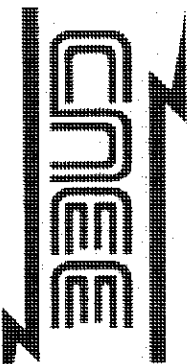


## PUBLICACIONES VARIAS



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### RESOLUCIÓN No. CNEE-77-2007

Guatemala, 31 de Julio de 2007  
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**CONSIDERANDO:**

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de la Ley General de Electricidad Decreto 93-95 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos, velar por el cumplimiento de los obligatorios de los adjudicatarios y contratistas; proteger los derechos de los usuarios; así como definir los límites de transmisión y distribución sujetos a regulación, así como la metodología para el cálculo de los mismos.

**CONSIDERANDO:**

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 51 de la Ley General de Electricidad, las tarifas a fijarse a usuarios del Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de calcular los componentes de costos de adquisición de potencia y energía, incluyendo pérdidas entre Generadoras y Distribuidoras y referidos a la entrada de la red de distribución, con los componentes de costos eficientes de adquisición, estructuraciones de modo que permitan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. Asimismo el artículo 74 del referido código legal establece que la Comisión usará los VAD y los precios de adquisición de energía referidos a la entrada de la red de distribución, para estructurar un conjunto de tarifas para cada subsectorio.

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 57 de la Ley General de Electricidad establece que están sujetos a regulación los precios de los suministros a usuarios del Servicio de Distribución Final y el que artículo 77 de la misma ley regula que la metodología para la determinación de los tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años y que el Reglamento señalará los pasos para la realización de los estudios.

**CONSIDERANDO:**

Que la Ley de la Tercera Sesión 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 actualizar los números, metodologías, procedimientos y fuentes energéticas necesarios para la implementación de la Tercera Sesión para el Suministro de Energía Eléctrica, y que cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos y normativas vigentes, estableciéndose que la Tercera Sesión para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será codificada con 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-.

**CONSIDERANDO:**

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica por medio de Resolución CNEE-47-2002 fijó los límites base, sus valores mínimos y los límites de ajuste periódico, así como los condicionales generados de aplicación tarifaria, por todos los usuarios fijos, del Servicio de Distribución Final que se ve en Empresa Eléctrica Municipal de Santa Escalera, del Departamento de Huehuetenango, y que dicha resolución posee tarifas de distribución vigentes hasta el mes de julio de 2007.

**CONSIDERANDO:**

Que el Departamento de Mercado Regulado de esta Comisión, con fecha de once de julio de dos mil siete, recibió el informe final del estudio del VAD y la propuesta de pliegos tarifarios de Empresa Eléctrica Municipal de Santa Escalera, del Departamento de Huehuetenango, el cual fue revisado y aprobado, recomendando emitir el Pliego Tarifario correspondiente con el cálculo del VAD actualizado y de aplicación general para dicho distribuidor.

**PORTANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y normas citadas

**RESOLVE:**

1. Aprobar los estudios tarifarios y ligar, para el quinquenio comprendido del 1 de agosto de 2007 al 31 de julio de 2012, los límites base, sus valores mínimos y los fórmulas de ajuste periódico, así como los condicionales generales de aplicación tarifaria, para todos los usuarios del servicio de distribución final, que atiende Empresa Eléctrica Municipal de Santa Escalera, del Departamento de Huehuetenango, 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 pago tarifario, los usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en dos categorías: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuyo monto 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 o igual a (11KW) y menor o igual a cien kilovatios (100 KW).
  3. Para los usuarios de la categoría al indicado en el número anterior, la Distribuidora les asignará la tarifa simple (TS), los usuarios de la categoría b), podrán elegir libremente su propia tarifa, dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión, dichas más adelante, respetando las condiciones establecidas para cada caso y dentro del nivel de tensión que sea correspondiente.
  4. En el caso que el usuario no pueda determinar la tarifa adecuada o su tipo de consumo de energía eléctrica y no cuente en su residencia con los recursos de

medición adecuadas para verificar la demanda horaria de potencia, la distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente más beneficios para el consumidor con base a los características del consumo de mismo, dentro de los límites BIDA, BIDD, MIDD y MIDD.

El usuario que cuente con equipo de medición que registre demandas de potencia horarias, se les aplicará las tarifas BII o MII según correspondiera. Para este caso de usuarios la determinación de potencia 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. En tanto no se efectúe el estudio de Caracterización de Carga, 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, 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, en un periodo de seis meses, dividido por el promedio del número de horas de los meses correspondientes.

7. La Distribuidora deberá informar al usuario la alternativa de actualización del valor de la potencia contratada, cuando en un periodo superior a seis meses no se superen el 70% del valor de la potencia contratada. Si el usuario lo solicita, la Distribuidora está obligada a proporcionar 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 periodo de seis meses. Pasado dicho periodo 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 obligatoria mínima de seis meses y hasta por el plazo que las partes acuerden convenientemente.

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 reactivación 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; y b) De oficio por la Distribuidora en los casos en que detecte el cambio de los característicos en el consumo por parte del usuario, en cuyo caso deberá notificar este extremo en forma fehaciente. En todo caso, tanto el usuario como la Distribuidora están obligados a comprobar los extremos del período analizado.

10. La tarifa 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 reactivación 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 los Normas Técnicas del Servicio de Distribución, o 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 centésimo (0.01) en que dicho factor haya sido establecido en lo normativo.

13. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de un (1) año y que, de prolongarse, deberá ser temporizada por un servicio permanente. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, exhibiciones de plantas o escenarios en eventos especiales u otros de característicos similares. 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. Todos las instalaciones interiores, o parte de este punto, serán efectuados 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 quedará exonerado. Cualquier costo derivado de cambios, remoción y traslado de las instalaciones eléctricas serán soportados por el interesado o por quien los origine.

15. Para efectos de facturación, el período del servicio será mensual, o cuyo término se eleccione de correspondiente forma, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. Otros costos especiales de períodos diferentes de lectura, facturación o extinción deberán ser señalados a la opción previa de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

16. La Distribuidora podrá cobrar intereses por mora a aquellos usuarios que hubieran pendiente el pago de una factura después de haberla sido por la fecha de emisión de la misma. La tasa de interés será publicada por la Comisión en cada quincena mensual colectivamente con el pago o la tasa de interés activa promedio ponderado del trimestre de eventos publicados 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 mismo.

17. El pago de las tarifas se podrá realizar en los lugares contratados o designados para el efecto por la Distribuidora. Toda información deberá ser incluida en el requerimiento de cobro.

18. Para el alumbrado público y alumbrado exterior, la energía se cotizará como la suministro de múltiples el voltaje del busbo de cada temporara por doce (12) horas de uso diario.

La tarifa de alumbrado público únicamente incluye el costo de abastecimiento de energía; los costos de inversión, operación y mantenimiento del servicio de alumbrados públicos 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, establecido por medio del Decreto 26-0200 del Congreso de la República, aplicado al suministro de energía eléctrica dirigida a usuarios regulados conectados en bajo 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 consumo un promedio diario de hasta 10 kWh.

20. Defecciones 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. Corresponde a los costos máximos integrados 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 contratado 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 los 24 horas de cada día de mes.

**B. PRECIOS BASE Y CONSTANTES**

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

Precio Base neto de Energía IS	PPB <sub>net</sub>	0.277624
Precio Base neto de Potencia IS	PPB <sub>pot</sub>	43.740697
Precio de Energía Integrada de Energía TNS	PEE <sub>TNS</sub>	0.398640
Precio de Base neto de Potencia TNS	PPB <sub>net TNS</sub>	61.787137

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 <sub>MTB</sub>	36.9448
Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión	VAD <sub>BTB</sub>	66.2315

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

Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BIS	CFBIS	8,621.211 Q-Cliente
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa MIDP	CFMIDP	3,483.12328 Q-Cliente
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BIDP	CFBIDP	3,483.12328 Q-Cliente
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BDTF	CFBTF	3,483.12328 Q-Cliente
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BTH	CFBTH	3,483.12328 Q-Cliente
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa MIDP	CFMIDP	3,483.12328 Q-Cliente
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa MATH	CFMATH	3,483.12328 Q-Cliente
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BIS Social	CFBS	8,621.211 Q-Cliente

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

<b>FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA</b>		
Factores de Expansión de Pérdidas Potencia en Media Tensión	FEPM <sub>T</sub>	1.038285
Factores de Expansión de Pérdidas Potencia en Bajo Tensión	FEPP <sub>BT</sub>	1.071291
<b>FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA</b>		
Factores de Expansión de Pérdidas Energía en Media Tensión	FEPEM <sub>T</sub>	1.041220
Factores de Expansión de Pérdidas Energía en Bajo Tensión	FEPEBT	1.201839

25. Constantes:

<b>Factores de Coincidencia de la Distribuidora</b>		
Factor de Punta (Pnt)	0.5	
Factor Fuera Punta (FPnt)	0.5	
<b>Factores de Coincidencia fuera Punta en MT</b>		
FLM <sub>MT</sub>	0.800	0.450
FLM <sub>MT</sub>	0.800	0.600
FLM <sub>MT</sub>	1.000	1.000

<b>Factores de Coincidencia en</b>		
F1BIP	0.800	0.450
F2BIP	0.800	0.600
F3BIP	1.000	1.000

<b>Factores de Coincidencia fuera Punta en BT</b>		
FB1BTP	0.1091	0.450
FB2BTP	0.0923	0.600
FB3BTP	0.0923	1.000

<b>Factores de Coincidencia fuera Punta en BT</b>		
Número Horas Uso Tarifa BIS - NHBUS	435	
Número de Horas de Uso T5 - NHU BTSS	283	
Número de Horas de Uso Autorizado Público - NHUAP	335	

**26. CONSTANTES DE VAD**

<b>Valores de Punta</b>		<b>Valores Fuera de Punta</b>	
VADMT <sub>BTS</sub>	0.0022 Q/kWh	VADMT <sub>BTS</sub>	0.1091 Q/kWh
VADMT <sub>BIS</sub>	0.0025 Q/kWh	VADMT <sub>BIS</sub>	0.0923 Q/kWh
VADMT <sub>BID</sub>	0.2289 Q/kWh	VADMT <sub>BID</sub>	0.0923 Q/kWh
VADMT <sub>BIDP</sub>	0.5425 Q/kWh	VADMT <sub>BIDP</sub>	0.0923 Q/kWh
VADMT <sub>AP</sub>	0.0023 Q/kWh	VADMT <sub>AP</sub>	0.0923 Q/kWh
VADMT <sub>MID</sub>	0.2289 Q/kWh	VADMT <sub>MID</sub>	0.0923 Q/kWh
VADMT <sub>MIDP</sub>	0.5425 Q/kWh	VADMT <sub>MIDP</sub>	0.0923 Q/kWh
VADMT <sub>BTH</sub>	0.2289 Q/kWh	VADMT <sub>BTH</sub>	0.0923 Q/kWh
VADMT <sub>BTH</sub>	0.2289 Q/kWh	VADMT <sub>BTH</sub>	0.0923 Q/kWh
VADMT <sub>BTS</sub>	0.0026 Q/kWh	VADMT <sub>BTS</sub>	0.1091 Q/kWh
VADMT <sub>BIS</sub>	0.0038 Q/kWh	VADMT <sub>BIS</sub>	0.0923 Q/kWh
VADMT <sub>BID</sub>	0.3484 Q/kWh	VADMT <sub>BID</sub>	0.1667 Q/kWh
VADMT <sub>BIDP</sub>	0.8257 Q/kWh	VADMT <sub>BIDP</sub>	0.1667 Q/kWh
VADMT <sub>AP</sub>	0.0038 Q/kWh	VADMT <sub>AP</sub>	0.1667 Q/kWh
VADMT <sub>BTH</sub>	0.3484 Q/kWh	VADMT <sub>BTH</sub>	0.1667 Q/kWh
VADMT <sub>BTH</sub>	0.3484 Q/kWh	VADMT <sub>BTH</sub>	0.1667 Q/kWh

**C. FORMULAS DE AJUSTE**

27. **AJUSTE TRIMESTRAL** Las fórmulas de ajuste periódico que aplicará la Distribuidora al cargo por la energía a la entrocda de la distribución, tanto para fuera de tarifa social, como para la Tarifa Social, operarán con el subíndice TNS-15, por que lo se entenderá de aplicación para ambos 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 reemplazado como cargo por energía al usuario final, conforme lo siguiente:

$$PPR_{TNS-15} = \sum_{i=1}^n (P_{TNS-15} \times Q_{TNS-15})$$

$$PEE_{TNS-15} = \sum_{i=1}^n (P_{TNS-15} \times Q_{TNS-15})$$

$$PPB_{TNS-15} = PPB_{TNS-15} + PPEE_{TNS-15} \times PPR_{TNS-15}$$

$$APPE_{TNS-15} = PPEE_{TNS-15} \times \sum_{i=1}^n (P_{TNS-15} \times PPR_{TNS-15})$$

$$APPR_{TNS-15} = PPR_{TNS-15} \times \sum_{i=1}^n (P_{TNS-15} \times PPR_{TNS-15})$$

$$APPR_{TNS-15} = APPE_{TNS-15} + APPE_{TNS-15} + CNEE_{TNS-15} + SN_{TNS-15} - APPE_{TNS-15} \times \sum_{i=1}^n PPR_{TNS-15}$$

$CNEE_{TNS-15} = EPTNS-15 \times Tarifa Residencial / 0.003$

Donde:	Costos de Compra de Potencia Fijos en el trimestre "n".
PPR <sub>TNS-15</sub>	Precios de compra de potencia en el trimestre "n".
Q <sub>TNS-15</sub>	Cantidades de potencia compradas en el mes "i".
PPEE <sub>TNS-15</sub>	Costos de Compra de Energía Fijos en el trimestre "n".
P <sub>TNS-15</sub>	Precios de compra de energía, spot o contractuales "g", para el mes "i".
APPE <sub>TNS-15</sub>	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre "n".
APPR <sub>TNS-15</sub>	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre "n".
CNEE <sub>TNS-15</sub>	Demanda facturada en kW en el mes "i" en cada categoría tarifaria "n".
SN <sub>TNS-15</sub>	Pérdidas de energía calculadas para la recuperación de costos de potencia en cada categoría tarifaria "n".
EPTNS-15	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 "n".
APPE <sub>TNS-15</sub>	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre "n".
APPR <sub>TNS-15</sub>	Cantidad de energía facturada en kWh en el mes "i" en cada categoría tarifaria "n".
PTE <sub>TNS-15</sub>	Porcentajes tarifarios aplicados para la recuperación de costos de energía en cada categoría tarifaria "n".
PE <sub>TNS-15</sub>	Precio base de energía de Tarifa No Social y Tarifa Social del año estacional "N", correspondiente y aplicados en la facturación en el mes "i" en cada categoría tarifaria "n".
AFOCCR <sub>TNS-15</sub>	Ajuste por Pago de otros costos reales en el trimestre "n".
OCCR <sub>TNS-15</sub>	Otros costos reales en trimestre "n", que en base a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, arribado a Comisión Nacional de Energía Eléctrica. De acuerdo a lo establecido en el artículo 64 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se incluyen dentro de este concepto los costos de Administrador del Mercado Mayorista.
SN <sub>TNS-15</sub>	Saldo no ajustado al trimestre "n".
AT <sub>TNS-15</sub>	Se refiere al Ajuste Trimestral de Tarifa No Social y Tarifa Social calculado en el Ajuste Informativo trimestral anterior y aplicado en la facturación de los meses "i-1".

CCNEE, S.A. S.	Monto pagado a CITE 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 cuadro con los montos pagados por la distribuidora en el trimestre en cuestión y efectuar los ajustes correspondientes incluyéndolo en el SNA.
Tarifa Residencial	Tarifa Residencial de la ciudad de Guatemala vigente durante el mes "n"
Subtarifa n	Se refiere al trimestre anterior al trimestre "n" de compras que esta generación concierne.
Subtarifa "n"	Se refiere a cada mes "i" de compras del trimestre "n" considerado.
Neto	Lejos de tarifas existentes
Eligible	Total de energía facturada en kWh de cada tarifa correspondiente al trimestre "n", la cual es igual a la energía demandada a la empresa de origen.

$$APP_{n-1}^{Tarifa} + APP_{n-1}^{Sub} + APP_{n-1}^{CCNEE} + APP_{n-1}^{SNA} = APP_{n-1}^{Total}$$

Donde:

APP <sub>n</sub> Tarifa	Ayuste de tarifa No Social y Tarifa Social a aplicarse en el trimestre de facturación "n+1"
APP <sub>n</sub> Sub	Proyección de energía de tarifa No Social y Tarifa Social para el trimestre de facturación "n+1"
APP <sub>n</sub> CCNEE	Monto a recibir en el trimestre de facturación "n+1"
APP <sub>n</sub> SNA	Se refiere al siguiente trimestre de facturación.

28. MONTO A DEBITAR TRIMESTRALMENTE POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA RECONOCIDA. Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, del departamento de Huehuetenango aplicará a partir del tercer año de emisión el presente pliego tarifario el siguiente procedimiento:

Trimestralmente se detallará por concepto de pérdidas de energía reconocida el porcentaje de pérdidas trimestrales redes de la Distribuidora. El cálculo semestral del porcentaje de pérdidas redes de la Distribuidora será:

$$\%PREF_{sem} = \frac{(CED_{sem} + CED_{sem-1}) - (EED_{sem} + EED_{sem-1})}{(CED_{sem} + CED_{sem-1})}$$

El valor de %PREF<sub>sem</sub> se usará de referencia para los trimestres consecutivos.

Donde:

- %PREF<sub>sem</sub>: Porcentaje de pérdidas redes de Energía de la Distribuidora en el semestre "n"
- CED<sub>sem</sub>: Contadores de energía comprados en el trimestre "n" por la Distribuidora en todas las categorías tarifarias, incluyendo el mes de agosto y los contadores vigentes.
- EED<sub>sem</sub>: Energía facturada en el trimestre "n" por la Distribuidora en todas las categorías tarifarias.

Posteriormente, deben de compararse los diferentes niveles de energía con las pérdidas reconocidas por EEM, tal como aparece en la tabla siguiente:

COMPRAS DE POTENCIA Y ENERGÍA CORRESPONDIENTES AL SEMESTRE		
AGOSTO	NOVIEMBRE	%PREF <sub>sem</sub>
0	0	24.00%
AGOSTO	NOVIEMBRE	%PREF <sub>sem</sub>
0	0	22.00%

De manera trimestral, y a partir del primer cuadro trimestral si %PREF<sub>sem</sub> > %PREF<sub>sem-1</sub>, entonces, se usará el valor de APP<sub>n</sub> calculado así en el trimestre anterior. El valor de APP<sub>n</sub> se calculará, entonces, a la siguiente fórmula:

$$APP_{n-1}^{Tarifa} = Q_{sem} \times (\%PREF_{sem-1} + \%PREF_{sem-2}) \times PM_{n-1}^{Tarifa}$$

Donde:

$$Q_{sem} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Q_{i,j}$$

APP <sub>n</sub> Tarifa	Ayuste Semestral por Pérdidas. Contadores de energía comprados por "s" o contratistas "g" en el trimestre "n" (el trimestre es la sumatoria de los meses consecutivos "i") para todos los categorías tarifarias de la Distribuidora excluyendo la tarifa Social (para el caso de tarifa No Social) y contadores de energía comprados por "s" o contratistas "g" en el trimestre "n" (el trimestre es la sumatoria de los meses consecutivos "i") para la Tarifa Social.
%PREF <sub>sem</sub>	Porcentaje de pérdidas redes en el semestre "n"
%PREF <sub>sem-1</sub>	Porcentaje de pérdidas reconocidos en el semestre "n", de acuerdo a tarifas aplicadas por la CITE.
PM <sub>n-1</sub> Tarifa	Precio Normativo de Compras para los Tarifas No Sociales y Tarifa Social, calculado como la suma de costos de energía y potencia en el trimestre "n" 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:

$$FAVAD_{n-1} = IPC_n \times P_n + \frac{TC_n}{TC_{n-1}} \times \sum_{i=1}^n \alpha_i \times (1 + T_{a,i}) + \frac{TC_n}{TC_{n-1}} \times P_n - X$$

$$FAVAD_{n-1} = IPC_n \times P_n + \frac{TC_n}{TC_{n-1}} \times \sum_{i=1}^n \alpha_i \times (1 + T_{a,i}) + \frac{TC_n}{TC_{n-1}} \times P_n - X$$

Donde:

- FAVAD<sub>n-1</sub>: Factor de Ajuste del VAD de Media Tensión para el semestre j que corresponde
- FAVAD<sub>n-1</sub>: Factor de Ajuste del VAD de Baja Tensión para el semestre j que corresponde
- IPC<sub>n</sub>: Índice de Precios al Consumidor Base, del área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística, igual a 156.73 correspondiente al mes de junio de 2007).
- IPC<sub>n</sub>: Índice de Precios al Consumidor Área Urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística correspondiente a los meses anteriores al mes inicial del período "i" de facturación, (período de seis meses)).
- TC<sub>n</sub>: Tipo de Cambio base correspondiente al 30 de junio de 2007 (igual a 7.71527 Q/US\$).

TC<sub>n</sub>: 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 "i" de facturación, (período de seis meses);

Tarifa Social: Tasa cronológica del material "i" de cada mes de mayo de 2005. Tasa cronológica del material "i" o la fecha del ajuste.

X: Factor de reducción anual que toma en cuenta el efecto de economías de escala y mejora de eficiencia aplicable gradualmente, en cumplimiento del artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. El valor es igual a cero para el presente período tarifario.

PARAMETRO	VADPMI	VADPMI SAC
PMI	42.5%	40.0%
Costo de energía	12.2%	8.0%
Costo de combustible	6.7%	10.0%
Costo de mano de obra	2.9%	1.0%
Costo de depreciación	1.2%	0.3%
Costo de mantenimiento	0.0%	11.0%
Costo de impuestos	0.0%	15.0%
Fig.	39.3%	15.1%

Materiales "i"	Código SAC
Postos de concreto	4810.99.00
Cable desnudo	7614.10.00
Aluminio	
Equipo eléctrico	8535.21.00
Herrajes	7319
Transformadores	8504.39.00
Muchachos	9228.30.10

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:

$$FACF = IPC_n \times A_{n-1} + \frac{TC_n}{TC_{n-1}} \times F_{n-1}$$

Donde:

FACF = Factor de Ajuste del Cargo Fijo para el semestre "i" que corresponde.

31. AJUSTE ANUAL. De acuerdo al artículo 66 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, los precios base iniciales se ajustarán de acuerdo a los precios medios para el año estacional "N" que corresponden, los cuales calcula el ANEM, siguiendo la NCC-11, utilizando las siguientes fórmulas:

$$P_{n-1}^{Social} = P_{n-1}^{Social} + P_{n-1}^{Social} + P_{n-1}^{Social}$$

Donde:

- P<sub>n-1</sub> Social: Precio Base Inicial de Energía para Tarifa No Social y Tarifa Social, ajustado para el año estacional "N" que corresponde.
- P<sub>n-1</sub> Social: Precio Base Inicial de Potencia para Tarifa No Social y Tarifa Social 1, ajustado para el año estacional "N" que corresponde.
- FAF<sub>n-1</sub> Social: Factor de ajuste anual al precio de la potencia para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año "n"
- FAF<sub>n-1</sub> Social: Factor de ajuste anual al precio de energía para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año "n"
- P<sub>n-1</sub> Social: Precio Base Inicial de Energía para Tarifa No Social y Tarifa Social
- P<sub>n-1</sub> Social: Precio Base Inicial de Potencia para Tarifa No Social y Tarifa Social
- P<sub>n-1</sub> Social: Precio Base Inicial de Energía para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año "n"
- P<sub>n-1</sub> Social: Precio Base Inicial de Potencia para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año "n"
- P<sub>n-1</sub> Social: Precio Base de Energía para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año "n"
- P<sub>n-1</sub> Social: Precio Base de Potencia para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año "n"
- P<sub>n-1</sub> Social: Precio Base de Energía para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año "n"
- P<sub>n-1</sub> Social: Precio Base de Potencia para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año "n"

D. ESTRUCTURA TARIFARIA

- Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes) = CFD + FACH
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = P<sub>base</sub> + FPEMI + Al<sub>sem</sub>
- Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kWh) = P<sub>base</sub> + FPEMI + FCP + FPEMI + VADMIP<sub>sem</sub> + FAVADMI
- Cargo Unitario por Potencia Constante (Q/kWh) = FPEMI + VADMIP<sub>sem</sub> + FAVADMI

o) Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para usuarios conectados en media tensión (AMH).

b) Tarifa hotelera 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) = CFD \* FACF
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI + Altsoc
- Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI \* FCP + FPPMI \* FEPI \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP + FPPBT \* VADBT<sub>max</sub> \* FAVADBT

c) Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para usuarios conectados en media tensión (MTDP)

- Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW) = FPPMI \* FPPBT \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP + FPPBT \* VADBT<sub>max</sub> \* FAVADBT
- Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes) = CFD \* FACF
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI + Altsoc
- Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI \* FCP + FPPMI \* FEPI \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP

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) = CFD \* FACF
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI + Altsoc
- Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI \* FCP + FPPMI \* FEPI \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP + FPPBT \* VADBT<sub>max</sub> \* FAVADBT

e) Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para usuarios conectados en media tensión (MTDP)

- Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW) = FPPMI \* FPPBT \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP + FPPBT \* VADBT<sub>max</sub> \* FAVADBT
- Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes) = CFD \* FACF
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI + Altsoc
- Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI \* FCP + FPPMI \* FEPI \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP
- Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW) = FPPMI \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP

f) Tarifa con medición de demanda máxima con baja participación en la punta, para usuarios conectados en baja tensión (BTDP)

- Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes) = CFD \* FACF
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI + Altsoc
- Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI \* FCP + FPPMI \* FEPI \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP + FPPBT \* VADBT<sub>max</sub> \* FAVADBT
- Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW) = FPPMI \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP
- Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW) = FPPMI \* FEPI \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP + FPPBT \* VADBT<sub>max</sub> \* FAVADBT
- Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes) = CHIBS \* FACF
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI + Altsoc + FPPMI \* FEPI \* I/NHUBS + FPPBT \* FEPI \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP + FPPBT \* VADBT<sub>max</sub> \* FAVADBT

g) Tarifa de suministro público y suministro exterior (AP)

- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI + Altsoc + FPPMI \* FEPI \* I/NHUBS + FPPBT \* FEPI \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP + FPPBT \* VADBT<sub>max</sub> \* FAVADBT
- Tarifa social (aplicable a los primeros 100 kWh de consumo): CF \* CHIBS \* FACF
- Cargo por Consumidor (CF) (Q-usuario/mes)

- Cargo por Energía (CE) (Q/kWh) = P<sub>max</sub> \* FPEMI \* FEPI + Altsoc + FPPMI \* FEPI \* I/NHUBS + FPPBT \* FEPI \* VADMTP<sub>max</sub> \* FAVADMTP + FPPBT \* VADBT<sub>max</sub> \* FAVADBT

**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 exceda el criterio de ser menor o igual a 300 kWh, bien acordado dicho consumo sea menor o 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 denominado E), se calculará de la siguiente forma:

**Para E ≤ 100 kWh, ó equivalente al promedio diario:**  
La cantidad de energía consumida hasta 100 kWh (denominada en adelante E1) será facturado de acuerdo al cargo unitario por energía de tarifa social aprobado para la distribuidora y sus respectivos ajustes.

**Para E > 100 kWh:**  
La Energía restante, E - E<sub>1</sub>, será facturada con el cargo por energía de la tarifa BT5 aprobado 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 según sea la información referente a la facturación 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 aprobado 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  $\sum E_i$ .

**E. PLEGO TARIFARIO BASE**

32. Tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BT5).

<b>BAJA TENSION SIMPLE BT5</b>	
Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes)	8.6212
Cargo por Energía (Q/kWh)	0.9629

33. Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para usuarios conectados en baja tensión (BTDP).

<b>BAJA TENSION BTDP</b>	
Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes)	348.3123
Cargo unitario por Energía (Q/kWh)	0.4985
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	45.2673
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	84.8356

34. Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para usuarios conectados en baja tensión (BTDP)

<b>BAJA TENSION BTDP</b>	
Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes)	348.3123
Cargo unitario por Energía (Q/kWh)	0.4985
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	19.0929
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	84.8356

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)

<b>BALATENSION HORARIA BTH</b>	
Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes)	348.3123
Cargo unitario por Energía (Q/kWh)	0.4985
Cargo Unitario por Potencia de punta (Q/kW-mes)	45.4431
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	84.8356

36. Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para usuarios conectados en Media Tensión (MTDP)

<b>MEDIA TENSION MTDP</b>	
Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes)	348.3123
Cargo unitario por Energía (Q/kWh)	0.4151
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	41.4199
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	32.0228



37. Talla con medición de demanda máxima, con baja participación en la Puntu para usuarios conectados en Media Tensión. (MDTP)

<b>MEDIA TENSION MDTP</b>	
Carga por Consumidor (KVA/usuario-mes)	348.3123
Carga Unitaria por Energía (GJ/KWh)	0.4151
Carga Unitaria por Potencia Máxima (GJ/KW-mes)	17.4740
Carga Unitaria por Potencia Contratada (GJ/KW-mes)	32.0208

38. Talla con medida o control de demanda máxima de potencia dentro de los horas de punta, para usuarios conectados en Media Tensión. (MTH)

<b>MEDIA TENSION HORARIA MTH</b>	
Carga por Consumidor (KVA/usuario-mes)	348.3123
Carga Unitaria por Energía (GJ/KWh)	0.4151
Carga Unitaria por Potencia de punta (GJ/KW-mes)	58.2447
Carga Unitaria por Potencia Contratada (GJ/KW-mes)	32.0208

39. Talla de Alumbrado Público y Alumbrado Exterior Porticador

<b>TARIFA DE ALUMBRADO PÚBLICO</b>	
Carga por Energía (GJ/KWh)	0.9229

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

<b>TARIFA TENSION SIMPLE 875 Social</b>	
Carga por Consumidor (KVA/usuario-mes)	8.6212
Carga por Energía (GJ/KWh)	0.9045

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 quetzales (Q.130.00). Y para los usuarios con distribución simple se fija el valor máximo de cargo por corte y reconexión en un mil quetzales (Q.1000.00). La reconexión se realizará una vez que desaparezcan los causas que originaron la suspensión del servicio o cuando la Comisión Nacional de Energía Eléctrica así lo ordene precautionariamente en cada caso.

II. Empresa Eléctrica Municipal de Santa Esquila, del Departamento de Huehuetenango, usó obligada a entregar a la Comisión, cada mes, dentro de los primeros quince días, toda la información y documentación que fuere pertinente y respectiva los valores para el correspondiente ciclo trimestral y semestral, en caso de existir diferencias la Comisión le contendrá custodia a la distribución por el tiempo que en la resolución se establezca para que exponga sus argumentos y documente la documentación de respaldo, estando obligada a resolver con su patrocinamiento o sin él. En caso de omisión u insuficiencia del plazo establecido u omisión de remitir de la información, la Comisión, bajo la responsabilidad de la Distribuidora podrá fijar o decidir los valores a aplicar en el siguiente semestre.

III. Empresa Eléctrica Municipal de Santa Esquila, del Departamento de Huehuetenango, 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.

IV. Empresa Eléctrica Municipal de Santa Felesá, del Departamento de Huehuetenango, está obligada a entregar mensualmente a la Comisión la información de los usuarios beneficiados con la tarifa social, en medio magnético que deberá contener lo siguiente: número de correlativo, consumo en kWh, cargo total facturado al usuario en quetzales, días de facturación y todo aquello información adicional que en su momento solicite la Comisión, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución.

V. Empresa Eléctrica Municipal de Santa Esquila, del Departamento de Huehuetenango, no podrá otorgar a sus usuarios finales precios mayores a los contemplados en la presente resolución.

VI. La presente Resolución entrará en vigencia el uno de agosto de dos mil siete. Publíquese

Ingeniero Carlos Eduardo Colón Bricón  
Presidente

La Oficina Ejecutiva del Poder Judicial  
Mesa de Partes  
Calle 14-70, Zona Centro, Guatemala

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández  
Director

(191245-0)-01-agosto



**INSTITUTO DE LA DEFENSA PÚBLICA PENAL**



DIRECCIÓN GENERAL  
ACUERDOS

ACUERDO No. 64-2007

LA DIRECTORA GENERAL DEL INSTITUTO DE LA DEFENSA PÚBLICA PENAL

CONSIDERANDO

Que de conformidad con la Ley del Servicio Público de Defensa Penal, Decreto número veintinueve guión noventa y siete (29-97), del Congreso de la República, el Instituto de la Defensa Pública Penal goza de autonomía funcional y total independencia técnica para el cumplimiento de sus funciones y que de acuerdo a las leyes de la materia, las Entidades Autónomas, establecidas en su propio sistema de modificación de presupuestos.

CONSIDERANDO

Que en los estados financieros del Instituto de la Defensa Pública Penal en el periodo difinido en la cuenta de depósitos por reposición de bienes sujeta registrarse la suma de CINCUENTA Y TRES MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y SIETE CON 794100 (Q.53.877.79), por estar pendiente de liquidarse la situación presentada con la empresa aseguradora y en virtud que esta valor a sido trasladado en definitiva contablemente a la cuenta de supervenir de la institución por lo que viene a incrementarse nuestro saldo de caja disponible en dicha cantidad.

POR TANTO

CON fundamento en los considerandos, leyes citadas y lo que establecen los Artículos once (12) numeral párrafo (b) de la Ley de Servicio Público de Defensa Penal, Decreto número cinco veintinueve guión noventa y siete (29-97) del Congreso de la República, Chileña y uno (41) de la Ley Orgánica del Presupuesto, Decreto número ciento uno guión noventa y siete (101-97) y veintinueve (29) del Reglamento de la Ley Orgánica del Presupuesto, Acuerdo Gubernativo número doscientos cuarenta guión noventa y ocho (240-98), Reglamento de la Ley Orgánica del Presupuesto del Presupuesto.

ACUERDA

**PRIMERO:** Ampliar el presupuesto de ingresos del Instituto de la Defensa Pública Penal para el año 2007 en la cantidad de CINCUENTA Y TRES MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y SIETE CON 794100 (Q.53.877.79), producido del incremento en nuestro saldo de caja.

**SEGUNDO:** Ampliar el presupuesto de egresos del Instituto de la Defensa Pública Penal para el año 2007 en la cantidad de CINCUENTA Y TRES MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y SIETE CON 794100 (Q.53.877.79) y efectuar la estructura presupuestaria de la siguiente manera:

Grupo 01	Servicios no personales	Q. 53,877.79
	Requiere 191	Prima y gastos de seguros y fianzas
	TOTAL	Q. 53,877.79

**TERCERO:** Con la presente ampliación, el presupuesto de ingresos y egresos del Instituto de la Defensa Pública Penal para el año 2007, ascenderá a la cantidad de CIENTO CATORCE MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y DOS MIL NOVECIENTOS CINCUENTA Y CINCO CON 641100 (Q.114.442.965.81)

**CUARTO:** La ejecución del presupuesto de ingresos y egresos del Instituto de la Defensa Pública Penal, se regirá por lo prescrito en el decreto número ciento uno guión noventa y siete (101-97) "Ley Orgánica del Presupuesto", Acuerdo Gubernativo número doscientos cuarenta guión noventa y ocho (240-98), Reglamento de la Ley Orgánica del Presupuesto.

**QUINTO:** El presente Acuerdo entrará en vigencia inmediatamente.

Guatemala, 18 de junio de dos mil siete.

ESTELITA STALANSKY AVILA  
DIRECTORA GENERAL  
INSTITUTO DE LA DEFENSA PÚBLICA PENAL

(191003-0)-01-agosto



**¡POR QUE USTED LO MERCE!**

Le estamos brindando un periódico con información completa. Nueva imagen y a todo color, noticias y notas curiosas en todas las páginas de la:

**SECCIÓN INFORMATIVA**

Le invitamos a conocer

**NOTICIAS NACIONALES E INTERNACIONALES**

Diario de Centro América