

**PLIEGO TARIFARIO PERÍODO AGOSTO - OCTUBRE 2013**

<b>Baja Tensión Simple (BTS)</b>			
Cargo Unitario por Consumidor		9.859994	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía		1.828037	Q / kWh
<b>Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDp)</b>			
Cargo Unitario por Consumidor		226.779862	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía		1.426323	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima		52.060593	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada		77.521017	Q /kW-mes
<b>Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfP)</b>			
Cargo Unitario por Consumidor		226.779862	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía		1.437520	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima		23.819999	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada		28.940704	Q /kW-mes
<b>Baja Tensión Horaria (BTH)</b>			
Cargo Unitario por Consumidor		226.779862	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta		1.440304	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia		1.403811	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle		1.505327	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima		28.593675	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada		41.674816	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda en Punta (MTDp)</b>			
Cargo Unitario por Consumidor		788.799520	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía		1.344996	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima		25.599020	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada		12.477403	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfP)</b>			
Cargo Unitario por Consumidor		788.799520	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía		1.351959	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima		27.501455	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada		12.174611	Q /kW-mes
<b>Media Tensión Horaria (MTH)</b>			
Cargo Unitario por Consumidor		788.799520	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta		1.354482	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia		1.320237	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle		1.416055	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima		28.729755	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada		14.299894	Q /kW-mes
<b>Tarifa de Alumbrado Público (AP)</b>			
Cargo Unitario por Energía		2.002979	Q / kWh
<b>Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)</b>			
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta		0.106701	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia		0.103984	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle		0.111541	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Máxima		79.031598	Q / kW-mes
<b>Peaje en función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)</b>			
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta		0.026241	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia		0.025573	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle		0.027431	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima		24.041899	Q / kW-mes

53. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de agosto al 31 de octubre de 2013, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.066794%
--------------------------	-----------


54. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de agosto de 2013 al 31 de enero de 2014 son los siguientes:

Valor	Unidad	Descripción
CACV Rans_m	141.86	Quetzales
CACV R_m	228.19	Quetzales
CACV R_mtp-mth_m	1,026.87	Quetzales

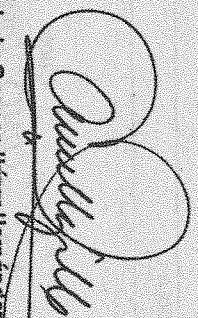
55. La Distribuidora está obligada a entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cualquier información que se le solicite, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente Resolución.

- III. 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 uno de agosto de dos mil trece.

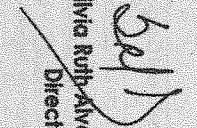
**PUBLIQUESE:**



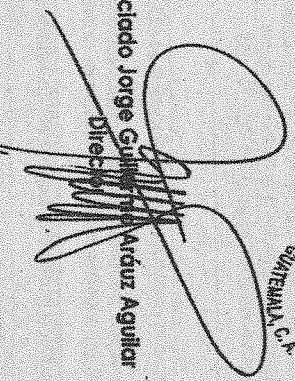
**Licenciada Carmen Utzar Hernández**  
 Presidente



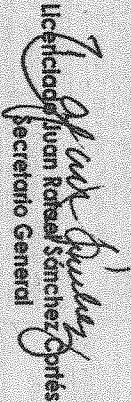
**Licenciada Sylvia Ruiz-Abarca Silva de Córdova**  
 Directora



**Licenciado Jorge Guzmán Méndez Aguilera**  
 Director



**Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés**  
 Secretario General



**Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés**  
 Secretario General  
 Comisión Nacional de Energía Eléctrica

(2426725-2)-30-julio

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**RESOLUCION CNEE-165-2013**

Guatemala, 29 de julio de 2013

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA

**CONSIDERANDO:**  
 Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios; proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia; así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de los mismos.

**CONSIDERANDO:**  
 Que la Ley General de Electricidad en el artículo 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61 y 76 de la misma ley estipulan que, los tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión; asimismo, los artículos 74, 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 Estudio del VAD, serán elaborados por la Comisión, y 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 y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará los 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; y toda vez que el actual pliego tarifario de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, vence el treinta y uno de julio del año dos mil trece, es necesario poner en vigencia uno nuevo.

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

**CONSIDERANDO:**

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante Resolución CNEE-160-2013 de fecha veintitres de julio de dos mil trece, aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

**POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, la normativa citada, en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y lo preceptuado en los artículos 92, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que indican que se debe emitir y publicar un pliego tarifario.

**RESUELVE:**

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y los fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atiende Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, en adelante "La Distribuidora", para el periodo comprendido del uno de agosto de dos mil trece al treinta y uno de julio de dos mil diecisiete, de conformidad con los siguientes puntos:

**CONDICIONES GENERALES:**

- 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 consume la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un periodo de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
- 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.
- 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 al 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.
- 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 precisos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precisos instalados, identificando cuadrilla que instaló y personal de la distribuidora responsable de la instalación.
- 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.
- En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle intereses por mora. La tasa de interés será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.
- Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio, la podrá efectuar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (I) En el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturas; previa notificación, 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.
- 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.
- Respecto a la Garantía de Pago se deberá aplicar lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo cual, la Distribuidora no deberá exigir fidejador.

9. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en agencias comerciales o en los lugares señalados por la Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.

10. La factura deberá 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 los tarifas y relacionados directamente con el suministro.

11. Definiciones de los Cargos, según el artículo 89 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

**Cargo Unitario por Consumidor (CF):** 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.

**PRECIOS BASE**

12. 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 estratón. Para el año estratónal vigente, los precios base son los que resultan de la aplicación de la Resolución 79-2013 y de los ponderadores de energía que se aprueban en este pliego, estos estarán vigentes para el periodo del 1 agosto de 2013 al 30 de abril del 2014 y serán los siguientes:

Precio	Valores Base	Unidades	Definición
PPSTTS	57.642400	Q/kw-mes	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	1.294700	Q/kwh	Precio Base de Energía Tarifa Social

**COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD**

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	76.281422	Q/kw- mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	34.908358	Q/kw- mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

**CARGOS BASE DE CONSUMIDOR**

14. El Cargo Base de Consumidor (CF) es:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTS	9.546993	Q / Usuario -mes	Cargo Fijo Base Usuarios Tarifa Social

**PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)**

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

Cargo	Valor	Definición
FPBET	1.059468	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPENT	1.019778	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPFBT	1.068118	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPFBT_MT	1.068118	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, coincidente con la Red de Media Tensión
FPFMT	1.024275	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPFBTS	1.068127	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión, Tarifa Social
FPFBTTS	1.024288	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión, Tarifa Social

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

Categoría	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTS	469.833477	1.000000	0.984564

17. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

%Estrs	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
	27.061047%	56.641642%	16.297311%

**ESTRUCTURA TARIFARIA**

18. Cargo Fijo: CARGO FIJO POR USUARIO (CFBTS<sub>n</sub>)

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

19. Tarifa Social (BRSS):

CARGO UNITARIO POR ENERGÍA (CE)

$$CE_{BRSS} = PESTTS \cdot FPBET \cdot FPBEMT + PPSTTS \cdot \frac{FCRedM_{BRSS}}{NHU_{BRSS}} \cdot PPPBTTS \cdot FPPMTTS + CDBT \cdot FACD_{MT} \cdot \frac{FCRedBT_{BRSS}}{NHU_{BRSS}} \cdot FPPBT + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot \frac{FCRedMT_{BRSS}}{NHU_{BRSS}} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT + AT$$

20. 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.

$$CACYR_{BRSS\_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BRSS\_0}$$

Donde:

CACYR <sub>BRSS_m</sub>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
FACACYR <sub>m</sub>	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR <sub>BRSS_0</sub>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

Valor	Unidad	Descripción
133.295382	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

FÓRMULAS DE AJUSTE

21. Ajuste Trimestral:

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente, para ser trasladados a tarifas de distribución, conforme lo siguiente:

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

Donde:

CCPR <sub>n</sub>	Costos de Compra de Potencia Reales de la Distribuidora en el trimestre n para la demanda de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CP <sub>i</sub>	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de potencia de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda firme, 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 el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

CCER <sub>n</sub>	Costos de Compra de Energía Reales de la Distribuidora en el trimestre n para los consumos de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CE <sub>i</sub>	Costos de Energía para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de energía de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de 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 el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

APP <sub>n</sub>	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPR <sub>n</sub>	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
EF <sub>i+1</sub>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP <sub>i+1</sub>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. Se aplican a la energía facturada.
PFP <sub>i+1</sub>	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1

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

Donde:

APE <sub>n</sub>	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER <sub>n</sub>	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
EF <sub>i+1</sub>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE <sub>i+1</sub>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1.
PFE <sub>i+1</sub>	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO <sub>n</sub>	Ajuste por Pago de Otros Costos Reales en el trimestre n correspondientes a la Tarifa Social
COR <sub>n</sub>	Costos Reales en el trimestre n, correspondientes a la Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, cargo por servicios de operación del sistema del Ente Operador Regional (EOR) y cargo por regulación del MER de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), esto 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:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * EF_{n-1}$$

Donde:

SNA <sub>n-1</sub>	Saldo No Ajustado en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social
n-1	Trimestre anterior al que está siendo calculado

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

Donde:

AT <sub>n</sub>	Ajuste Trimestral en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social
MR <sub>n+1</sub>	Monto a recuperar en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
EP <sub>n+1</sub>	Cantidad de energía prevista facturar en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social (KWh)
APENR <sub>n</sub>	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNR <sub>n</sub>	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

22. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

$$APENR_{TS_n} = MPRE_{TS_n} - MPAE_{TS_n}$$

Donde:

APENR <sub>TS_n</sub>	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRE <sub>TS_n</sub>	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAE <sub>TS_n</sub>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRE_{TS_n} = CCER_{TS_n} \cdot PRE_n$$

Donde:

MPRE <sub>TS_n</sub>	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCER <sub>TS_n</sub>	Costos de Compra de Energía Reales de los categorías Tarifarios de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE

$$PRE_n = \left[ \frac{CED_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{i=1}^{MANTOT} (EF_{i,i+1} \cdot PTE'_{i,i+1})}{CED_n} \right]$$

Donde:

PRE <sub>n</sub>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No Sociales, en el trimestre n
CED <sub>n</sub>	Caridades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales, compradas en el trimestre n por la Distribuidora
MANTOT	Tipos de tarifas existentes, donde $T =$ Tarifa Social (TS), Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión en Punta (BTD), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTFDP), 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 (Peaje <sub>T</sub> , BT), Peaje en función de Transportista Media Tensión (Peaje <sub>T</sub> , MT).
EF <sub>i+1</sub>	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).
PTE' <sub>i+1</sub>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria i. La $PTE'_{i,i+1}$ diferencia con $PTE_{i,i+1}$ en que en $PTE'_{i,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1.

$$MPAE_{TS_n} = \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTE_{i+1} \cdot PE_i)$$

Donde:

MPAE <sub>TS_n</sub>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
EF <sub>i+1</sub>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTE' <sub>i+1</sub>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria i. La diferencia con $PTE_{i,i+1}$ radica en que para $PTE'_{i,i+1}$ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como $(PTE_{i,i+1} - 1)$
PE <sub>i</sub>	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE <sub>n</sub> y la energía considerada en CED <sub>n</sub> .

El  $APENR_{TS_n}$  se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si  $MPRE^T_n - MPAE^T_n \leq 0 \rightarrow APENR^T_n = 0$
- Si  $MPRE^T_n - MPAE^T_n > 0 \rightarrow APENR^T_n = MPRE^T_n - MPAE^T_n$

23. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas  
Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de potencia no reconocidas de la manera siguiente:

$$APPNR^T_n = MPRP^T_n - MPAP^T_n$$

Donde:

APPNR <sup>T</sup> <sub>n</sub>	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRP <sup>T</sup> <sub>n</sub>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAP <sup>T</sup> <sub>n</sub>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRP^T_n = CCPR^T_n \cdot PRP_n$$

Donde:

MPRP <sup>T</sup> <sub>n</sub>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCPR <sup>T</sup> <sub>n</sub>	Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP.

$$PRP_n = \left( CPD_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{maxDT} (DF_{i,j+1} \cdot PTP'_{i,j+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{maxDT} (EF_{i,j+1} \cdot PTP'_{i,j+1}) \right) / CPD_n$$

Donde:

PRP <sub>n</sub>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
CPD <sub>n</sub>	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 Sociales de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
maxDT	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde T= Baja Tensión con Demanda en Punto (BJDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punto (BJDFP), Media Tensión con Demanda en Punto (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punto (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peque en Función de Transportista, Baja Tensión (PequeT_BT), Peque en Función de Transportista Media Tensión (PequeT_MT).
DF <sub>i,j+1</sub>	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]
PTP'_{i,j+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria i (Tarifa Social y Tarifas No Sociales). La diferencia con PTP_{i,j+1} radica en que para PTP'_{i,j+1} los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
maxDTOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTS).
EF <sub>i,j+1</sub>	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]

$$MPAP^T_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i,j+1} \cdot PTP'_{i,j+1} \cdot PP_i)$$

Donde:

MPAP <sup>T</sup> <sub>n</sub>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
EF <sub>i,j+1</sub>	Cantidad de Energía facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a [i+1].
PTP'_{i,j+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con PTP_{i,j+1} radica en que para PTP'_{i,j+1} los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTP_{i,j+1} - 1)
PP <sub>i</sub>	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APPn y las demandas máximas consideradas en CPDn.

El APPNR<sup>T</sup><sub>n</sub> se incluirá en el cálculo del AI, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si  $MPRP^T_n - MPAP^T_n \leq 0 \rightarrow APPNR^T_n = 0$
- Si  $MPRP^T_n - MPAP^T_n > 0 \rightarrow APPNR^T_n = MPRP^T_n - MPAP^T_n$

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

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

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

Donde:

FACDs	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD <sub>CD, sr</sub>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 66.26%
TC <sub>N</sub>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquial.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC <sub>0</sub>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC <sub>CD</sub>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 33.74%
IPC <sub>N</sub>	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
IPC <sub>0</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2011, igual a 106.20
K <sub>CD, N</sub>	Factor de reducción del CD en el período "N", igual a 1

$$FACD_{sr} = \left( PD_{CD, sr} \cdot TC_N \cdot FAA + PIPC_{CD, sr} \cdot IPC_0 \right) \cdot \frac{1 - K_{CD, N}}{K_{CD, N}} + \frac{Cuota}{CDMT \sum D_{max, sr}}$$

Donde:

FACDMT	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD <sub>CD, sr</sub>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 65.36%
TC <sub>N</sub>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquial.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC <sub>0</sub>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC <sub>CD, sr</sub>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 34.63%
IPC <sub>N</sub>	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
IPC <sub>0</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2011, igual a 106.20
K <sub>CD, N</sub>	Factor de reducción del CD en el período "N", igual a 1
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
D <sub>max, sr</sub>	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 los demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste; ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA = FP_{1.1.11} + FP_{1.1.12} + FP_{1.1.13} + FP_{1.1.14} + FP_{1.1.15} + FP_{1.1.16} + FP_{1.1.17} + FP_{1.1.18} + FP_{1.1.19} + FP_{1.1.20}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP <sub>1.1</sub>	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 32.5%
FP <sub>1.2</sub>	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 del ajuste
FP <sub>1.3</sub>	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 en que se efectúe el ajuste
FP <sub>1.4</sub>	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 10.0%
FP <sub>1.5</sub>	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 20.8%
FP <sub>1.6</sub>	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 <sub>1.7</sub>	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 10.0%
FP <sub>1.8</sub>	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 13.8%
FP <sub>1.9</sub>	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 <sub>1.10</sub>	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 0.0%
FP <sub>1.11</sub>	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 18.6%
FP <sub>1.12</sub>	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
FP <sub>1.13</sub>	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 0.0%

**25. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):**

$$FACF_{br} = \left( PD_{cr,br} \cdot TC_0 \cdot FMA + PIPC_{cr,br} \cdot IPC_N \right) \frac{1 - K_{cr,N}}{K_{cr,N}}$$

Donde:

FACFr	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BI
PD <sub>cr,br</sub>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BI. Igual a 51.21%
TC <sub>N</sub>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquagob.gtl), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC <sub>0</sub>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/US\$
PIP <sub>cr,br</sub>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BI. Igual a 48.79%
IPC <sub>N</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gtl), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC <sub>0</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
K <sub>cr,N</sub>	Factor de reducción del CF en el periodo "N", igual a 1

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

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

Donde:

FACACVR <sub>m</sub>	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el semestre m
IPC <sub>m</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gtl), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC <sub>0</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20

**27. 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 que el Precio Base de Energía se pondere por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PEST_{TS} = PE_{PUNTA} \% E_{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} \% E_{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} \% E_{VALLE}$$

Donde:

PE <sub>TS</sub>	Precio Base de Energía de la Tarifa Social
PE <sub>PUNTA</sub>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E <sub>PUNTA</sub>	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Punta
PE <sub>INTERMEDIA</sub>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
A	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria Intermedia
%E <sub>INTERMEDIA</sub>	
PE <sub>VALLE</sub>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E <sub>VALLE</sub>	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Valle

**AJUSTES AL 30 DE JUNIO DE 2013**

**28. Ajuste Trimestral, Trimestre Agosto - Octubre 2013:**

De acuerdo a lo establecido en la Resolución CNEE-163-2013 de fecha 29 de julio de 2013, el AT a aplicar del 01 de agosto al 31 de octubre de 2013, es de:

AT <sub>n</sub>	Valor	Unidades	Definición
	0.004658	Q / KWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

**29. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de Junio de 2013:**

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de junio de 2013, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD <sub>BI</sub>	1.023544	Factor de Ajuste del CDBI al 30 de junio de 2013
FACD <sub>MI</sub>	1.101471	Factor de Ajuste del CDMI al 30 de junio de 2013
FACF <sub>BI</sub>	1.032785	Factor de Ajuste de CFBIS al 30 de junio de 2013
FACACVR <sub>m</sub>	1.064218	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 30 de junio de 2013

Estos factores estarán vigentes para el periodo comprendido del 01 de agosto de 2013 al 31 de enero de 2014.

**PLIEGO TARIFARIO PERIODO AGOSTO - OCTUBRE 2013**

Baja Tensión Simple Social (BTSS)

Cargo Unitario por Consumidor	9.859994	Q / Usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.801288	Q / KWh

30. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de agosto al 31 de octubre de 2013, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.066794%
--------------------------	-----------

31. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del 01 de agosto de 2013 al 31 de enero de 2014 son los siguientes:

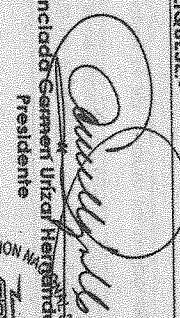
CACVR <sub>BTSS,m</sub>	Valor	Unidad
	1.41.86	Quetzales

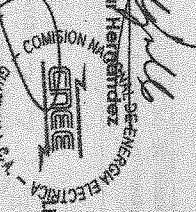
II. La Distribuidora está obligada a entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cualquier información que se le solicite, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente Resolución.

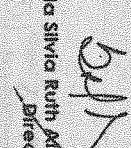
III. Para el caso del monto máximo del Peaje en Función de Transportista, que la Distribuidora puede cobrar, se establecen los precios y procedimientos contenidos en la presente Resolución.


IV. La presente resolución, entrará en vigencia el uno de agosto de dos mil trece.

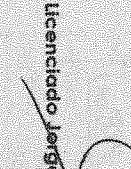
**PUBLIQUESE.**


  
 Licenciada Germán Uñzar Heredia, Presidente


  
 Comisión Nacional de Energía Eléctrica


  
 Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdoba, Directora


  
 Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés, Secretario General


  
 Licenciado Jorge Arduz Aguilera, Director

Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés  
 Secretario General  
 Comisión Nacional de Energía Eléctrica

(26/725-2)-30-Julio



**MUNICIPALIDAD DE OLOPA, DEPARTAMENTO DE CHIQUIMULA**

Acuérdase aprobar el siguiente: REGLAMENTO PARA LA ADMINISTRACIÓN Y PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ABASTECIMIENTO DE AGUA Y ALCANTARILLADO DEL MUNICIPIO DE OLOPA.

El Infrascripto Secretario Municipal, de la Alcaldía Municipal de Olopa, del departamento de Chiquimula, CERTIFICA: Que para el efecto tiene a la vista el libro de hojas movibles de sesiones ordinarias y extraordinarias del Honorable Concejo Municipal de este municipio, en el cual se encuentra el Acta número cincuenta y cuatro quincués mil doce, a folios del sesientos sesenta y cuatro al sesientos sesenta y ocho, de fecha veintiseis de noviembre de dos mil doce, se encuentra el punto sexto que copiado literalmente dice:-----

**EL CONCEJO MUNICIPAL DE OLOPA**

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 253 de la Constitución Política de la República, establece que los municipios de la República de Guatemala, son instituciones autónomas. Entre otras funciones les corresponde obtener y disponer de sus recursos; y atender los servicios públicos locales, el ordenamiento territorial de su jurisdicción y el cumplimiento de sus fines propios.

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 72 del Código Municipal establece que el municipio debe regular y prestar los servicios públicos municipales, por lo tanto tiene competencia para establecerlos, mantenerlos, ampliarlos y mejorarlos, garantizando un funcionamiento eficaz, seguro y continuo, para lo que tiene la facultad de determinar y cobrar tasas y contribuciones equitativas y justas. Las tasas y contribuciones deberán ser fijadas atendiendo a los costos de operación, mantenimiento y mejoramiento de calidad y cobertura de servicios.

**CONSIDERANDO:**

Que a pesar de que en el Municipio de Olopa se presta el servicio público municipal de abastecimiento de agua potable y alcantarillado es necesario emitir un reglamento que lo regule, estableciendo normas claras sobre su administración, uso y los derechos y deberes de la Municipalidad y los vecinos al respecto.

**POR TANTO:**

Con fundamento en lo consagrado y lo que para el efecto precapitan los artículos 253, 254 y 255 de la Constitución Política de la República; 3, 33, 35, 66, 72, 100 y 101 del Código Municipal (Decreto 12-2-002 del Congreso de la República de Guatemala), por unanimidad:

**ACUERDA:**

Aprobar el siguiente: **REGLAMENTO PARA LA ADMINISTRACIÓN Y PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ABASTECIMIENTO DE AGUA Y ALCANTARILLADO DEL MUNICIPIO DE OLOPA,**