



RESOLUCION No. CNEE-58-2005

Guatemala, 28 de abril de 2005

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, le corresponde entre otras funciones definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, así como la metodología para el cálculo de las mismas. La misma ley en los artículos 6 y 59 y el Reglamento en el artículo 1, establecen que están sujetos a regulación tanto la calidad, como los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo de 100 kilovatios (kW).

CONSIDERANDO:

Que el servicio de Distribución Final de energía eléctrica, es un servicio regulado que debe prestarse en condiciones de calidad y precios aprobados previamente por la Comisión, que es a quien compete definir las tarifas de distribución y la metodología para el cálculo de las mismas y de conformidad con los artículos 61 y 76 de la Ley General de Electricidad, dichas tarifas deben ser determinadas a través de adicionar los componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre Generadores y Distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución, con los componentes de costos eficientes de distribución; Tarifas que deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 74, 76, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, conforme el procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma, teniendo la facultad la Comisión de disponer que diversos distribuidores contraten un solo estudio, si las densidades de distribución son parecidas y utilizar un solo VAD para la determinación de las tarifas de todas las empresas. Calificadas en un mismo grupo. El VAD será utilizado juntamente con los precios de adquisición de energía para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; metodología para determinación de las tarifas que será revisada por la Comisión cada cinco (5) años. El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 80 estipula que la Comisión aprobará por resolución, para cada Empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los consumidores regulados en la zona que se le autorizó prestar el servicio.

CONSIDERANDO:

Que la Distribuidora ha omitido efectuar los estudios previos a que se refiere el marco regulatorio, motivo por el cual para dar efectivo cumplimiento a la Ley General de Electricidad y sus reglamentos se aplica el segundo párrafo del artículo 74 de la Ley General de Electricidad, en el sentido que el grupo de empresas eléctricas municipales, constituyen núcleos urbanos de características similares, lo cual ha quedado demostrado con los estudios que se han efectuado a las empresas eléctricas municipales de Zacapa, Jalapa y Gualán. Por lo que para establecer el VAD de la Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, del departamento de El Progreso, se usa un VAD promedio del resultado de los estudios tarifarios de las empresas antes mencionadas. Así mismo, se utilizan los factores de expansión de pérdidas y factores de caracterización de carga utilizados en el estudio de la Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa, del departamento del Jalapa.

CONSIDERANDO:

Que la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, Decreto 96-2000 del Congreso de la República, 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 y normativa vigente; estableciéndose que 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 el artículo 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, establece que en ningún caso la actividad de Distribución final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente. Dada la circunstancia en la que una distribuidora no cuente con un pliego tarifario, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitir y poner en vigencia un pliego tarifario de manera inmediata, de forma que se cumpla con el principio ya enunciado. Presupuesto que debe cumplirse en el caso de mérito, en virtud que la Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, del departamento de El Progreso, ha venido prestando el servicio de distribución final sin un pliego tarifario aprobado por esta Comisión.

POR TANTO:

Con base en lo considerado, leyes citadas y en el ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad.

RESUELVE:

- I. Aplicar para la fijación de las tarifas los estudios tarifarios aprobados para las Empresas Eléctricas Municipales de Zacapa, Jalapa y Gualán.
- II. Fijar para el quinquenio comprendido del 01 de mayo de 2005 al 30 de abril de 2010 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 fuera de Tarifa Social y dentro de Tarifa Social, en adelante Usuarios, que atiende Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, del departamento de El Progreso, en adelante La Distribuidora, así:

A. CONDICIONES GENERALES

1. Se reconoce como Usuario al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
2. Para efectos del pliego tarifario, los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres categorías: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a once kilovatios (11kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de Potencia es mayor de once (11) y menor ó igual a cien (100)

kilovatios (kW); y c) Usuarios con servicio en baja tensión, media tensión y alta tensión cuya demanda de potencia sea mayor a 100 kilovatios (kW) quienes no están sujetos a regulaciones de precio de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

3. Para los Usuarios de la categoría a), La Distribuidora les aplicará la tarifa simple (BTS), que comprende los usuarios cuya demanda de potencia sea hasta 11 kW. Los Usuarios de la categoría b), aquellos con demanda de potencia superior a 11 kW, podrán elegir libremente su propia tarifa, dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión, descritas más adelante, respetando las limitaciones establecidas para cada caso y dentro del nivel de tensión que le corresponda.
4. En el caso que el Usuario no pueda determinar la tarifa adecuada a su tipo de consumo de energía eléctrica y no cuente en su instalación con los equipos de medición adecuados para verificar la demanda horaria de potencia. La distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente más beneficios para el consumidor, con base a las características del consumo del mismo, dentro de las tarifas BTDp, BTD, MTDp y MTD.

Al Usuario que cuente con equipo de medición que registre demandas de potencia horarias, se les aplicará las tarifas BTH o MTH según corresponda, para este tipo de Usuario la determinación de participación o no dentro de la punta se realizará basándose en los registros reales de medición.

5. El horario de punta diario es de 18:00 a 22:00 horas o el que en el futuro determine la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
6. Se entenderá como un Usuario con participación en la punta, cuando el cociente entre la demanda media de potencia del Usuario y su Potencia contratada, mencionada anteriormente, sea mayor o igual a 0.6. Para este efecto la demanda media de potencia se determinará como el promedio de consumo de energía eléctrica mensual (kWh-mes), en los meses que correspondan a las tres demandas más altas mencionadas anteriormente, dividido por el promedio del número de horas de los meses correspondientes.
7. La Distribuidora aplicará la potencia contratada que haya convenido contractualmente con el cliente, quien podrá solicitar su actualización a partir de dicha declaración. Si el Usuario lo solicitase, la Distribuidora esta obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre su demanda histórica hasta los últimos seis meses. Una vez actualizado el valor de la potencia contratada, este no podrá modificarse durante un período de seis meses. Pasado dicho período el cliente podrá solicitar a la distribuidora la modificación de su demanda, quien está obligada a aplicar, en este caso las nuevas condiciones que tendrán siempre una vigencia obligada mínima de seis meses y hasta por el plazo que las partes estimen conveniente.
8. El exceso de potencia máxima sobre la potencia contratada será penalizado de acuerdo a las Normas Técnicas del servicio de distribución NTSD-.
9. La reclasificación de la tarifa se podrá realizar en cualquier momento, en los siguientes casos: a) A requerimiento del Usuario, cuando considere que la tarifa que le aplica La Distribuidora no es la adecuada, solicitud que deberá presentar bajo Juramento; y b) La que podrá efectuar la Distribuidora en caso que detecte el cambio de las características

en el consumo por parte del Usuario, en cuyo caso deberá demostrar este extremo en forma fehaciente. En todo caso, tanto el Usuario como la Distribuidora están obligados a comprobar los extremos del párrafo anterior.

10. La opción tarifaria acordada, entre el Usuario y la Distribuidora regirá para un período mínimo de doce meses, contados a partir de la suscripción del contrato correspondiente, salvo acuerdo en contrario o reclasificación por comportamiento en el consumo o por solicitud del usuario.
11. Un Usuario con servicio conectado en media tensión podrá requerir que su consumo sea medido en baja tensión, debiendo aceptar que a los cargos por energía y potencia de la tarifa correspondiente en media tensión se les realice un recargo por pérdidas de transformación, equivalente al uno por ciento (1%) de los mismos; siempre y cuando no cuente con el equipo de medición adecuado que pueda ser programado para que se realice en forma automática la compensación de pérdidas.
12. Cuando el consumo de energía eléctrica de un Usuario tenga un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, a los cargos por energía y potencia de la tarifa correspondiente, se les hará un recargo equivalente al uno por ciento (1%) del valor de los mismos, por cada centésima (0.01) en que dicho factor baja del límite establecido en la normativa.
13. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de un (1) año y que, de prolongarse, deberá ser remplazado por un servicio permanente. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, iluminaciones de plazas o escenarios en eventos especiales, etc. 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 podrá 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.
14. La acometida y todos los equipos de medición serán suministrados por La Distribuidora, sin costo para el Usuario. Todas las instalaciones interiores, a partir de este punto, 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 el Usuario queda exonerado. Cualquier gasto derivado de cambios, remoción y traslado de las instalaciones eléctricas serán sufragados por el interesado o por quien las origine.
15. Para efectos de facturación, el período del servicio será mensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. Otros casos especiales de períodos diferentes de lectura, facturación o estimación deberán ser sometidos a la aprobación previa de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
16. La Distribuidora podrá cobrarle intereses por mora a aquellos usuarios que tuvieran pendiente el pago de una factura después de treinta días de la fecha de emisión de la misma. La tasa de interés será publicada por la Comisión en cada ajuste trimestral calculándola con base a la tasa de interés activa promedio ponderada del trimestre de

compras publicada por el Banco de Guatemala. Estableciéndose un valor inicial de interés por mora del 1% mensual. No se podrá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.

17. El pago de las facturas se podrá realizar en los lugares contratados o designados para el efecto por la Distribuidora. Esta información deberá ser incluida en el requerimiento de cobro.
18. Para el alumbrado público y alumbrado exterior, la energía se calculará como la sumatoria de multiplicar el vatiaje del bulbo de cada lámpara por doce (12) horas de uso diarias.

La tarifa de alumbrado público únicamente incluye el costo de abastecimiento de energía; los costos de inversión, operación y mantenimiento del servicio de alumbrado público serán por cuenta del Municipio, y los del alumbrado exterior particular serán por parte del interesado.

19. 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 conformidad con la Ley de la Tarifa Social para El Suministro de Energía Eléctrica. Se reconoce como usuario de tarifa social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un período de facturación mensual o consuma un promedio diario de hasta 10 kWh.

20. Definiciones de los cargos:

- **Cargo fijo por Consumidor:** Es un cargo correspondiente a los costos administrativos de la Distribuidora relacionados con la comercialización de la electricidad.
- **Cargo unitario por energía:** Es un cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del Usuario.
- **Cargo unitario por Potencia de punta:** Es el cargo aplicado a la Potencia demandada por el Usuario en el horario de punta. Correspondientes a la potencia máxima integrada en períodos sucesivos de 15 minutos medidos en el horario de punta.
- **Cargo unitario por Potencia contratada:** Es el cargo relacionado con la Potencia que el Usuario contrata con la Distribuidora.
- **Cargo unitario por Potencia máxima:** Es el cargo aplicado al valor más alto de las potencias integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante las 24 horas de cada día del mes.

Para efectos de facturación se distinguen entre los cargos atribuibles a las actividades de generación y transporte y aquellos cargos atribuibles a la actividad de distribución.

B. PRECIOS BASE Y CONSTANTES

21. Los precios base iniciales de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución son los siguientes:

| | | |
|-----------------------------------|---------------------|----------------|
| Precio Base Inicial de Energía TS | PBE _{TS,0} | 0.213982 Q/kWh |
|-----------------------------------|---------------------|----------------|

| | | |
|--|----------------------|----------------------|
| Precio Base Inicial de Potencia TS | PBP _{TS,0} | 57.192152 Q/kW - mes |
| Precio de Base Inicial de Energía TNS | PBE _{TNS,0} | 0.213982 Q/kWh |
| Precio de Base Inicial de Potencia TNS | PBP _{TNS,0} | 57.192152 Q/kW - mes |

22. Los precios base por uso de la red, Valores Agregados de Distribución (VAD), según el nivel de tensión son los siguientes:

| | | |
|---|---------------------|--------------------|
| Valor Agregado de Distribución en Media Tensión | VAD MT ₀ | 28.4941 Q/kW - mes |
| Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión | VAD BT ₀ | 55.0675 Q/kW- mes |

23. Los valores base de Cargo Fijo por Consumidor son los siguientes:

| | | |
|--|----------------------|--------------------------|
| Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BTS | CFBTS ₀ | 7.614739 Q-Cliente mes |
| Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BTDP | CFBTDP ₀ | 244.305433 Q-Cliente mes |
| Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BTDFP | CFBTDFP ₀ | 244.305433 Q-Cliente mes |
| Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BTH | CFBTH ₀ | 246.311367 Q-Cliente mes |
| Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa MTDp | CFMTDP ₀ | 244.305433 Q-Cliente mes |
| Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa MTDfp | CFMTDFP ₀ | 244.305433 Q-Cliente mes |
| Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa MTH | CFMTH ₀ | 246.311367 Q-Cliente mes |
| Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BTS Social | CFTS ₀ | 7.614739 Q-Cliente mes |

24. Los factores de expansión de pérdidas son los siguientes:

| FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA | | |
|---|--------|----------|
| Factores de Expansión de Pérdidas Potencia en Media Tensión | FEPPMT | 1.038500 |
| Factores de Expansión de Pérdidas Potencia en Baja Tensión | FEPPBT | 1.113500 |

| FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA | | |
|--|--------|----------|
| Factores de Expansión de Pérdidas Energía en Media Tensión | FEPEMT | 1.041200 |
| Factores de Expansión de Pérdidas Energía en Baja Tensión | FEPEBT | 1.141700 |

25. Constantes:

| Factores de Coincidencia de la Distribuidora | |
|--|-----|
| Factor de Punta (Fpta) | 0.9 |
| Factor Fuera Punta (Ffpta) | 0.5 |

| Factores de Coincidencia en Punta en MT | |
|---|-------|
| F1MTP | 0.800 |
| F2MTP | 0.800 |
| F3MTP | 1.000 |

| Factores de Coincidencia fuera Punta en MT | |
|--|-------|
| F1MTFP | 0.450 |
| F2MTFP | 0.600 |
| F3MTFP | 1.000 |

| Factores de Coincidencia en Punta en BT | |
|---|-------|
| F1BTP | 0.800 |
| F2BTP | 0.800 |
| F3BTP | 1.000 |

| Factores de Coincidencia fuera Punta en BT | |
|--|-------|
| F1BTFP | 0.450 |
| F2BTFP | 0.600 |
| F3BTFP | 1.000 |

| | |
|--|-----|
| Número Horas Uso Tarifa BTS - NHU BTS | 342 |
| Número de Horas de Uso TS - NHU BTSS | 342 |
| Numero de Horas de Uso Alumbrado Público NHUAP | 365 |

26. CONSTANTES DE VAD

| Valores de Punta | | VAD Asignado | |
|------------------|------|--------------|-------|
| VADMTP | BTSS | 0.00157 | Q/kWh |
| VADMTP | BTS | 0.00153 | Q/kWh |
| VADMTP | BTB | 0.14125 | Q/kW |
| VADMTP | BTDP | 0.33481 | Q/kW |
| VADMTP | AP | 0.00143 | Q/kWh |
| VADMTP | MTD | 0.14125 | Q/kW |
| VADMTP | MTDP | 0.33481 | Q/kW |
| VADMTP | BTH | 0.47083 | Q/kW |
| VADMTP | MTH | 0.47083 | Q/kW |
| VADBTP | BTSS | 0.00325 | Q/kWh |
| VADBTP | BTS | 0.00318 | Q/kWh |
| VADBTP | BTB | 0.29340 | Q/kW |
| VADBTP | BTDP | 0.69547 | Q/kW |
| VADBTP | AP | 0.00298 | Q/kWh |
| VADBTP | BTH | 0.97800 | Q/kW |

| Valores Fuera de Punta | | VAD Asignado | |
|------------------------|------|--------------|-------|
| VADMTFP | BTSS | 0.05726344 | Q/kWh |
| VADMTFP | BTS | 0.0559 | Q/kWh |
| VADMTFP | BTB | 19.1260 | Q/kW |
| VADMTFP | BTDP | 19.1260 | Q/kW |
| VADMTFP | AP | 0.0524 | Q/kWh |
| VADMTFP | MTD | 19.1260 | Q/kW |
| VADMTFP | MTDP | 19.1260 | Q/kW |
| VADMTFP | BTH | 19.1260 | Q/kW |
| VADMTFP | MTH | 19.1260 | Q/kW |
| VADBTFP | BTSS | 0.1189 | Q/kWh |
| VADBTFP | BTS | 0.1162 | Q/kWh |
| VADBTFP | BTB | 39.7287 | Q/kW |
| VADBTFP | BTDP | 39.7287 | Q/kW |
| VADBTFP | AP | 0.1088 | Q/kWh |
| VADBTFP | BTH | 39.7287 | Q/kW |

C. FORMULAS DE AJUSTE

27. **AJUSTE TRIMESTRAL** Las fórmulas de ajuste periódico que aplicará La Distribuidora al cargo por la energía a la entrada de la distribución, se calcularán tanto para la aplicación de tarifa social, como para las tarifas fuera de la tarifa social, por lo que en adelante aparezca como un subíndice TNS-TS, se entenderá dicha aplicación para ambas tarifas. El ajuste trimestral se calculará como la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio calculado inicialmente, para ser trasladado como cargo por energía al Usuario final, conforme lo siguiente:

$$PPR_n = \sum_{i=1}^3 P_{Pot,i} \times Q_{Pot,i} \quad PPER_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{S_{CTNS-TS}} (P_{ENER,g,i} \times Q_{ENER,g,i})$$

$$APP_n = PPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{n_{tar}} (DF_{t,i+1} \times PTP_{t,i+1} \times PP_{N,i+1}^{TNS-TS})$$

$$APE_n = PPER_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{n_{tar}} (EF_{TNS-TS,i,i+1} \times PTE_{t,i+1} \times PE_{N,i+1}^{TNS-TS})$$

$$APOCR_n = OCR_n$$

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APOCR_{n-1} + CNEE_{n-1} + SNA_{n-1} - AT_{TNS-TS,n-1} \times \sum_{j=1}^3 EF_{TNS-TS,j,i+1}$$

$$CuotaCNEEn = \sum_{i=1}^3 EnergíaDist_i^n \times \frac{EDF_{TNS-TS,i}^n}{EDF_{TNS-TS,i}^n + EDF_{TS,i}^n} \times 0.003 \times Tarifa Residencial$$

Donde:

| | |
|---------------------------------------|---|
| PPR _n | : Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n . |
| P _{POT,i} | : Precios de compra de potencia para el mes i . |
| Q _{Pot,i} | : Cantidades de potencia compradas en el mes i . |
| PPER _n | : Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n . |
| P _{ENER,g,i} | : Precios de compra de energía, spot o contractuales g , para el mes i |
| Q _{ENER,g,i} | : Cantidades de de energía compradas, spot o contractuales g , para el mes i . |
| APP _n | : Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n . |
| DF _{i,t} | : Demanda facturada en kW en el mes i+1 en cada categoría tarifaria t |
| PTP _t ^{TNS-TS} | : Parámetros tarifarios aplicados para la recuperación de costos de potencia en cada categoría tarifaria t |
| PP _{N,i+1} ^{TNS-TS} | : Precio base de Potencia de Tarifa No Social y Tarifa Social del año estacional N correspondiente y aplicado en la facturación en el mes i+1 en cada categoría tarifaria t . |
| APE _n | : Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n . |
| EF _{TNS-TS,t,i+1} | : |
| PTE _{t,i} | : Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía para la recuperación de costos de energía en cada categoría tarifaria t |
| PE _{N,i+1} ^{TNS-TS} | : Precio base de energía de Tarifa No Social y Tarifa Social del año estacional N correspondiente y aplicado en la facturación en el mes i+1 en cada categoría Tarifaria t . |
| APOCR _n | : Ajuste por Pago de otros costos reales en el trimestre n |
| OCR _n | : Otros costos reales en trimestre n , que en base a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, apruebe la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. De acuerdo a lo establecido en el artículo 88 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se incluyen dentro de este concepto las cuotas al Administrador del Mercado Mayorista. |
| SNA _n | : Saldo no ajustado al trimestre n |
| AT _{TNS-TS,n-1} | : Se refiere al Ajuste Trimestral de tarifa No Social y Tarifa Social calculado en el Ajuste trimestral inmediato anterior y aplicado en la facturación de los meses i+1 . |
| CuotaCNEEn | : Monto pagado a CNEE durante el trimestre n en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad. Estos montos deberán compararse en el siguiente ajuste con los realmente pagados por la distribuidora en el trimestre en cuestión y efectuar los ajustes correspondientes incluyéndolo en el SNA. |
| $\sum_{i=1}^3 EnergíaDist_i^n$ | : Cantidad Total de energía en kWh distribuida por la Distribuidora en cada mes i del trimestre n , la cual es igual a la energía demandada a la entrada de la red. |
| Tarifa residencial | : Tarifa Residencial de la ciudad de Guatemala Vigente durante el mes i |
| $\sum_{i=1}^3 EDF_{TNS,i}^n$ | : Total de energía en kWh de Tarifa No Social comprada en cada mes i del trimestre n . |

| | |
|-----------------------------|---|
| $\sum_{i=1}^3 EDF_{TS,i}^n$ | : Total de energía en kWh de Tarifa Social comprada en cada mes i del trimestre n . |
| Subíndice n | : Se refiere al trimestre de compras n considerado. |
| Subíndice $n-1$ | : Se refiere al trimestre anterior al trimestre n de compras que esta siendo considerado. |
| Subíndice i | : Se refiere a cada mes i de compras del trimestre n considerado. |
| Subíndice $i+1$ | : Corresponde al mes siguiente al mes i de compras. |
| ntar | : Tipos de tarifas existentes |

De donde

$$AT_{TNS-TS, n+1} = \frac{APP_n + APE_n + APOCR_n + CNEE_{n+1} + SNA_n}{\sum EF_{TNS-TS}^{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{\sum EF_{TNS-TS}^{n+1}}$$

| | |
|--------------------|--|
| $AT_{TNS-TS, n+1}$ | : Ajuste de Tarifa No Social y Tarifa Social a aplicarse en el trimestre de facturación $n+1$ |
| $\sum EF_{TNS-TS}$ | : Proyección de energía de Tarifa No Social y Tarifa Social para el trimestre de facturación $n+1$. |
| MR_{n+1} | : Monto a recuperar en el trimestre de facturación $n+1$. |
| Subíndice $n+1$ | : Se refiere al siguiente trimestre de facturación. |

28. MONTO A DEBITAR TRIMESTRALMENTE POR PERDIDAS DE ENERGIA RECONOCIDA.

Trimestralmente se debitará por concepto de pérdidas el porcentaje de pérdidas semestrales reales de la Distribuidora, de la siguiente manera:

Semestralmente se calculará el porcentaje de pérdidas reales de la Distribuidora, así:

$$\%PREAsem_m = \frac{(CEDtrim_n + CEDtrim_{n-1}) - (EFDtrim_n + EFDtrim_{n-1})}{(CEDtrim_n + CEDtrim_{n-1})}$$

El valor de $\%PREAsem_m$ se usará de referencia para dos trimestres consecutivos.

Donde:

- $\%PREAsem_m$: Porcentaje de pérdidas reales de Energía de la Distribuidora en el semestre m .
- $CEDtrim_n$: Cantidades de energía compradas en el trimestre n por la Distribuidora en **todas** las categorías tarifarias, incluyendo el mercado spot y los contratos vigentes.
- $EFDtrim_n$: Energía Facturada en el trimestre n por la Distribuidora en **todas** las categorías tarifarias.

Posteriormente, deben de compararse las pérdidas reales de energía con las pérdidas reconocidas ($\%PREC_m$), tal como aparece en la tabla siguiente:

| | |
|--------------------------------------|-------------------------------|
| COMPRAS DE POTENCIA Y ENERGIA | $\%PRECsem$ |
|--------------------------------------|-------------------------------|

| CORRESPONDIENTES AL SEMESTRE | | | |
|------------------------------|---|--------|--------|
| May-05 | a | Abr-06 | 26,00% |
| May-06 | a | Abr-07 | 23,50% |
| May-07 | a | Abr-08 | 21,00% |
| May-08 | a | Abr-09 | 18,50% |
| May-09 | a | Abr-10 | 16,00% |

De manera trimestral, y a partir del primer ajuste trimestral, si $\%PREAsem_m \neq \%PRECsem_m$, entonces, se restará el valor de $APPER_n$, calculado del APE del trimestre relacionado. El valor de $APPER_n$ se calculará, conforme a la siguiente formula:

$$APPER_n = Qtrim_n \times (\%PREAsem_m - \%PRECsem_m) \times PM^{TNS-TS}$$

Donde:

$$Qtrim_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{g=1}^{s,c,TNS-TS} Q_{ENER,g,i}$$

| | |
|-----------------------|---|
| APPERn | Ajuste Semestral por Pérdidas |
| Qtrim _n | : Cantidades de energía compradas spot <i>s</i> o contractuales <i>g</i> , en el trimestre <i>n</i> (el trimestre es la sumatoria de los meses consecutivos <i>i</i>) para todas las categorías tarifarias de la Distribuidora excluyendo la Tarifa Social (para el caso de Tarifa No Social) y cantidades de energía compradas spot <i>s</i> o contractuales <i>g</i> , en el trimestre <i>n</i> (el trimestre es la sumatoria de los meses consecutivos <i>i</i>), para la Tarifa Social. |
| %PREAsem _m | : Porcentaje de Pérdidas Reales en el semestre <i>m</i> . |
| %PRECsem _m | : Porcentaje de Pérdidas Reconocidas en el semestre <i>m</i> , de acuerdo a tabla aprobada por la CNEE. |
| PM ^{TNS-TS} | : Precio Monómico de Compras para las Tarifas No Sociales y Tarifa Social, calculado como la suma de costos de energía y potencia en el trimestre <i>n</i> considerado y dividido entre la energía comprada en el trimestre para este grupo de consumo. |

29. **Ajuste del Valor Agregado de Distribución:** Los Valores Agregados de Distribución, (VAD) se ajustarán semestralmente, a partir del tercer trimestre de la vigencia de este pliego tarifario, mediante las siguientes fórmulas de indexación:

$$FAVAD_{MT,j} = \frac{IPC_j}{IPC_0} \times P_{NT} + \frac{TC_j}{TC_0} \times \sum_{i=1}^T a_{i,T} \times \frac{(1+Ta_{i,j})}{(1+Ta_{i,0})} + \frac{TC_j}{TC_0} \times P_{TS} - X$$

$$FAVAD_{BT,j} = \frac{IPC_j}{IPC_0} \times P_{NT} + \frac{TC_j}{TC_0} \times \sum_{i=1}^T a_{i,T} \times \frac{(1+Ta_{i,j})}{(1+Ta_{i,0})} + \frac{TC_j}{TC_0} \times P_{TS} - X$$

Donde:

- FAVADMT_j : Factor de Ajuste del VAD de Media Tensión para el semestre *j* que corresponda
 FAVADBT_j : Factor de Ajuste del VAD de Baja Tensión para el semestre *j* que corresponda



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

#. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

- IPC₀ : Índice de Precios al Consumidor área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) correspondiente al mes de mayo de 2005).
- IPC_j : Índice de Precios al Consumidor área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) correspondiente a dos meses anteriores al mes inicial del período "j" de facturación, (período de seis meses).
- TC₀ : Tipo de Cambio al 4 de abril de 2004, igual a 7.95587 Q/US\$.
- TC_j : Tipo de Cambio de referencia de venta publicado por el Banco de Guatemala, en su boletín "Información del Mercado Bancario", correspondiente al del último día del mes, de dos meses anteriores al mes inicial del período "j" de facturación, (período de seis meses).
- Ta_{i,0} : Tasa arancelaria del material "i" al mes de mayo de 2005.
- Ta_{i,j} : Tasa arancelaria del material "i" a la fecha del ajuste.
- X : Factor de reducción anual que toma en cuenta el efecto de economías de escala y mejora de eficiencia, aplicable anualmente, en cumplimiento del artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. El valor es igual a cero para la presente fijación tarifaria.

| | PARAMETRO VADPMT VADPBT | Materiales "i" Código SAC | |
|--------------------------------------|--|--------------------------------------|------------|
| P _{NT} | | Postes de Concreto | 6810.99.00 |
| | 42.6% | | |
| | 40.0% | Cable Desnudo de Aluminio | 7614.10.00 |
| a _{postes concreto} | | Equipo Eléctrico | 8535.21.00 |
| | 12.2% | | |
| | 8.0% | Herrajes | 7318 |
| a _{cable aluminio} | | Transformadores | 8504.33.00 |
| | 8.7% | | |
| | 10.0% | Medidores | 9028.30.10 |
| a _{Herrajes} | | | |
| | 2.9% | | |
| | 1.0% | | |
| a _{Equipo eléctrico} | | | |
| | 1.2% | | |
| | 0.0% | | |
| a _{Transformadores} | | | |
| | 0.0% | | |
| | 11.0% | | |
| a _{Medidores} | | | |
| | 0.0% | | |
| | 15.0% | | |
| P _{TS} | | | |
| | 32.3% | | |
| | 15.1% | | |

30. **AJUSTE AL CARGO FIJO.** Los Cargos Fijos por Usuario se ajustarán semestralmente, a partir del tercer trimestre de la vigencia de este pliego tarifario, mediante las siguientes fórmulas de indexación:

$$FACF_j = \frac{IPC_j}{IPC_0} \times 0.85 + \frac{TC_j}{TC_0} \times 0.15$$

Donde

$FACF_j$: Factor de Ajuste del Cargo Fijo para el semestre j que corresponda.

31. **AJUSTE ANUAL:** De acuerdo al artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, los precios base iniciales se ajustarán de acuerdo a los precios medios para el año estacional que corresponda, los cuales calcule el AMM, siguiendo la NCC-11, utilizando las siguientes fórmulas:

$$PE_{TNS-TS,N} = PBE_{TNS-TS,0} * FAPE_{TNS-TS,N} \quad \text{y} \quad PP_{TNS-TS,N} = PBP_{TNS-TS,0} * FAPP_{TNS-TS,N}$$

Donde:

$$FAPE_{TNS-TS,N} = \frac{PBE_{TNS-TS,N}}{PBE_{TNS-TS,0}} \quad \text{y} \quad FAPP_{TNS-TS,N} = \frac{PBP_{TNS-TS,N}}{PBP_{TNS-TS,0}}$$

Donde:

- $PE_{TNS-TS,N}$: Precio Base inicial de Energía para Tarifa No social y Tarifa Social, ajustado para el año estacional N que corresponda.
 $PP_{TNS-TS,N}$: Precio Base inicial de Potencia para Tarifa No social y Tarifa Social I, ajustado para el año estacional N que corresponda.
 $FAPP_{TNS-TS,N}$: Factor de ajuste anual al precio de la potencia para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año t .
 $FAPE_{TNS-TS,N}$: Factor de ajuste anual al precio de energía para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año t .
 $PBP_{TNS-TS,0}$: Precio Base inicial de Potencia para Tarifa No social y Tarifa Social.
 $PBE_{TNS-TS,0}$: Precio Base inicial de Energía para Tarifa No social y Tarifa Social.
 $PBP_{TNS-TS,N}$: Precio Base de Potencia para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año N proporcionado por el AMM, aprobado por CNEE, y corregido por el efecto de las pérdidas reconocidas de acuerdo a los valores promedio de PREC para el año que corresponda.
 $PBE_{TNS-TS,N}$: Precio Base de Energía para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año N proporcionado por el AMM aprobado por CNEE, y corregido por el efecto de las pérdidas reconocidas de acuerdo a los valores promedio de PREC para el año que corresponda.

D. ESTRUCTURA TARIFARIA

- a) **Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en media tensión (MTH).**

- **Cargo por Consumidor (Q-Usuario/mes)**

$$= \text{CFTD} * \text{FACF}_j$$

- **Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)**
 $= \text{PE}_{\text{TNS},N} * \text{FPEMT} + \text{AT}_{\text{TNS},n+1}$
- **Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW)**
 $= \text{PP}_{\text{TNS},N} * \text{FPPMT} * \text{FCP} + \text{FPPMT} * \text{VADMTP}_{\text{MTH}} * \text{FAVADMT}_j$
- **Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW)**
 $= \text{FPPMT} * \text{VADMTP}_{\text{MTH}} * \text{FAVADMT}_j$

b) **Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en baja tensión (BTH).**

- **Cargo por Consumidor (Q-Usuario/mes)**
 $= \text{CFTD} * \text{FACF}_j$
- **Cargo Unitario por Energía Q/kWh**
 $= \text{PE}_{\text{TNS},N} * \text{FPEMT} * \text{FPEBT} + \text{AT}_{\text{TNS},n+1}$
- **Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW)**
 $= \text{PP}_{\text{TNS},N} * \text{FPPMT} * \text{FPPBT} * \text{FCP} + \text{FPPMT} * \text{FPPBT} * \text{VADMTP}_{\text{BTH}} * \text{FAVADMT}_j + \text{FPPBT} * \text{VADBT}_{\text{BTH}} * \text{FAVADBT}_j$
- **Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW)**
 $= \text{FPPMT} * \text{FPPBT} * \text{VADMTP}_{\text{BTH}} * \text{FAVADMT}_j + \text{FPPBT} * \text{VADBT}_{\text{BTH}} * \text{FAVADBT}_j$

c) **Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en media tensión (MTDp)**

- **Cargo por Consumidor (Q-Usuario/mes)**
 $= \text{CFTD}_0 * \text{FACF}_j$
- **Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)**
 $= \text{PE}_{\text{TNS},N} * \text{FPEMT} + \text{AT}_{\text{TNS},n+1}$
- **Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)**
 $= \text{PP}_{\text{TNS},N} * \text{FPPMT} * \text{F12MTP} + \text{FPPMT} * \text{VADMTP}_{\text{MTDP}} * \text{FAVADMT}_j$
- **Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW)**
 $= \text{FPPMT} * \text{VADMTP}_{\text{MTDP}} * \text{FAVADMT}_j$

d) **Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTDp).**

- **Cargo por Consumidor (Q-Usuario/mes)**
 $= \text{CFTD}_0 * \text{FACF}_j$
- **Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)**
 $= \text{PE}_{\text{TNS},N} * \text{FPEMT} * \text{FPEBT} + \text{AT}_{\text{TNS},n+1}$
- **Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)**

$$= PP_{TNS,N} * FPPMT * FPPBT * F12BTP + FPPBT * FPPMT * VADMT_{BTDp} * FAVADMT_j + FPPBT * VADBTP_{BTDp} * FAVADBT_j$$

- **Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW)**

$$= FPPMT * FPPBT * VADMT_{BTDp} * FAVADMT_j + FPPBT * VADBTP_{BTDp} * FAVADBT_j$$

e) **Tarifa con medición de demanda máxima, baja participación en la punta, para Usuarios conectados en media tensión (MTDfp)**

- **Cargo por Consumidor (Q-Usuario/mes)**

$$= CFTD_0 * FACF_j$$

- **Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)**

$$= PE_{TNS,N} * FPEMT + AT_{TNS,n+1}$$

- **Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)**

$$= PP_{TNS,N} * FPPMT * F12MTP + FPPMT * VADMT_{MTDfp} * FAVADMT_j$$

- **Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW)**

$$= FPPMT * VADMT_{MTDfp} * FAVADMT_j$$

f) **Tarifa con medición de demanda máxima con baja participación en la punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTDfp).**

- **Cargo por Consumidor (Q-Usuario/mes)**

$$= CFTD_0 * FACF_j$$

- **Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)**

$$= PE_{TNS,N} * FPEMT * FPEBT + AT_{TNS,n+1}$$

- **Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)**

$$= PP_{TNS,N} * FPPMT * FPPBT * F12BTFP + FPPBT * FPPMT * VADMT_{BTDfp} * FAVADMT_j + FPPBT * VADBTP_{BTD} * FAVADBT_j$$

- **Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW)**

$$= FPPBT * FPPMT * VADMT_{BTDfp} * FAVADMT_j + FPPBT * VADBTP_{BTDfp} * FAVADBT_j$$

g) **Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BTS).**

- **Cargo por Consumidor (Q-Usuario/mes)**

$$= CFTBTS_0 * FACF_j$$

- **Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)**

$$= PE_{TNS,N} * FPEMT * FPEBT + AT_{TNS,n+1} + PP_{TNS,N} * FPPMT * FPPBT * 1/NHUBTS + FPPBT * FPPMT * (VADMT_{BTS} + VADMT_{FP_{BTS}}) * FAVADMT_j + FPPBT * (VADBTP_{BTS} + VADBTP_{FP_{BTS}}) * FAVADBT_j$$

h) **Tarifa de alumbrado público y alumbrado Exterior (AP)**

- **Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)**

$$= PE_{TNS,N} * FPEMT * FPEBT + AT_{TNS,n+1} + PP_{TNS,N} * FPPMT * FPPBT * 1/NHUAP + FPPBT * FPPMT * (VADMT_{AP} + VADMT_{FP_{AP}}) * FAVADMT_j + FPPBT * (VADBTP_{AP} + VADBTP_{FP_{AP}}) * FAVADBT_j$$

i) **Tarifa Social (aplicable a los primeros 100 kWh de consumo):**

- **Cargo por Consumidor (CF) (Q-Usuario/mes)**
 $CF = CFTBTS_0 * FACF_j$
- **Cargo por Energía (CE) Q/kWh**
 $= PE_{TS,N} * FPEMT * FPEBT + AT_{TS,n+1} + PP_{TS,N} * FPPMT * FPPBT * 1/NHUBTSS + FPPBT * FPPMT$
 $* (VADMTP_{BTSS} + VADMTP_{BTSS}) * FAVADMT_j + FPPBT * (VADBTP_{BTSS} + VADBTFP_{BTSS}) * FAVADBT_j$

Aplicación del Cargo de Energía:

La Distribuidora determinará mensualmente el consumo de cada usuario que corresponda a la categoría de Baja Tensión Simple, y cuando dicho consumo mensual cumpla con el criterio de ser menor ó igual a 300 kWh o bien cuando dicho consumo sea menor ó igual a un promedio de 10 kWh diarios, aplicará a la facturación el procedimiento siguiente:

Cargo Fijo: El cargo fijo se debe facturar de acuerdo a lo establecido en esta resolución.

Cargo por energía: El cargo por energía a aplicar a la energía total mensual en kilovatios-hora consumida por el usuario de tarifa social (en adelante denominada CFi), se calculará de la siguiente forma:

Para Cfi ≤ 100 kWh ó 3.33 kWh diarios:

La cantidad de energía consumida (denominada en adelante Ea) será facturada de acuerdo al cargo unitario por energía de tarifa Social aprobado para la distribuidora y sus respectivos ajustes.

Para Cfi > 100 kWh:

La cantidad de energía consumida hasta 100 kWh (denominada en adelante Ea) será facturada de acuerdo al cargo unitario por energía de tarifa social y sus respectivos ajustes. La Energía restante, $E = Cfi - Ea$ será facturada con el cargo por energía de la tarifa BTS aprobada para la distribuidora y sus respectivos ajustes.

En la factura del usuario, se deberá detallar la cantidad de energía, el cargo unitario de energía aplicado y el monto facturado separando la información referente a la facturada bajo el pliego establecido en la presente resolución y sus respectivos ajustes y la cantidad de energía facturada con el cargo unitario de energía de la Tarifa Baja Tensión Simple aprobada para la distribuidora y sus respectivos ajustes.

BLOQUE DE TARIFA SOCIAL: El bloque de consumo que corresponde a tarifa social se entenderá como la suma de los Bloques Ea de cada usuario i de tarifa social igual a $\sum E_{ai}$

E. PLIEGO TARIFARIO BASE

32. Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BTS).

| BAJA TENSION SIMPLE BTS | |
|--------------------------------------|--------|
| Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes) | 7.6147 |
| Cargo por Energía (Q/kWh) | 0.6853 |

33. Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la Punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTDp)

| BAJA TENSION BTDp | |
|---|----------|
| Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes) | 244.3054 |
| Cargo unitario por Energía (Q/kWh) | 0.2544 |
| Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes) | 43.7108 |
| Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes) | 79.0752 |

34. Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la Punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTDfp)

| BAJA TENSION BTDfp | |
|---|----------|
| Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes) | 244.3054 |
| Cargo unitario por Energía (Q/kWh) | 0.2544 |
| Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes) | 18.4405 |
| Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes) | 79.0752 |

35. Tarifa Horaria con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas de punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTH)

| BAJA TENSION HORARIA BTH | |
|---|----------|
| Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes) | 246.3114 |
| Cargo unitario por Energía (Q/kWh) | 0.2544 |
| Cargo Unitario por Potencia de punta (Q/kW-mes) | 61.4683 |
| Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes) | 79.0752 |

36. Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la Punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTDp)

| MEDIA TENSION MTDp | |
|---|----------|
| Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes) | 244.3054 |
| Cargo unitario por Energía (Q/kWh) | 0.2228 |
| Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes) | 38.4467 |
| Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes) | 24.8222 |

37. Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la Punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTDfp)

| MEDIA TENSION MTDfp | |
|---|----------|
| Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes) | 244.3054 |
| Cargo unitario por Energía (Q/kWh) | 0.2228 |
| Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes) | 16.2197 |
| Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes) | 24.8222 |

38. Tarifa con medida o control de demanda máxima de potencia dentro de las horas de punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTH)

| MEDIA TENSION HORARIA MTH | |
|----------------------------------|--|
|----------------------------------|--|

| | |
|---|----------|
| Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes) | 246.3114 |
| Cargo unitario por Energía (Q/kWh) | 0.2228 |
| Cargo Unitario por Potencia de punta (Q/kW-mes) | 54.0657 |
| Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes) | 24.8222 |

39. Tarifa de Alumbrado Publico y Alumbrado Exterior Particular

| TARIFA DE ALUMBRADO PUBLICO | |
|-----------------------------|--------|
| Cargo por Energía (Q/kWh) | 0.6581 |

40. TARIFA SOCIAL (aplica para los primeros 100 kWh).

| BAJA TENSION SIMPLE BTS Social | |
|--------------------------------------|--------|
| Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes) | 7.6147 |
| Cargo por Energía (Q/kWh) | 0.6853 |

- 41. CARGO POR CORTE Y RECONEXION.** Se fija el valor máximo de cargo por corte y reconexión para los Usuarios conectados en Baja Tensión Simple en ciento treinta y nueve quetzales (Q.139.00), y para los Usuarios con demandómetro se fija el valor máximo de cargo por corte y reconexión en un mil cuatrocientos dos quetzales (Q.1,402.00). La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio o cuando la Comisión Nacional de Energía Eléctrica así lo ordene precautoriamente en cada caso.
- III. Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, del departamento de El Progreso, está obligada a entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con diez (10) días hábiles de antelación como mínimo a la fecha de su entrada en vigor toda la Información y documentación que fundamente y respalde los valores para el correspondiente ajuste trimestral y semestral, en caso de existir diferencias la Comisión le conferirá audiencia a la distribuidora por el tiempo que en la resolución se estipule para que exponga sus argumentos y acompañe la documentación de respaldo, estando obligada a resolver con su pronunciamiento o sin él. En caso de omisión u inobservancia del plazo relacionado u omisión de remisión de la información, la Comisión, bajo la responsabilidad de la Distribuidora podrá fijar o decidir los valores a aplicar en el siguiente semestre.
- IV. Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, del departamento de El Progreso, está obligada a entregar a la Comisión, toda la información necesaria para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente Resolución.
- V. La Distribuidora estará obligada a entregar mensualmente a la Comisión, la información de los usuarios beneficiados con la tarifa social, en medio magnético la que deberá contener lo siguiente: número de correlativo, consumo en kWh, cargo total facturado al usuario en Quetzales, días de facturación y toda aquella información necesaria que en su momento solicite la Comisión, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución.
- VI. La Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, del departamento de El Progreso, no podrá aplicar a sus usuarios finales precios mayores a los aprobados en la presente resolución.
- VII. La presente Resolución entrará en vigencia el uno de mayo de dos mil cinco.
- VIII. Publíquese en el Diario de Centro América.



Dada en la ciudad de Guatemala el 28 de abril de
2005

Licenciado José Toledo Ordóñez
Presidente

Ingeniero Minor Estuardo Lopez Barrientos
Director

Ingeniero Cesar Augusto Fernandez Fernandez
Director