



**RESOLUCION No. CNEE-65-2003**

Guatemala, 30 de julio de 2003

**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, entre otras funciones le corresponde definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

**CONSIDERANDO:**

Que tanto la Ley General de Electricidad en los artículos 6 y 59, como el Reglamento de la misma 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 de conformidad con los artículos 61 y 76 de la Ley General de Electricidad, las tarifas a Usuarios del Servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión a través de adicionar los componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre Generadores y Distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución, con los componentes de costos eficientes de distribución; estructurándolas de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. Tarifas que deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

**CONSIDERANDO:**

Que los artículos 53 y 62 de la Ley General de Electricidad, preceptúan que las compras de electricidad por parte de los distribuidores del Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta y que estos distribuidores deberán tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garantice su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo.

**CONSIDERANDO:**

Que los artículos 74, 76, 77 y 78 del Decreto 93-96, del Congreso de la República, 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, VAD que será utilizado juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión 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 el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el artículo 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años.

**CONSIDERANDO:**

Que Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima, ha entregado en su oportunidad el Informe Final conteniendo el Estudio de VAD y Propuesta de Pliegos Tarifarios, el cual habiendo sido revisado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, solicitó realizar las correcciones pertinentes, las cuales fueron realizadas e incorporadas en el Informe Final revisado, mismo que sirvió de base para la presente fijación tarifaria.

**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) 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, en adelante Usuarios, que atiende Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima, en adelante La Distribuidora, para el período comprendido del 1 de Agosto de 2003 al 30 de abril de 2008, de conformidad con los siguientes puntos:

**I. 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 (kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de Potencia es mayor de 11 y menor ó igual a 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 primera categoría, La Distribuidora les aplicara la tarifa simple (BTS). Los Usuarios de la segunda categoría 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 siguientes: BTDP, BTD, MTDp y MTD.

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

5. Para efectos de aplicación de los cargos correspondientes, se establece como Potencia contratada del Usuario, el promedio de las tres demandas más altas registradas dentro del período de los últimos seis meses, anteriores a la fecha de aplicación de este pliego tarifario. En el caso de Usuarios con servicio reciente, el período será el de los meses transcurridos. Durante este mismo período, La Distribuidora deberá acordar con el Usuario la Potencia contratada definitiva, cuya clasificación se hará de acuerdo a la utilización de la potencia, con participación o con baja participación en la punta.
6. Se entenderá como 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. 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. El horario de punta diario es de 18:00 a 22:00 horas o el que en el futuro determine La Comisión.
8. La opción tarifaria acordada, regirá por un período mínimo de doce meses, contados a partir de la suscripción del contrato correspondiente, salvo acuerdo entre el Usuario y la Distribuidora, o reclasificación por comportamiento en el consumo.
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) Cuando la Distribuidora detecta el cambio de las características en el consumo del Usuario, debiendo demostrar este extremo en forma fehaciente.

En todo caso, tanto el Usuario como la Distribuidora tienen derecho a comprobar los extremos del párrafo anterior.

10. 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 realice en forma automática la compensación de pérdidas.
11. Cuando el consumo de energía eléctrica de un Usuario tenga un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en la 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.
12. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 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.
13. 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.
14. La primera potencia contratada deberá ser la equivalente a la potencia máxima registrada de los últimos 6 meses. El usuario podrá solicitar la modificación de su potencia contratada en cualquier momento la cual no se podrá reducir durante un periodo de 6 meses.
15. En caso que el Usuario tome una potencia superior a la contratada, será la potencia registrada la que se considera para el cobro del cargo unitario por potencia contratada para los próximos 6 meses. Asimismo el exceso de potencia

utilizada será penalizado de acuerdo a las Normas Técnicas del servicio de distribución –NTSD- .

16. Para efectos de facturación, el periodo del servicio podrá ser 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. Para el caso del periodo bimensual, La Distribuidora deberá presentar a la Comisión, para su aprobación, las tarifas bases correspondientes. Otros casos especiales de períodos diferentes de lectura, facturación o estimación deberán ser sometidos a la aprobación de la Comisión.
17. 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, sin perjuicio de la desconexión del servicio cuando corresponda. La tasa de interés será publicada por la Comisión en cada ajuste trimestral calculándola como la tasa de interés activa promedio ponderada publicada por el Banco de Guatemala. No se podrá adicionar ningún otro cargo debido al atraso. Inicialmente se establece una tasa mensual de 1.1888%
18. El pago de las facturas se podrá realizar en agencias ó en los lugares contratados o designados para el efecto por la Distribuidora. Esta información deberá ser incluida en el requerimiento de cobro.
19. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica así como la tasa municipal, de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y las Normas correspondientes.
20. **Definiciones de los cargos:**

**Cargo fijo por cliente:** 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 periodos 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 contrate 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.

## II. PRECIOS BASE Y CONSTANTES

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

<b>Precio Base de la Potencia</b>	<b>PBP<sub>o</sub></b>	<b>=</b>	<b>58.350000 Q/kW</b>
<b>Precio Base de la Energía</b>	<b>PBE<sub>o</sub></b>	<b>=</b>	<b>0.776283 Q/kWh</b>
<b>Precio Inicial de la Potencia</b>	<b>PP</b>	<b>=</b>	<b>58.350000 Q/kW</b>
<b>Precio Inicial de la Energía</b>	<b>PE</b>	<b>=</b>	<b>0.776283 Q/kWh</b>

**22. Los cargos fijos base son los siguientes:**

CONCEPTO		QUETZALES POR CLIENTE MES
<b>Cargp Fijo Base Media Tensión</b>	<b>CFo MT</b>	1,192.25
<b>Cargp Fijo Base Baja Tensión con Medicion de Demanda</b>	<b>CFo BT</b>	357.67
<b>Cargp Fijo Base Baja Tensión sin Medicion de Demanda</b>	<b>CFo BTS</b>	7.3820

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

CONCEPTO		QUETZALES POR kW MES
<b>VAD BASE de Media Tensión</b>	<b>VAD MT<sub>o</sub></b>	69.25278
<b>VAD BASE de Baja Tensión</b>	<b>VAD BT<sub>o</sub></b>	59.4674

## III. FORMULAS DE AJUSTE

**24. AJUSTE ANUAL** Las tarifas base iniciales se ajustan de acuerdo a lo precios base que calcula el AMM, siguiendo la NCC-11, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$FAJPP_N = \frac{PBP_N}{PBP_0}$$

$$FAJPE_N = \frac{PBE_N}{PBE_0}$$



$$FAJPPS_N = \frac{PBPS_N}{PBPS_0}$$

$$FAJPES_N = \frac{PBES_N}{PBES_0}$$

donde:

- FAJPE<sub>N</sub>**: Factor de Ajuste anual al precio de la Energía en el año “N”;
- FAJPP<sub>N</sub>**: Factor de Ajuste anual al precio de la Potencia en el año “N”
- FAJPES<sub>N</sub>**: Factor de Ajuste anual al precio de la Energía para la tarifa no social en el año “N”;
- FAJPPS<sub>N</sub>**: Factor de Ajuste anual al precio de la Potencia para la tarifa no social en el año “N”;
- PBP<sub>0</sub>**: Precio base de potencia inicial;
- PBPS<sub>0</sub>**: Precio base de potencia inicial para la tarifa no social;
- PBE<sub>0</sub>**: Precio base de energía inicial;
- PBES<sub>0</sub>**: Precio base de energía inicial para la tarifa no social;
- PBP<sub>N</sub>**: Precio base de potencia para el año “N”. Este precio será el promedio anual del Informe de Costos Mayoristas para el año “N”, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 86° del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Para el primer año este valor es igual al **PBP<sub>0</sub>**;
- PBPS<sub>N</sub>**: Precio base de potencia para la tarifa no social para el año “N”. Este precio será el promedio anual del Informe de Costos Mayoristas para el año “N”, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 86° del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Para el primer año este valor es igual al **PBPS<sub>0</sub>**;
- PBE<sub>N</sub>**: Precio base de energía para el año “N”. Este precio será el promedio anual del Informe de Costos Mayoristas para el año “N”, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 86° del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Para el primer año este valor es igual al **PBE<sub>0</sub>**; y
- PBES<sub>N</sub>**: Precio base de energía para la tarifa no social para el año “N”. Este precio será el promedio anual del Informe de Costos Mayoristas para el año “N”, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 86° del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Para el primer año este valor es igual al **PBES<sub>0</sub>**.

**25. AJUSTE TRIMESTRAL** Las fórmulas de ajuste periódico que aplicará La Distribuidora al cargo por la energía a la entrada de la distribución, se calcularán 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::

$$CCPR_m = \sum_{i=1}^3 \sum_{g=1}^{S,C} P_{g,Pot,i} \cdot (Q_{g,Pot,i} - V_{S.Pot,i})$$

$$CCER_m = \sum_{i=1}^3 \sum_{g=1}^{S,C} P_{g,E,i} \cdot (Q_{g,E,i} - V_{S.E,i})$$

$$APP_m = CCPR_m - \sum_{i=01}^3 \sum_{t=1}^{ntar} (DFt,i \cdot PTPt,i \cdot PFPT,i)$$

$$APE_m = CCER_m - \sum_{i=1}^3 \sum_{T=1}^{NTAR} (EFt,i \cdot PTEt,i \cdot PFET,i)$$

y

$$APO_m = COR_m$$

donde:

*E*: Energía;

*Pot*: Potencia;

*S*: Spot;

*C*: Contratos;

$P_{g,j,i}$ : Precios de compra spot o contractuales “g” de energía o potencia “j” para el mes “i”;

$Q_{g,j,i}$ : Cantidades compradas spot o contractuales “g” de energía o potencia “j” para el mes “i”;

$V_{S,j,i}$ : Cantidades vendidas en el mercado spot de energía o potencia “j” para el mes “i”;

$CCPR_m$ : Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre “m”;

$CCER_m$ : Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre “m”

$APP_m$ : Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre “m”;

$APE_m$ : Ajuste por Pago de Energía en el trimestre “m”;

$APO_m$ : Ajuste por Pago por Otros – rubros;

$DFt,i$ : Demanda facturada en kW en el mes “i” a cada tarifa “t”;

$PTPt,i$ : Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por demanda máxima para la recuperación de costos de potencia a cada tarifa “t”;

*ntar*: Tipos de tarifas existentes;

$PFPT,i$ : Precio base facturado de Potencia en el mes “i” a cada tarifa “t”;

$Eft,i$ : Cantidad de energía facturada en kWh en el mes “i” a cada tarifa “t”;  
 $PTEt,i$ : Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía para la recuperación de costos de energía a cada tarifa “t”; y  
 $PFEt,i$ : Precio base facturado de energía en el mes “i” a cada tarifa “t”;  
 $CORm$ : Costos reales por otros factores en el trimestre “m”.

$$SNA_m = APP_{m-1} + APE_{m-1} + APO_{m-1} + SNA_{m-1} - AT_m \cdot \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntar} Eft,i$$

En donde:

SNA: Saldo no ajustado

SNA m-1 = Saldo no ajustado en el trimestre anterior

$$AT_{m+1} = \frac{APP_m + APE_m + APO_m + SNA_m}{EP_{m+1}} = \frac{MR_{m+1}}{EP_{m+1}}$$

donde:

$EP_{m+1}$ : Facturación de Energía programada para el trimestre siguiente; y

$MR_{m+1}$ : Monto a recuperar en el trimestre “m+1”.

$$ATT_{m+1} = \frac{MR_{m+1} + Dif_{m+1}}{EP_{m+1}}$$

$$ATTE_{m+1} = \frac{Dif_{m+1} + \begin{cases} 0 & \text{si } |ATT_{m+1} \cdot EP_{m+1}| \leq APA \\ MR_{m+1} - APA & \text{si } |ATT_{m+1} \cdot EP_{m+1}| > APA \end{cases}}{EP_{m+1}}$$

donde:

$ATTE_{m+1}$ : Ajuste trimestral total efectivo en el trimestre “m+1”.

$APA$  = Ajuste de Precios Absoluto. Definido igual a setenta y cinco millones de quetzales exactos. (Q.75,000,000.00)

El Primer ajuste trimestral a aplicar es de 0.076495Q/kWh

**26. Ajuste del Valor Agregado de Distribución:** El Valor Agregado de Distribución se ajustará semestralmente mediante la utilización de índices que permitan ajustar los valores iniciales de operación y mantenimiento y los costos de capital.



Los Valores Agregados de Distribución, (VAD) se ajustarán semestralmente, a partir de la vigencia de este pliego tarifario, mediante las siguientes fórmulas de indexación:

$$\mathbf{VADN}_{MT/BTi} = \mathbf{VADo}_{MT/BTi} * \mathbf{FAVAD}_{MT/BT}$$

$$\mathbf{FAVAD}_{BT} = (\mathbf{PDVAD}_{BT} * \mathbf{TC}_N / \mathbf{TC}_O * \mathbf{FAA} + \mathbf{PIPCVAD}_{BT} * \mathbf{IPC}_N / \mathbf{IPC}_O) - (1 - \mathbf{K}_{VAD,N}) / \mathbf{K}_{VAD,N}$$

$$\mathbf{FAVAD}_{MT} =$$

$$(\mathbf{PDVAD}_{MT} * \mathbf{TC}_N / \mathbf{TC}_O * \mathbf{FAA} + \mathbf{PIPCVAD}_{MT} * \mathbf{IPC}_N / \mathbf{IPC}_O) - (1 - \mathbf{K}_{VAD,N}) / \mathbf{K}_{VAD,N} \\ + (\mathbf{CUOTA} / \mathbf{VADo}_{MT} * \square \mathbf{Dmax}_{M,MT})$$

$$\mathbf{FAA} = \mathbf{FP}_{AP} * (1 + \mathbf{Ap}_N) / (1 + \mathbf{Ap}_O) + \mathbf{FP}_{AC} * (1 + \mathbf{AC}_N) / (1 + \mathbf{AC}_O) + \mathbf{FP}_{Ah} * (1 + \mathbf{Ah}_N) / (1 + \mathbf{Ah}_O) + \\ \mathbf{FP}_{Ae} * (1 + \mathbf{Ae}_N) / (1 + \mathbf{Ae}_O) + \mathbf{FP}_{At} * (1 + \mathbf{At}_N) / (1 + \mathbf{At}_O)$$

Donde

- $\mathbf{VAD}_{N MT/BTi}$ : Valor agregado de distribución<sub>i</sub> en el período “n” donde l es (X,Y... Z), es decir todos los VAD existentes en MT y BT
- $\mathbf{VADo}_{MT/BTi}$ : Valor agregado de distribución inicial donde l es (X,Y... Z), es decir todos los VAD existentes en MT y BT
- $\mathbf{FAVAD}_{MT/BT}$ : Fórmula de Ajuste de los Valores Agregados de Distribución (VAD) MT y BT existentes
- $\mathbf{PDVAD}$ : Peso del valor de los equipos y materiales sobre el valor total del VAD
- $\mathbf{TC}_N$ : Tipo de cambio de referencia de venta publicado por el Banco de Guatemala, en su boletín “Información del Mercado Bancario”, a la fecha del ajuste.
- $\mathbf{TC}_O$ := Tipo de cambio al 9 de abril de 2002, Q7.86739 por US\$ 1;
- $\mathbf{FAA}$ : Fórmula de Ajuste Arancelario
- $\mathbf{PIPCVAD}$ : Peso del valor de las remuneraciones sobre el valor total del VAD.
- $\mathbf{IPC}_N$ : Índice de precios al consumidor área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) vigente a la fecha del ajuste.
- $\mathbf{IPC}_O$ : Índice de precios al consumidor área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) vigente al mes de abril de 2002, valor = 112,98.
- $\mathbf{K}_{VAD,N}$ : Factor de reducción del VAD en el periodo “N”;
- $\mathbf{CUOTA}$ : Monto pagado por EEGSA a la CNEE en los últimos 6 meses en concepto del aporte establecido en la Ley General de Electricidad.
- $\mathbf{DMAX}_{m,MT}$ : Demanda máxima mensual de Media Tensión en kW del periodo anterior de seis meses.
- $\mathbf{Ap}_N$ : Valor arancelario del poste de concreto, con código No.6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente a la fecha en que se efectúe el ajuste.
- $\mathbf{Ap}_O$ : Valor arancelario del poste de concreto, con código No.



- 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 9 de abril de 2002.
- AC<sub>N</sub>:** Valor arancelario del cable desnudo de aluminio aéreo, con código No.7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente a la fecha en que se efectúe el ajuste.
- AC<sub>O</sub>:** Valor arancelario del cable desnudo de aluminio aéreo, con código No.7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 9 de abril de 2002.
- Ah<sub>N</sub>:** Valor arancelario de los herrajes con código No. 7318 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente a la fecha en que se efectúe el ajuste.
- Ah<sub>O</sub>:** Valor arancelario de los herrajes con código No. 7318 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 9 de abril de 2002.
- Ae<sub>N</sub>:** Valor arancelario del equipo eléctrico con código No. 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente a la fecha en que se efectúe el ajuste.
- Ae<sub>O</sub>:** Valor arancelario del equipo eléctrico con código No. 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 9 de abril de 2002.
- At<sub>N</sub>:** Valor arancelario del transformador con código No. 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente a la fecha en que se efectúe el ajuste.
- At<sub>O</sub>:** Valor arancelario del transformador con código No. 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 9 de abril de 2002.
- FPA<sub>p</sub>:** Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N°6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC.
- FPA<sub>c</sub>:** Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero centroamericano SAC
- FPA<sub>h</sub>:** Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC;
- FPA<sub>e</sub>:** Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC; y
- FPA<sub>t</sub>:** Factor de ponderación del arancel del transformador con código N°8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC.

## **27. AJUSTE AL CARGO FIJO**

Los Cargos Fijos por usuario se ajustarán semestralmente, a partir de la vigencia de este pliego tarifario, mediante las siguientes fórmulas de indexación:

$$CF_{N\text{ MT/BT/BTS}} = CF_{O\text{ MT/BT/BTS}} * FACF$$



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4<sup>o</sup>. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 366-4218 E-mail: [cnee@gold.guate.net](mailto:cnee@gold.guate.net) FAX (502) 366-4202

$$FACF = (PDCF * TC_N / TC_0) + PIPCCF * IPC_N / IPC_0 - (1 - K_{CF,N}) / K_{CF,N}$$

<b>CFN<sub>MT/BT/BTS</sub>:</b>	Cargo por Consumidor en el período “N” para cada categoría tarifaria;
<b>CF<sub>0,MT/BT/BTS</sub>:</b>	Cargo por Consumidor inicial para cada categoría tarifaria
<b>MT:</b>	Tarifas de Media Tensión;
<b>BT:</b>	Tarifas de Baja Tensión;
<b>BTS:</b>	Tarifas de Baja Tensión sin demanda;
<b>FACF:</b>	Factor de ajuste del Cargo por Consumidor;
<b>PDCF:</b>	Peso del valor de los equipos y materiales sobre el valor total del costo de clientes;
<b>TCN:</b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su boletín “Información del Mercado Bancario” a la fecha del ajuste;
<b>TC<sub>0</sub>:</b>	Tipo de cambio al 9 de abril de 2002, Q 7.86739 por US\$ 1;
<b>IPC<sub>N</sub>:</b>	Índice de precios al consumidor á rea urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) vigente a la fecha del ajuste;
<b>IPC<sub>0</sub>:</b>	Índice de precios al consumidor á rea urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) vigente al mes de abril de 2002, valor = 112,98;
<b>PIPCCF:</b>	Peso del valor de las remuneraciones sobre el valor total del costo de clientes;
<b>KCF,N:</b>	Factor de reducción del costo fijo en el período “N”.

Factor	Valor
PDVAD,BT	0.6451
PDVAD,MT	0.5762
PDCF,MT/BT	0.4380
PIPCVAD,BT	0.3549
PIPCVAD,MT	0.4238
PIPCCF	0.5620
KVAD	1.0000
KCF,N	1.0000
FPAp	0.3250
FPAc	0.1430
FPAh	0.2080
FPAe	0.1380
FPA <sub>t</sub>	0.1860

28. Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. 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 el.

29. Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. 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

**PLIEGO TARIFARIO BASE**

30. Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BTS). **Comprende los siguientes cargos**

Tarifa Simple para Usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BTS)	
<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	
Energía y Potencia: Cargo por Generación y Transporte (Q/kwh)	<b>1.0722</b>
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	<b>7.3820</b>
Energía: Cargo por Distribución (Q/kwh)	<b>0.2749</b>

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

Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTDp)	
<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/kwh)	<b>0.9166</b>
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/kW-mes)	<b>51.3311</b>
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	<b>357.67</b>
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	<b>2.5744</b>
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	<b>110.5583</b>

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

Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTDfp)	
<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/kwh)	<b>0.9166</b>
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/kW-mes)	<b>35.8248</b>
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	<b>357.67</b>
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	<b>1.7967</b>
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	<b>110.5583</b>

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

**Tarifa horaria con medida o control de las demandas maximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en bata tension. (BTH)**

<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/kwh)	<b>0.9166</b>
Potencia de Punta: Cargo por Generación y Transporte (Q/kW-mes)	<b>57.9794</b>
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	<b>357.67</b>
Potencia de Punta: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	<b>2.9079</b>
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	<b>110.5583</b>

**34. Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la Punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTDp)**
**Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en media tensión. (MTDp)**

<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/kwh)	<b>0.8655</b>
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/kW-mes)	<b>47.4278</b>
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	<b>1,192.25</b>
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	<b>1.2915</b>
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	<b>54.5309</b>

**35. Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la Punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTDfp)**
**Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para Usuarios conectados en media tensión. (MTDfp)**

<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/kwh)	<b>0.8655</b>
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/kW-mes)	<b>33.1006</b>
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	<b>1,192.25</b>
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	<b>0.9014</b>
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	<b>54.5309</b>

**36. Tarifa con medida o control de demanda máxima de potencia dentro de las horas de punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTH)**
**Tarifa horaria con medida o control de las demandas maximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en media tension. (MTH)**

<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/kwh)	<b>0.8655</b>
Potencia de Punta: Cargo por Generación y Transporte (Q/kW-mes)	<b>53.5706</b>
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	<b>1,192.25</b>
Potencia de Punta: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	<b>1.4588</b>
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	<b>54.5309</b>

**37. Tarifa de Alumbrado Publico y Alumbrado Exterior Particular**



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4<sup>a</sup>. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 366-4218 E-mail: [cnee@gold.guate.net](mailto:cnee@gold.guate.net) FAX (502) 366-4202

### Tarifa de alumbrado Público y Alumbrado Exterior Particular

<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	
Energía y Potencia: Cargo por Generación y Transporte (Q/kwh)	<b>1.0931</b>
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	
Energía: Cargo por Distribución (Q/kwh)	<b>0.3118</b>

Con un uso de 12 horas diarias la energía se calculará utilizando el vatiaje del bulbo de cada lámpara multiplicado por las horas de uso mensual y este producto se le divide dentro de mil.

Los costos de inversión, expansión, mantenimiento y operación del servicio de Alumbrado Público serán por cuenta del Municipio, los del alumbrado exterior particular por parte del interesado.

**38.** La presente Resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial.

Dada en la ciudad de Guatemala a los 30 días del mes de julio de 2003

---

Ingeniero Luis Garcia Pinot  
Presidente

Ingeniero Elmer R. Ruiz  
Director

Lic. Edgar H. Navarro C.  
Director