

Cargo Unitario por Potencia Máxima	34.242765	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	38.589427	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	707.418041	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.702407	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	54.788923	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	19.641137	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	707.418041	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.702407	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	43.224471	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	15.495427	Q /kW-mes
<b>Media Tensión Horaria (MTH)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	707.418041	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.702407	Q /kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.702407	Q /kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.702407	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	45.396567	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	16.274096	Q /kW-mes
<b>Tarifa de Alumbrado Público (AP)</b>		
Cargo Unitario por Energía	1.273369	Q / kWh
<b>Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)</b>		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.104272	Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.104272	Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.104272	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	62.104417	Q / kW-mes
<b>Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)</b>		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.027853	Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.027853	Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.027853	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	20.651782	Q /kW-mes

54. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de febrero al 30 de abril de 2014, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.074206%
--------------------------	-----------

55. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de febrero de 2014 al 31 de julio de 2014 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR <sub>BTS_m</sub>	114.66	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
CACYR <sub>BTD-BTH_m</sub>	343.99	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTD, BTDFP, BTH.
CACYR <sub>MTD-MTH_m</sub>	1,031.97	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTH.

- 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 febrero de dos mil catorce.

PUBLÍQUESE.-

Licenciada Carmen Urizar Hernández  
Presidente



Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova  
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar  
Director

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

(372323-2)-30-enero



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### RESOLUCIÓN CNEE-28-2014

Guatemala, 27 de enero de 2014

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 las mismas.

**CONSIDERANDO:**

Que la Ley General de Electricidad, en los artículos 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61 y 76 de la misma ley, estipulan que las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión; 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, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad, estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años; y siendo el caso que el actual pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, vence el treinta y uno de enero de dos mil catorce, es necesario poner en vigencia uno nuevo.

**CONSIDERANDO:**

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

**CONSIDERANDO:**

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante Resolución CNEE-26-2014 de fecha veintisiete de enero de dos mil catorce, aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, 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 las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atiende la Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, en adelante "La Distribuidora", para el periodo comprendido del uno de febrero de dos mil catorce al treinta y uno de enero de dos mil diecinueve, 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 (medidor, transformadores de corriente, transformadores de tensión, conectores, cable de acometida, etc.) serán suministrados por la Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto todas las instalaciones interiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, salvo que los mismos sean causados por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando cuadrilla que instaló y personal de la distribuidora responsable de la instalación.
5. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión, para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación, en períodos mayores a los anteriormente establecidos.
6. 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 ejecutar 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 facturaciones, 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.

7. 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.
8. 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.
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 las tarifas y relacionados directamente con el suministro.
11. Conforme lo establecido en el artículo 105 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se establece el costo de falla que debe ser considerado en el cálculo de las indemnizaciones a usuarios finales de distribución cuando se superen los indicadores de calidad indicados en la Normas Técnicas del Servicio de Distribución - NTSD, este costo será de diez (10) veces la tarifa BTS vigente en la ciudad de Guatemala a la fecha de referencia, correspondiente al primer día del período de control.
12. 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**

13. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, los precios base son los que resultan de la aplicación de la Resolución CNEE-79-2013 y de los ponderadores de energía que se aprueban en

este pliego, estos estarán vigentes para el período del 01 febrero de 2014 al 30 abril del 2014 y serán los siguientes:

Precio	Valores Base	Unidades	Definición
PPSTTS	57.642408	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.479752	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

**COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD**

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	63.231088	Q/kW- mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	14.809053	Q/kW- mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

**CARGOS BASE DE CONSUMIDOR**

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTS <sub>0</sub>	8.355547	Q / Usuario - mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Tarifa Social

**PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)**

16. Los Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estu-  
Tarifario son los siguientes:

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.108676	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.041243	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	1.167470	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.167470	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, coincidente con Red de Media Tensión
FPPMT	1.061531	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPPBT <sub>TS</sub>	1.167470	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión, Tarifa Social
FPPMT <sub>TS</sub>	1.061531	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión, Tarifa Social

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

Categoría	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	432.323619	1.000000	0.999855

18. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E <sub>BTSS</sub>	31.426489%	47.706243%	20.867268%

19. Factores de Ajuste de Potencia

Factor	Valor	Descripción
ALFA	0.977056	Proporción del VAD que se recuperará a través del cargo por potencia contratada
FAPot	0.925179	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FAPotTS	0.925179	Factor de Ajuste de Potencia, Tarifa Social
FABT	1.123203	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.123203	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

**ESTRUCTURA TARIFARIA**

20. Cargo Fijo:

CARGO FIJO POR USUARIO (CFBTS<sub>u</sub>)

$$CFBTS_u = CFBTS_0 * FACF_{BT}$$

21. Tarifa Social (BTSS):

CARGO UNITARIO POR ENERGÍA (CE)

$$CE_{BTSS} = PESTTS \cdot FPEBT \cdot FPPEMT + PPSTTS \cdot FAPoITS \cdot \frac{FCRedMT_{BTSS}}{NHU_{BTSS}} \cdot FPPBTSS \cdot FPPMTTS + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot \frac{FCRedBT_{BTSS}}{NHU_{BTSS}} \cdot FPPBT + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSS}}{NHU_{BTSS}} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT + AT_n$$

**22. 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.

$$CACYR_{BTSS_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTSS_o}$$

Donde:

<b>CACYR<sub>BTSS,m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
<b>CACYR<sub>BTSS,o</sub></b>	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
<b>CACYR<sub>BTSS,o</sub></b>	106.18	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social.

**FÓRMULAS DE AJUSTE**

**23. 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:

<b>CCPR<sub>n</sub></b>	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.
<b>CP<sub>i</sub></b>	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:

<b>CCER<sub>n</sub></b>	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.
<b>CE<sub>i</sub></b>	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:

<b>APP<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
<b>CCPR<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
<b>EF<sub>i+1</sub></b>	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).
<b>PTP<sub>i+1</sub></b>	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.
<b>PFP<sub>i+1</sub></b>	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:

<b>APE<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
<b>CCER<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
<b>EF<sub>i+1</sub></b>	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).
<b>PTE<sub>i+1</sub></b>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1.
<b>PFE<sub>i+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

<b>APO<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Otros Costos Reales en el trimestre n correspondientes a la Tarifa Social
<b>COR<sub>n</sub></b>	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:

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

Donde:

<b>SNA<sub>n</sub></b>	Saldo No Ajustado en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social
<b>n-1</b>	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:

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

**24. 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:

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

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

Donde:

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

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

Donde:

<b>PRE<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No Sociales, en el trimestre n
<b>CED<sub>n</sub></b>	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales, compradas en el trimestre n por la Distribuidora
<b>ntarTOT</b>	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).
<b>EF<sub>i,i+1</sub></b>	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).
<b>PTE'<sub>i,i+1</sub></b>	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 $PTE'_{i,i+1}$ radica en que en para $PTE'_{i,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

$$MPAE^{TS}_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i,i+1} \cdot PTE'_{i,i+1} \cdot PE_i)$$

Donde:

<b>MPAE<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>EF<sub>i,i+1</sub></b>	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)
<b>PTE'<sub>i,i+1</sub></b>	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 $PTE_{i,i+1}$ radica en que para $PTE'_{i,i+1}$ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como ( $PTE_{i,i+1} - 1$ )
<b>PE<sub>i</sub></b>	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  $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = 0$
- Si  $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n > 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$

**25. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas**

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

$$APPNR^{TS}_n = MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n$$

Donde:

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

$$MPRP^{TS}_n = CCPR^{TS}_n \cdot PRP_n$$

Donde:

<b>MPRP<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>CCPR<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	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.

$$PRP_n = \left( \frac{CPD_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{i,i+1} \cdot PTP'_{i,i+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{i,i+1} \cdot PTP'_{i,i+1})}{CPD_n} \right)$$

Donde:

<b>PRP<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
------------------------	---

<b>CPD<sub>n</sub></b>	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 las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
<b>ntarD</b>	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
<b>DF<sub>i,i+1</sub></b>	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)
<b>PTP'<sub>i,i+1</sub></b>	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 Sociales). La diferencia con $PTP'_{i,i+1}$ radica en que para $PTP'_{i,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
<b>ntarTOT</b>	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTSS).
<b>EF<sub>i,i+1</sub></b>	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).

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

Donde:

<b>MPAP<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en trimestre n
<b>EF<sub>i,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>PTP'<sub>i,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con $PTP_{i,i+1}$ radica en que para $PTP'_{i,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como ( $PTP_{i,i+1} - 1$ )

<b>PP<sub>i</sub></b>	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 APP <sub>n</sub> y las demandas máximas consideradas en CPD
-----------------------	--

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

- Si  $MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = 0$
- Si  $MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n > 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n$

**26. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)**

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

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

Donde:

<b>FACD<sub>BT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
<b>PD<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 49.00%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 51.00%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2011, igual a 106.20
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1

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

Donde:

<b>FACD<sub>MT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
<b>PD<sub>CD,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 43.78%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CD,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 56.22%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2011, igual a 106.20
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
<b>Cuota</b>	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
<b>CDMT</b>	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
<b>Dmax<sub>m,MT</sub></b>	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de La Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste; ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + Ap_N}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{Ai} \frac{1 + Ai_N}{1 + Ai_0}$$

Donde:

<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>FP<sub>Ap</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.60%
<b>Ap<sub>N</sub></b>	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
<b>Ap<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 15.0%
<b>FP<sub>Ac</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.45%
<b>Ac<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
<b>Ac<sub>0</sub></b>	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%
<b>FP<sub>Ah</sub></b>	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.76%
<b>Ah<sub>N</sub></b>	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
<b>Ah<sub>0</sub></b>	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 5.0%
<b>FP<sub>Ae</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.00%
<b>Ae<sub>N</sub></b>	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
<b>Ae<sub>0</sub></b>	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%
<b>FP<sub>Ai</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 36.19%
<b>Ai<sub>N</sub></b>	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
<b>Ai<sub>0</sub></b>	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%

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

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

Donde:

<b>FACF<sub>BT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
<b>PD<sub>CF,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 28.37%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
<b>PIPC<sub>CF,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 71.63%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
<b>K<sub>CF,N</sub></b>	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

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

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

Donde:

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

**29. 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:

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

Donde:

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

**AJUSTES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013**

**30. Ajuste Trimestral, Trimestre Febrero - Abril 2014:**

De acuerdo a lo establecido en la Resolución CNEE-2-2014 de fecha 14 de enero de 2014, el Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de febrero al 30 de abril de 2014, es de:

	Valor	Unidades	Definición
<b>AT<sub>n</sub></b>	0.018100	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

**31. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de diciembre 2013:**

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de diciembre de 2013, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
<b>FACD<sub>BT</sub></b>	1.042638	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de diciembre de 2013
<b>FACD<sub>MT</sub></b>	1.211295	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de diciembre de 2013
<b>FACF<sub>BT</sub></b>	1.058306	Factor de Ajuste de CFBS <sub>0</sub> al 31 de diciembre de 2013
<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	1.079849	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de diciembre de 2013

Estos factores estarán vigentes para el periodo comprendido del 01 de febrero de 2014 al 31 de julio de 2014.

**PLIEGO TARIFARIO PERÍODO DEL 1 DE FEBRERO AL 30 DE ABRIL 2014**

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo Unitario por Consumidor	8.842726	Q /usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.982495	Q /kWh

32. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de febrero al 30 de abril de 2014, por la Distribuidora es de:

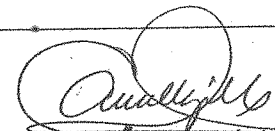
Tasa de interés por mora	1.074206%
--------------------------	-----------


33. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del 01 de febrero de 2014 al 31 de julio de 2014 son los siguientes:

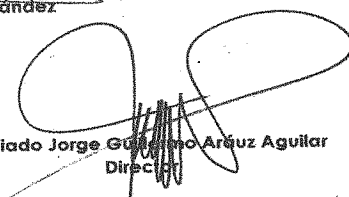
CACYR BTSS_m	Valor	Unidad
	114.66	Quetzales


- 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. La presente resolución, entrará en vigencia el uno de febrero de dos mil catorce.


PUBLÍQUESE.-

  
 Licenciada Carmen Urizar Hernández  
 Presidente

  
 Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova  
 Directora

  
 Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar  
 Director

  
 Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés  
 Secretario General

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

(372322-2)-30-enero



**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**RESOLUCIÓN CNEE-29-2014**

Guatemala, 27 de enero de 2014

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**CONSIDERANDO:**

Que el Artículo 4 del decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, establece que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos, en materia de su competencia; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, definir las tarifas de distribución y la metodología para el cálculo de las mismas; así como emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico.

**CONSIDERANDO:**

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, debe definir la metodología para determinar las pérdidas de potencia o consumo de los balastos o de las lámparas de alumbrado público en su conjunto, y en tanto se defina dicha metodología, se debe aprobar el cálculo para determinar el consumo mensual de energía de las lámparas de alumbrado público, de Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu.

**POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en ejercicio de las funciones que le confiere el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96, del Congreso de la República, y con base en lo considerado.

**RESUELVE:**

- I. Aprobar el cálculo inicial para determinar el consumo mensual de energía de las lámparas de alumbrado público de Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, según la siguiente fórmula:

$$\text{Consumo de energía mensual de lámparas de AP (en kWh)} = \frac{P_{\text{bombilla}} \times 3.142104 \times 12 \times \text{días}}{1000}$$

Donde:

$P_{\text{bombilla}}$  = Potencia de la bombilla (en Watts o Vatios).  
 días = Numero del días del mes a determinar la energía consumida (correspondiente al mes anterior a la fecha de facturación).

- II. La presente resolución, entra en vigencia a partir del 1 de febrero de 2014 y tendrá vigencia hasta que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica defina la metodología general para determinar el consumo de Lámpara de Alumbrado Público, incluyendo sus pérdidas.

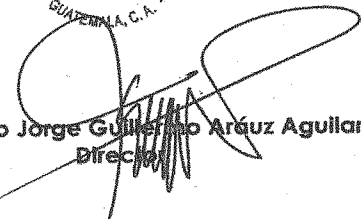
III. PUBLÍQUESE.-



Licenciada Carmen Urizar Hernández  
 Presidente



  
 Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova  
 Directora

  
 Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar  
 Director

  
 Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés  
 Secretario General

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

(372321-2)-



**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**RESOLUCIÓN CNEE-30-2014**

Guatemala, 27 de enero de 2014

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**CONSIDERANDO:**

Que la Ley General de Electricidad Decreto No. 93-96 del Congreso de la República Guatemala, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, otras, cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos, en materia de su competencia velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, así como definir las tarifas de transmisión su regulación.

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 59 de la Ley General de Electricidad, preceptúa que están su regulación los precios de los peajes a que están sometidas las líneas de transformación de transformación e instalaciones de distribución; en los casos en que exista acuerdo entre las partes, los peajes serán determinados por la Comisión, de acuerdo a las disposiciones de la ley y su reglamento. Y el artículo 64 de la Ley General de Electricidad, preceptúa que el uso de las instalaciones de transmisión y transform principal y secundarios devengarán el pago de peajes a su propietario y que los serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo se aplicarán los peajes determine la Comisión, oyendo al o los propietarios de los sistemas de transmisión distribución involucrados y al Administrador del Mercado Mayorista, apegado estrictamente al procedimiento descrito en la Ley General de Electricidad Reglamento.

**CONSIDERANDO:**

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, mediante resolución CNEE-147-2013 valores máximos del Peaje del Sistema Secundario de Transporte, los cuales modificados por medio las resoluciones CNEE-199-2013, CNEE-229-2013 y CNEE-29 por lo que la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica de INDE -ETCEE-, que se modificara el Peaje que le fuera asignado, en virtud de nuevas instalaciones puestas en operación comercial, motivo por el que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en cumplimiento de lo establecido en la legislación nacional, solicitó al Administrador del Mercado Mayorista su pronunciamiento respecto a la solicitud re por la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica de INDE manifestándose oportunamente al respecto.