNS}ⁿ	Costos de Compra de Energía Redes 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 .

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

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Redes 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, comprados en el trimestre n por la Distribuidora
EF_{t,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (TS), Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)
PTE_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE _{t,i+1} radica en que en para PTE _{t,i+1} los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

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

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
ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)
EF_{t,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTE_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE _{t,i+1} radica en que para PTE _{t,i+1} los factores por pérdidas de energía totales, se calculan como (PTE _{t,i+1} - 1), y para las categorías tarifarias Peaje en función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT) y Peaje en función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en los que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales
PE_t	Precio de compra de energía promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, redes 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_n 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:

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

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
MPPRP_{TNS}ⁿ	Monto de Pérdidas Redes 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

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

Donde:

MPPRP_{TNS}ⁿ	Monto de Pérdidas Redes 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 Redes 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.
--	--

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

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 directas 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.
month	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde 1= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
DF_{t,i+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1) y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No directas a Tarifa Social). La diferencia con PTP _{t,i+1} radica en que para PTP _{t,i+1} los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1.
monthOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTS).
EF_{t,i+1}	Cantidad de Energía facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

$$MPAP_{n,i} = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{month(i)} (EF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1}^n \cdot PP) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{month(i)} (DF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1}^n \cdot PP)$$

Donde:

MPAP_{n,i}	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en los categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n.
EF_{t,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t (Tarifas No Sociales). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
monthTS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP).
PTP_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1) y categoría tarifaria t. La diferencia con PTP _{t,i+1} radica en que para PTP _{t,i+1} los factores por pérdidas de potencia todas se calculan como 1 (PTP _{t,i+1} - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia, se quedan iguales.
DF_{t,i+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
month	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde 1= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
PP	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifas No directas a Tarifa Social, redes para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la potencia considerados en el APP, y los demandas máximas considerados en CPD _n .

El APP_{n,i} se incluyó en el cálculo del AI, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPPR_{n,i} - MPAP_{n,i} \leq 0 \rightarrow APPR_{n,i} = 0$
- Si $MPPR_{n,i} - MPAP_{n,i} > 0 \rightarrow APPR_{n,i} = MPPR_{n,i} - MPAP_{n,i}$

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

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

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

Donde:

FACD_{n,i}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD_(i+1)	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 51.961183%

TC_n	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquagob.gg.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_{CDM}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 48.038817%
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 79.98 (Empadronado Base Diciembre 2010)
K_{CD,n}	Factor de reducción del CD en el periodo "N" igual a 1

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

Donde:

FACD_{n,i}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD_(i+1)	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 47.678936%
TC_n	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquagob.gg.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_{CDM}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 52.321064%
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 79.98 (Empadronado Base Diciembre 2010)
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
Dmax_{n,i}	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, esta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA = FP_{Ap} \cdot \frac{1 + AP_n}{1 + AP_0} + FP_{Ac} \cdot \frac{1 + AC_n}{1 + AC_0} + FP_{Ah} \cdot \frac{1 + AH_n}{1 + AH_0} + FP_{Aa} \cdot \frac{1 + AA_n}{1 + AA_0} + FP_{Ab} \cdot \frac{1 + AB_n}{1 + AB_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 23.604023%
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_{Ah}	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 15.0%
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio óseo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.450289%
FP_{Ac}	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
FP_{Aa}	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_{Ab}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.756041%
FP_{Ab}	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
FP_{Aa}	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 5.0%
FP_{Aa}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.000501%
FP_{Aa}	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
FP_{Aa}	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_{Aa}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 36.189146%
FP_{Aa}	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
FP_{Aa}	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):

$$FACF_{M1} = \left(PD_{t,M1} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot F_{AA} + PIPC_{t,M1} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

FACF_{M1}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD_{t,M1}	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.banquid.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Amonalario
PIPC_{t,M1}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 71.631206%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inecob.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_{CF,N}	Factor de reducción del CF en el periodo "N", igual a 1

$$FACF_{M1} = \left(PD_{t,M1} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot F_{AA} + PIPC_{t,M1} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

FACF_{M1}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MI
PD_{t,M1}	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.banquid.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$
PIPC_{t,M1}	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.inecob.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_{CF,N}	Factor de reducción del CF en el periodo "N", igual a 1

48. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACR_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.inecob.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 85 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= BT, 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 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 30 DE JUNIO DE 2012

50. Liquidación del Pliego Tarifario:

Producto de la liquidación del pliego tarifario aprobado en la Resolución CINEE-77-2007, resulta un monto positivo de seis mil ochocientos quetzales con sesenta y un centavos (Q6,800.71), el cual la Distribuidora podrá recuperar a través de adicional cincuenta y nueve mil ochocientos sesenta y tres diez milésimas de quetzal por kilowatio hora (0.059863 Q/kWh) a los cargos

unitarios de energía, en la facturación del trimestre comprendido del 01 de agosto al 31 de octubre de 2012.

51. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de junio de 2012:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de junio de 2012, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD_N	1.184521	Factor de Ajuste del CDBT al 30 de junio de 2012
FACD_M	1.208092	Factor de Ajuste del CDMT al 30 de junio de 2012
FACF_N	1.258979	Factor de Ajuste de CFBTs, y CFBTD, al 30 de junio de 2012
FACF_M	1.258979	Factor de Ajuste del CFMTD, al 30 de junio de 2012
FACACR_M	1.248511	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 30 de junio de 2012

PLIEGO TARIFARIO

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo Unitario por Consumidor	9.506076	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.734661	Q / kWh
Baja Tensión con Demanda en Punta (BIDP)		
Cargo Unitario por Consumidor	218.639729	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.690681	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	51.005347	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	121.907831	Q /kW-mes
Baja Tensión con Demanda fuera de Punta (BIDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	218.639729	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.690681	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	35.115572	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	115.090895	Q /kW-mes
Baja Tensión Horaria (BTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	218.639729	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.690681	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.690681	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.690681	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	35.858609	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	115.513987	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)		
Cargo Unitario por Consumidor	760.486017	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.618867	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	58.049308	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	131.600406	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda fuera de Punta (MTDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	760.486017	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.618867	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	45.796679	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	103.823141	Q /kW-mes
Media Tensión Horaria (MTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	760.486017	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.618867	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.618867	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.618867	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	48.098031	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	109.040410	Q /kW-mes
Tarifa Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía	2.144132	Q / kWh
Pegaje en Función de Transporte Baja Tensión (Pegaj_T BT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.096825	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.096825	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.096825	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	171.590793	Q / kW-mes
Pegaje en Función de Transporte Media Tensión (Pegaj_T MT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.017103	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.017103	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.017103	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	122.025723	Q / kW-mes

52. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de agosto al 31 de octubre de 2012, por la Distribuidora es de:

Tasa de Interés por mora	1.05912%
--------------------------	----------

59. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de agosto de 2012 al 31 de enero de 2013 son los siguientes:

Valor	Unidad	Descripción
CACYSR _{ms}	107.834256	Quetzales
CACYSR _{ms}	323.502767	Quetzales
CACYSR _{ms}	970.508300	Quetzales

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

III. Se deroga la resolución CNEE-77-2007, así como cualquier otra disposición que contravenga la presente.

IV. 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.

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

Publíquese.-

Licenciada Carmen Ulizar Hernández
Presidente

Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdoba
Directora

Licenciado Jorge Armando Arzué Aguilar
Director

Licenciado José Rafael Sánchez Cortés
Secretario General

(252480-2)-31-Julio

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-160-2012

Guatemala, 20 de julio de 2012

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 orientadas contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir los 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 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 Generadores y Distribuidores, y referidos a la entrada de la red de Distribución, con los componentes de costos eficientes de distribución estructurándolos de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector, tarifas que deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

CONSIDERANDO:

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

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 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 cobro y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada; y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establecen que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las 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, pondrá las observaciones, efectuando 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 Parcial, 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 éste realice independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por el 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 referidos 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 aprobada 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 Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, preceptiva que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar los normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos; la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referida a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-. El precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

CONSIDERANDO:

Que con fecha doce de julio de dos mil once, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitió la resolución CNEE-162-2011, por medio de la cual aprobó los Términos de Referencia para la Realización el Estudio del Valor Agregado de Distribución para Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango, y que mediante Resolución CNEE-158-2012 de fecha 20 de julio de dos mil doce, aprobó el estudio tarifario que sirve de base para la emisión y publicación del pliego tarifario de Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango.

CONSIDERANDO:

Que corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, por mandato legal, emitir y publicar un pliego tarifario vigente para todas las distribuidoras de energía eléctrica y que ninguna podrá realizar la actividad de distribución final sin pliego tarifario vigente, y siendo que el pliego tarifario para los usuarios afectos a la Tarifa Social de Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango, vence el día treinta y uno de julio de dos mil doce, es necesario emitir y publicar un pliego tarifario para Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere el artículo 4, 61, 71, 74, 75, 76, 77 y 78, de la Ley General de Electricidad y 97, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

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 afectos a la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atiende Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango, en adelante "La Distribuidora", para el periodo comprendido del uno de agosto de dos mil doce al treinta y uno de julio de dos mil dieciséis, de conformidad con los siguientes puntos:

CONDICIONES GENERALES:

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica, dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda, de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un periodo de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
3. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. Para este servicio, La Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado 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.
4. La acometida total y todos los equipos de medición serán suministrados por La Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto todas las instalaciones interiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos corren 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