

**RESOLUCIÓN CNEE-158-2022**  
Guatemala, 19 de julio de 2022  
**LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**CONSIDERANDO:**

Que de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos en materia de su competencia, proteger los derechos de los usuarios; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

**CONSIDERANDO:**

Que la Ley General de Electricidad en los artículos 6 y 59, establece que están sujetos a regulación, los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final. Los artículos 61 y 76 de la misma ley estipulan que, las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser fijados por la Comisión; asimismo, los artículos 74, 77 y 78 de dicha Ley, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que los Términos de Referencia del Estudio del VAD, serán elaborados por la Comisión, VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión, para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión, cada cinco (5) años.

**CONSIDERANDO:**

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

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión quien de acuerdo a lo establecido en los artículos 80 y 95 establece del reglamento de la Ley cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de la **Empresa Eléctrica Municipal Yulxak (Santa Eulalia)**, vence el treinta y uno de julio del año dos mil veintidós, es procedente emitir uno nuevo.





## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

### CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el artículo 99 establece que una vez aprobado el estudio tarifario, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas a partir de la fecha en que aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlas en el Diario de Centro América, estableciendo además que en ningún caso la actividad de Distribución Final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente; y siendo que el Estudio del VAD, de **Empresa Eléctrica Municipal Yulxak (Santa Eulalia)**, fue aprobado oportunamente, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica fijar y publicar las tarifas máximas definitivas que deberá aplicar la referida Distribuidora a sus usuarios finales, durante el quinquenio 2022-2027.

### POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y en los artículos 71, 72, 73, 74, 76, 78 de la Ley General de Electricidad y los en los artículos 92, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

### RESUELVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa Social**, que atiende la **Empresa Eléctrica Municipal Yulxak (Santa Eulalia)**, para el período comprendido del **uno de agosto de dos mil veintidós al treinta y uno de julio de dos mil veintisiete**, de conformidad con lo siguiente:

#### I. Acrónimos

**AMM:** Administrador del Mercado Mayorista

**CNEE o Comisión:** Comisión Nacional de Energía Eléctrica

**Distribuidora, distribuidora, Distribuidor o distribuidor:** Empresa Eléctrica Municipal Yulxak, (Santa Eulalia)

**LGE:** Ley General de Electricidad

**NTDOID:** Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución

**NTSD:** Normas Técnicas del Servicio de Distribución

**RAMM:** Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

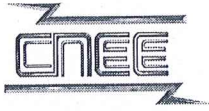
**RLGE:** Reglamento de la Ley General de Electricidad

**Usuario, usuario, Consumidor o consumidor:** Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

#### II. Condiciones Generales

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica, dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión, de acuerdo con lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un período de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.





## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

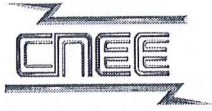
Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar o modificar las condiciones del servicio contratado.

3. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.
4. Dentro de su área de autorización definitiva para la prestación del servicio de distribución final de energía eléctrica, la Distribuidora está obligada a conectar a sus redes de distribución a todo interesado en consumir energía eléctrica que lo requiera, y que esté ubicado dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones (las que incluyen, entre otras: medidores, acometidas, transformadores, postes, conductores, retenidas, subestaciones); por lo que, al estar dentro de dicha franja, la distribuidora está obligada, sin costo para el usuario o interesado, a construir todas las instalaciones necesarias, correspondientes a redes de distribución de media y baja tensión, centros de transformación, equipos de protección y maniobra, acometida y medidor (incluyendo, entre otros costos: mano de obra, materiales, transporte), para poder conectarlo. Para tal efecto, la Distribuidora está obligada a obtener por su cuenta y costa los permisos ambientales correspondientes y las autorizaciones necesarias para poda y tala de árboles, entre otros.

El interesado que estando fuera del área obligatoria llegue al límite de ésta mediante líneas propias o de terceros, tendrá derecho a que la distribuidora le suministre el Servicio de Distribución Final de energía eléctrica, siempre que estas instalaciones cumplan con lo establecido en las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID) y con las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

5. El interesado tendrá derecho a que la distribuidora le suministre toda la potencia y energía eléctrica que demande. En ese sentido, para la dotación de suministros dentro del área obligatoria, o aquellos que estando afuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, la distribuidora podrá solicitar a los usuarios un aporte monetario con carácter de reembolsable. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito a la distribuidora y de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en el artículo 66 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
6. La Distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas o agencias comerciales todos los formularios, formatos y afiches informativos, en los que se especifique y oriente, entre otros, los pasos, procedimientos, plazos y requisitos que se deben atender para realizar gestiones de conexión de nuevos servicios con o sin modificación de red, así como modificaciones, ampliaciones y recisiones de servicios existentes, además de gestiones para reconexiones y reclamos. Los formularios, formatos y afiches deberán ser estandarizados, para que la CNEE pueda fiscalizar y verificar que las condiciones y requisitos requeridos, cumplan con la normativa vigente.





## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

La Distribuidora por única vez, remitirá en un plazo de treinta (30) días a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, una copia en formato digital de todos documentos indicados en el párrafo anterior. Posterior a este envío, cada vez que la distribuidora requiera modificar o adicionar nuevos formularios, formatos, afiches informativos y demás documentos de requisitos y condiciones, deberá remitirlos a la CNEE en un plazo máximo de treinta (30) días previo a su uso y publicación. La CNEE en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.

7. Para nuevas conexiones, la distribuidora deberá poner a disposición en sus oficinas comerciales, afiches informativos de los requisitos que deben cumplirse por los interesados o usuarios, así como todos los formularios necesarios. Toda solicitud que realice el usuario o interesado deberá ser debidamente registrada por la distribuidora e informarle al usuario el número de caso; la distribuidora informará al usuario de forma inmediata si su solicitud cumple con todos los requisitos. De no ser así deberá informar al usuario sobre las adecuaciones o requisitos que debe cumplir.

A continuación, se presenta la información y requisitos que el usuario debe cumplir para solicitar un nuevo servicio:

- a. Información del solicitante: Nombre completo, dirección, teléfono, correo electrónico cuando proceda, datos para facturación (razón social, Número de Identificación Tributaria -NIT-, dirección de cobro, entre otros)
- b. Copia del Documento Único de Identificación -DPI-
- c. Constancia de propiedad del inmueble del que solicita el servicio, o representación para solicitar el servicio.
- d. Llenar formulario de características del servicio que solicita, de acuerdo al formato proporcionado por la Distribuidora.
- e. Firmar Contrato de Suministro, el cual deberá estar de acuerdo con las normas de servicio aprobadas por la Comisión. La Distribuidora deberá entregar una copia del contrato al usuario.
- f. Pago de la Garantía.

Una vez presentada la solicitud, cumpliendo todos los requisitos establecidos, la Distribuidora deberá cumplir con los plazos de conexión de suministro de electricidad establecidos en el artículo 68 del RLGE.

8. La Garantía de Pago, se aplicará de conformidad con lo establecido en el artículo 94 del RLGE.
9. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador, para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición incluye: el medidor y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.





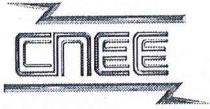
## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

A partir del medidor, todas las instalaciones interiores del inmueble, serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición será a cuenta de la distribuidora cuando los daños a estos equipos sean por causas debidas a: i. Al deterioro natural, ii. Defectos de fabricación, iii. Obsolescencia de los mismos, o iv. Cuando sea causada por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta; salvo cuando se demuestre que los daños a dichos equipos son responsabilidad del usuario, será éste el responsable de la reposición. La Distribuidora tiene la obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando cuadrilla que instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación.

10. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los treinta (30) días siguientes a su fecha de emisión. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión, para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación, en períodos mayores a los anteriormente establecidos.
11. La Distribuidora, en el mismo periodo de facturación, realizará la medición de todos los parámetros requeridos, de acuerdo a la categoría tarifaria del Usuario, para que con estos parámetros pueda emitirle la factura correspondiente. La Distribuidora no podrá realizar estimación de consumo de energía y potencia de los usuarios, salvo que se cumpla lo indicado en el artículo 96 del RLGE. En dicho caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología para la estimación de consumos.
12. Las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo, conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre la Distribuidora y las Municipalidades.
13. El pago de la factura por servicio podrá realizarse en las agencias u oficinas comerciales dispuestas por la distribuidora, o bien a través de los agentes recaudadores autorizados por la misma (sistema bancario nacional, cooperativas, entre otros). De igual forma la distribuidora podrá habilitar los sistemas informáticos que permitan al usuario realizar sus pagos por vía remota (página WEB, banca electrónica, aplicaciones móviles, entre otros), todo ello en función de facilitar a los usuarios la realización del pago por el servicio. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos, lo cual se podrá informar en la factura que reciben en cada periodo de facturación. La Distribuidora podrá hacer uso del reverso de su factura para informar al usuario, respecto a los temas que la CNEE le requiera.





## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

14. 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 interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.
15. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio, de manera individual, la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación por escrito, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones y hayan transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la distribuidora no podrá seguir facturando consumos al Usuario. La Distribuidora por ningún motivo podrá realizar cortes de manera colectiva o generalizada, ya que el derecho que le otorga el artículo 50 de la LGE establece que el corte del servicio debe ser de manera individual.
16. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. A partir del momento en que el Usuario abone las facturas adeudadas, más el cargo por interés por mora y el cargo por corte y reconexión, la Distribuidora deberá restablecer el suministro de electricidad dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse efectuado el pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 110 del RLGE.
17. La Distribuidora está obligada a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo. Las compras de energía y potencia por parte de la Distribuidora se efectuarán mediante licitación abierta, de acuerdo a los Términos de Referencia que apruebe la Comisión, corresponderá a la distribuidora realizar todas las gestiones y actividades para obtener precios eficientes y competitivos, que más convengan a los usuarios; así como realizar las compras estrictamente necesarias para garantizar sus requerimientos de energía y potencia. Los precios que se reconocerán en las tarifas corresponderán en forma estricta a las condiciones obtenidas en dichas licitaciones. La Comisión no reconocerá en tarifas costos que considere sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad de Servicio de Distribución Final de electricidad.
18. Es obligación de la Distribuidora, hacer públicas las Condiciones Generales de prestación del servicio, aprobadas en la presente resolución, las mismas deberán incluirse entre la información a proveer a sus Usuarios, de acuerdo a lo establecido en el inciso h) del artículo 12 de las NTSD, adicionalmente, dichas condiciones, conjuntamente con los derechos y obligaciones de los usuarios, deberán ser puestas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, redes sociales y otros medios de comunicación de la Distribuidora, así como hacer las campañas de comunicación que considere necesarias para hacerlas de conocimiento de todos los usuarios. La CNEE cuando así lo considere podrá requerir las adecuaciones pertinentes a las publicaciones que realice la distribuidora, en cuanto al contenido,





## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

tamaño de letra, diseño, entre otros.

### III. Tarifa Social

19. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final que cumplan con los requisitos descritos en la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica (en adelante Ley de Tarifa Social) deberá aplicarse la tarifa social establecida en el presente Pliego Tarifario.
20. La Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre la energía demandada mensualmente, y demás parámetros de facturación de hasta los últimos veinticuatro meses.
21. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:
  - a. Cargo por Consumidor (CF): Es el cargo único aplicado en el período de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora.
  - b. Cargo Unitario por Energía (CUE): Es el cargo unitario por energía eléctrica que los consumidores pagarán en función de la energía total consumida en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definen en el presente pliego.
22. La categoría tarifaria para usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social se define a continuación:
  - a. Baja Tensión Simple Social (BTSS): es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE), que se aplica a la energía total medida en el período de facturación.
23. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios afectos a la Tarifa Social, tarifas y categorías distintas a las aprobadas por la CNEE, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.

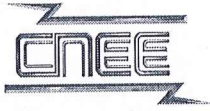
### IV. Pliego Tarifario

#### PRECIOS BASE

24. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, período del 1 mayo de 2022 al 30 de abril del 2023, los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PPSTTS	56.889653	Q/kW	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.590155	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social





### COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	118.128704	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	111.394101	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

### CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

26. Los Cargos Base por Consumidor (CF) son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTS	14.580719	Q / Usuario -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión

### PARÁMETROS TARIFARIOS

27. Las Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son las siguientes:

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.100339	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.044460	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	1.098732	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPMT	1.043784	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPPBTSS	1.098732	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.098732	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMTSS	1.043784	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

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

Categoría	NHU	FC <sub>BTSS</sub>	FC <sub>RedBT</sub>	FC <sub>RedMT</sub>
BTSS	403.786482	0.553132	0.995062	0.995062

29. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

BTSS	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E <sub>BTSS</sub>	30.627017%	48.619059%	20.753924%





## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

### 30. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPotTS	0.982536	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.992461	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.992460	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

### ESTRUCTURA TARIFARIA

### 31. BTSS – BAJA TENSIÓN SIMPLE SOCIAL

#### a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSS} = CF_{BTS} \cdot FACF_{BT}$$

#### b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSS} = PEST_{TS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPSTTS \cdot \frac{FCRedMT_{BTSS}}{FC_{BTSS} \cdot 730} \cdot FAPotTS \cdot FPPBTSS \cdot FPPMTTS + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTSS}}{FC_{BTSS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSS}}{FC_{BTSS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + ATTS$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior.

Cargos por potencia: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior.

### 32. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

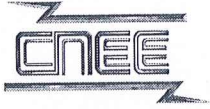
El cargo por reconexión es el aplicado para la reposición del servicio, de conformidad con el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

$$CACYR_{BTSS\_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTSS\_o}$$

Donde:

$CACYR_{BTSS\_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
$FACACYR_m$	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
$CACYR_{BTSS\_o}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social





Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR <sub>BTSS_0</sub>	145.571056	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

Cuando solo exista la acción de corte del Servicio de Distribución Final de electricidad, corresponderá aplicar únicamente el cincuenta por ciento (50%) del valor indicado.

### FÓRMULAS DE AJUSTE

#### 33. Ajuste Trimestral:

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

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

Donde:

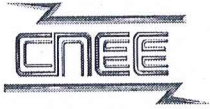
CCPR <sub>n</sub>	Costos de Compra de Potencia Reales de la Distribuidora en el trimestre n para la demanda de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CP <sub>i</sub>	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de potencia de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

CCER <sub>n</sub>	Costos de Compra de Energía Reales de la Distribuidora en el trimestre n para los consumos de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CE <sub>i</sub>	Costos de Energía para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de energía de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Energía, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.





# COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

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

Donde:

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

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

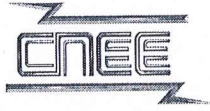
Donde:

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

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

<b>APO<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
<b>COR<sub>n</sub></b>	Costos Reales en el trimestre n, corresponden a costos eficientes que podrán ser incluidos en tarifas, de acuerdo al artículo 60 de la LGE y artículos 82 y 83 del RLGE. Se definen los siguientes: i) Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, ii) Cargo por operación del Ente Operador Regional (EOR), iii) Cargo por operación de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), iv) Costo de Garantía de Pago establecido en los Contratos Existentes, esto con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Para la inclusión de cada uno de los costos indicados, la Distribuidora deberá entregar el detalle e integración de los pagos realizados y el detalle y especificaciones de los cuales resultan dichos cargos; asimismo la Distribuidora deberá demostrar que ha realizado las gestiones pertinentes para que dichos costos resulten en costos eficientes, para que la Comisión los pueda trasladar a tarifas. La Comisión con base en el artículo 83 del RLGE, no trasladará a las tarifas aquellos costos que considere excesivos o que no correspondan al ejercicio de la actividad.



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

El saldo no ajustado en el trimestre n se calcula como:

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

Donde:

<b>SNA<sub>n</sub></b>	Saldo No Ajustado en trimestre n
<b>n - 1</b>	Trimestre anterior al que está siendo calculado

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

Donde:

<b>AT<sub>n</sub></b>	Ajuste Trimestral en el trimestre n
<b>MR<sub>n+1</sub></b>	Monto a Recuperar en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
<b>EP<sub>n+1</sub></b>	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
<b>APENR<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
<b>APPNR<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

### 34. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

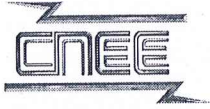
Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de energía no reconocidas de la manera siguiente:

$$APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$$

Donde:

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





# COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

$$MPRE_{n}^{TS} = CCER_{n}^{TS} \cdot PRE_{n}$$

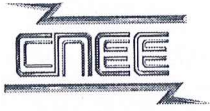
Donde:

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

$$PRE_{n} = \left( \frac{CED_{n} - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{t,i+1} \cdot PTE'_{t,i+1})}{CED_{n}} \right)$$

Donde:

<b>PRE<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
<b>CED<sub>n</sub></b>	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>ntarTOT</b>	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH), Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
<b>PTE'<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en para $PTE'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1.



# COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

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

Donde:

<b>MPAE<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>EF<sub>i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
<b>PTE''<sub>i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE <sub>i+1</sub> radica en que para PTE'' <sub>i+1</sub> los factores por pérdidas de energía totales se calculan como ( PTE <sub>i+1</sub> - 1)
<b>PE<sub>i</sub></b>	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE <sub>n</sub> y la energía considerada en CED <sub>n</sub> .

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

- Sí  $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = 0$
- Sí  $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n > 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$

### 35. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

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

Donde:

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





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

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

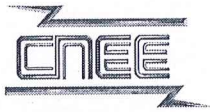
Dónde:

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

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

Donde:

<b>PRP<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
<b>CPD<sub>n</sub></b>	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
<b>ntarD</b>	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH), Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
<b>DF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
<b>PTP'<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No Sociales). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
<b>ntarETOT</b>	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC) y Tarifa Social (BTSS)
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).



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

Donde:

<b>MPAP<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>EF<sub>i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>PTP''<sub>i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con PTP <sub>i+1</sub> radica en que para PTP'' <sub>i+1</sub> los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como ( PTP <sub>i+1</sub> - 1)
<b>PP<sub>i</sub></b>	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social, real para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APPn y las demandas máximas consideradas en CPDn.

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

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

### 36. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)

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

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

Donde:

<b>FACD<sub>BT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
<b>PD<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 58.426937%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2020, igual a 7.79382Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 41.573063%





## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2020, igual a 148.64
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1

$$FACD_{MT} = \left( PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CD_{0,MT} \sum_m D_{max,m,MT}}$$

Donde:

<b>FACD<sub>MT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
<b>PD<sub>CD,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 55.260058%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2020, igual a 7.79382 Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CD,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 44.739942%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2020, igual a 148.64
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
<b>Cuota</b>	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
<b>CD<sub>0,MT</sub></b>	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
<b>D<sub>max,m,MT</sub></b>	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.



# COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

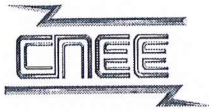
4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + Ap_N}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{At} \frac{1 + At_N}{1 + At_0}$$

Donde:

<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>FP<sub>Ap</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 39.601318%
<b>Ap<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
<b>Ap<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2020, igual a 15.0%
<b>FP<sub>Ac</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.877031%
<b>Ac<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
<b>Ac<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2020, igual a 10.0%
<b>FP<sub>Ah</sub></b>	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 0%
<b>Ah<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
<b>Ah<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2020, igual a 5.0%
<b>FP<sub>Ae</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 12.993917%
<b>Ae<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
<b>Ae<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2020, igual a 0.0%
<b>FP<sub>At</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 21.527735%
<b>At<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
<b>At<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2020, igual a 0.0%





37. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

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

Donde:

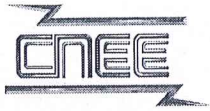
<b>FACF<sub>BT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
<b>PD<sub>CF,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 29.172153%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2020, igual a 7.79382 Q/US\$
<b>FAA</b>	Es el Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CF,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 70.827847%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2020, igual a 148.64
<b>K<sub>CF,N</sub></b>	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

38. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
<b>IPC<sub>m</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2020, igual a 148.64



**39. Ajuste Anual de los Precios Base:**

Conforme lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con base a los precios de compra de energía de la Distribuidora por Banda Horaria, la Comisión podrá determinar Precios Base de Energía Ponderados por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PE_{ST_t} = PE_{PUNTA} * \%E_t^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_t^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_t^{VALLE}$$

Dónde:

<b>PE<sub>ST<sub>t</sub></sub></b>	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSA, AP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTH, MTDP, MTDFP, MTH, BTDA, MTDA
<b>PE<sub>PUNTA</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
<b>%E<sub>t<sup>PUNTA</sup></sub></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
<b>PE<sub>INTERMEDIA</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
<b>%E<sub>t<sup>INTERMEDIA</sup></sub></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia
<b>PE<sub>VALLE</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
<b>%E<sub>t<sup>VALLE</sup></sub></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle

**AJUSTES AL 30 DE JUNIO DE 2022**

**40. Ajuste Trimestral, Trimestre agosto - octubre 2022:**

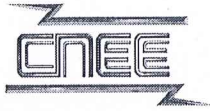
El Ajuste Trimestral a aplicar del **01 de agosto al 31 de octubre de 2022**, es de:

	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>	<b>Definición</b>
<b>ATTS<sub>n</sub></b>	-0.022137	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

**41. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de junio de 2022:**

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al **30 de junio de 2022** son los siguientes:





## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD <sub>BT</sub>	1.034229	Factor de Ajuste del CDBT al 30 de junio de 2022
FACD <sub>MT</sub>	1.047260	Factor de Ajuste del CDMT al 30 de junio de 2022
FACF <sub>BT</sub>	1.061724	Factor de Ajuste de Cargos Fijos en Baja Tensión al 30 de junio de 2022
FACACYR <sub>m</sub>	1.089142	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 30 de junio de 2022

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del **01 de agosto de 2022 al 31 de enero de 2023**.

### PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE AGOSTO AL 31 DE OCTUBRE DE 2022

#### 42. Tarifas para el período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2022:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	15.480699	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía*	1.469595	Q / kWh

\*Nota: La desagregación de la tarifa BTSS EEMSE para el período del 01 de agosto al 31 de octubre de 2022 es la siguiente: Cargo por potencia: 0.813490 Q/kWh y Cargo por Energía: 0.656105 Q/kWh.

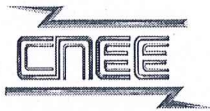
#### 43. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del **01 de agosto al 31 de octubre de 2022** por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	0.944372%
--------------------------	-----------

#### 44. El Cargo por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del **01 de agosto de 2022 al 31 de enero de 2023** son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR <sub>BTS_m</sub>	158.547486	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.

2. La Distribuidora está obligada a dar estricto cumplimiento y seguimiento a los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución; así como a entregar cualquier información que se le solicite para verificar el cumplimiento de la misma.



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

3. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, podrá supervisar y fiscalizar el que se cumplan y se apliquen todas las consideraciones y costos asociados a la actividad de distribución que fueron aprobados y reconocidos en el Estudio del Valor Agregado de Distribución, el cual sirvió de base para la emisión de las estructuras tarifarias contenidas en la presente resolución.
4. La presente resolución, entrará en vigencia el **uno de agosto de dos mil veintidós**.

**PUBLÍQUESE. -**

---

Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez  
Presidente

Ingeniera Claudia Marcela Peláez Peiz  
Directora



Licenciado Jorge Guillermo Araúz Aguilar  
Director

Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas  
Secretaría General

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas  
Secretaria General





**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**RESOLUCIÓN CNEE-158-2022**

Guatemala, 19 de julio de 2022

**LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**CONSIDERANDO:**

Que de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos en materia de su competencia, proteger los derechos de los usuarios; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

**CONSIDERANDO:**

Que la Ley General de Electricidad en los artículos 6 y 59, establece que están sujetos a regulación, los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final. Los artículos 61 y 76 de la misma ley estipulan que, las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser fijados por la Comisión; asimismo, los artículos 74, 77 y 78 de dicha Ley, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que los Términos de Referencia del Estudio del VAD, serán elaborados por la Comisión, VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión, para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión, cada cinco (5) años.

**CONSIDERANDO:**

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

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión quien de acuerdo a lo establecido en los artículos 80 y 95 establece del reglamento de la Ley cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de la **Empresa Eléctrica Municipal Yulxak (Santa Eulalia)**, vence el treinta y uno de julio del año dos mil veintidós, es procedente emitir uno nuevo.

**CONSIDERANDO:**

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el artículo 99 establece que una vez aprobado el estudio tarifario, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas a partir de la fecha en que aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlas en el Diario de Centro América, estableciendo además que en ningún caso la actividad de Distribución Final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente; y siendo que el Estudio del VAD, de **Empresa Eléctrica Municipal Yulxak (Santa Eulalia)**, fue aprobado oportunamente, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica fijar y publicar las tarifas máximas definitivas que deberá aplicar la referida Distribuidora a sus usuarios finales, durante el quinquenio 2022-2027.

**POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y en los artículos 71, 72, 73, 74, 76, 78 de la Ley General de Electricidad y los en los artículos 92, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

**RESUELVE:**

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa Social**, que atiende la **Empresa Eléctrica Municipal Yulxak (Santa Eulalia)**, para el período comprendido del **uno de agosto de dos mil veintidós al treinta y uno de julio de dos mil veintisiete**, de conformidad con lo siguiente:

**I. Acrónimos**

- AMM: Administrador del Mercado Mayorista
- CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía Eléctrica
- Distribuidora, distribuidora, Distribuidor o distribuidor: Empresa Eléctrica Municipal Yulxak, (Santa Eulalia)
- LGE: Ley General de Electricidad
- NTDOID: Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
- NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución
- RAMM: Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista
- RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad
- Usuario, usuario, Consumidor o consumidor: Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

**II. Condiciones Generales**

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica, dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión, de acuerdo con lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un periodo de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar o modificar las condiciones del servicio contratado.

3. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.
4. Dentro de su área de autorización definitiva para la prestación del servicio de distribución final de energía eléctrica, la Distribuidora está obligada a conectar a sus redes de distribución a todo interesado en consumir energía eléctrica que lo requiera, y que esté ubicado dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones (las que incluyen, entre otras: medidores, acometidas, transformadores, postes, conductores, retenidas, subestaciones); por lo que, al estar dentro de dicha franja, la distribuidora está obligada, sin costo para el usuario o interesado, a construir todas las instalaciones necesarias, correspondientes a redes de distribución de media y baja tensión, centros de transformación, equipos de protección y maniobra, acometida y medidor (incluyendo, entre otros costos: mano de obra, materiales, transporte), para poder conectarlo. Para tal efecto, la Distribuidora está obligada a obtener por su cuenta y costa los permisos ambientales correspondientes y las autorizaciones necesarias para poda y tala de árboles, entre otros.

El interesado que estando fuera del área obligatoria llegue al límite de ésta mediante líneas propias o de terceros, tendrá derecho a que la distribuidora le suministre el Servicio de Distribución Final de energía eléctrica, siempre que estas instalaciones cumplan con lo establecido en las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID) y con las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

5. El interesado tendrá derecho a que la distribuidora le suministre toda la potencia y energía eléctrica que demande. En ese sentido, para la dotación de suministros dentro del área obligatoria, o aquellos que estando afuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, la distribuidora podrá solicitar a los usuarios un aporte monetario con carácter de reembolsable. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito a la distribuidora y de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en el artículo 66 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
6. La Distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas o agencias comerciales todos los formularios, formatos y afiches informativos, en los que se especifique y oriente, entre otros, los pasos, procedimientos, plazos y requisitos que se deben atender para realizar gestiones de conexión de nuevos servicios con o sin modificación de red, así como modificaciones, ampliaciones y recisiones de servicios existentes, además de gestiones para reconexiones y reclamos. Los formularios, formatos y afiches deberán ser estandarizados, para que la CNEE pueda fiscalizar y verificar que las condiciones y requisitos requeridos, cumplan con la normativa vigente.

La Distribuidora por única vez, remitirá en un plazo de treinta (30) días a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, una copia en formato digital de todos documentos indicados en el párrafo anterior. Posterior a este envío, cada vez que la distribuidora requiera modificar o adicionar nuevos formularios, formatos, afiches informativos y demás documentos de requisitos y condiciones, deberá remitirlos a la CNEE en un plazo máximo de treinta (30) días previo a su uso y publicación. La CNEE en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.

7. Para nuevas conexiones, la distribuidora deberá poner a disposición en sus oficinas comerciales, afiches informativos de los requisitos que deben cumplirse por los interesados o usuarios, así como todos los formularios necesarios. Toda solicitud que realice el usuario o interesado deberá ser debidamente registrada por la distribuidora e informarle al usuario el número de caso; la distribuidora informará al usuario de forma inmediata si su solicitud cumple con todos los requisitos. De no ser así deberá informar al usuario sobre las adecuaciones o requisitos que debe cumplir.

A continuación, se presenta la información y requisitos que el usuario debe cumplir para solicitar un nuevo servicio:

- a. Información del solicitante: Nombre completo, dirección, teléfono, correo electrónico cuando proceda, datos para facturación (razón social, Número de Identificación Tributaria -NIT-, dirección de cobro, entre otros)
- b. Copia del Documento Único de Identificación -DUI-
- c. Constancia de propiedad del inmueble del que solicita el servicio, o representación para solicitar el servicio.
- d. Llenar formulario de características del servicio que solicita, de acuerdo al formato proporcionado por la Distribuidora.
- e. Firmar Contrato de Suministro, el cual deberá estar de acuerdo con las normas de servicio aprobadas por la Comisión. La Distribuidora deberá entregar una copia del contrato al usuario.
- f. Pago de la Garantía.

Una vez presentada la solicitud, cumpliendo todos los requisitos establecidos, la Distribuidora deberá cumplir con los plazos de conexión de suministro de electricidad establecidos en el artículo 68 del RLGE.

8. La Garantía de Pago, se aplicará de conformidad con lo establecido en el artículo 94 del RLGE.
9. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador, para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición incluye: el medidor y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.



A partir del medidor, todas las instalaciones interiores del inmueble, serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición será a cuenta de la distribuidora cuando los daños a estos equipos sean por causas debidas a: i. Al deterioro natural, ii. Defectos de fabricación, iii. Obsolescencia de los mismos, o iv. Cuando sea causada por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta; salvo cuando se demuestre que los daños a dichos equipos son responsabilidad del usuario, será éste el responsable de la reposición. La Distribuidora tiene la obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando cuadrilla que instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación.

10. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los treinta (30) días siguientes a su fecha de emisión. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión, para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación, en períodos mayores a los anteriormente establecidos.
11. La Distribuidora, en el mismo período de facturación, realizará la medición de todos los parámetros requeridos, de acuerdo a la categoría tarifaria del Usuario, para que con estos parámetros pueda emitirle la factura correspondiente. La Distribuidora no podrá realizar estimación de consumo de energía y potencia de los usuarios, salvo que se cumpla lo indicado en el artículo 96 del RLGE. En dicho caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología para la estimación de consumos.
12. Las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo, conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre la Distribuidora y las Municipalidades.
13. El pago de la factura por servicio podrá realizarse en las agencias u oficinas comerciales dispuestas por la distribuidora, o bien a través de los agentes recaudadores autorizados por la misma (sistema bancario nacional, cooperativas, entre otros). De igual forma la distribuidora podrá habilitar los sistemas informáticos que permitan al usuario realizar sus pagos por vía remota (página WEB, banca electrónica, aplicaciones móviles, entre otros), todo ello en función de facilitar a los usuarios la realización del pago por el servicio. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos, lo cual se podrá informar en la factura que reciben en cada período de facturación. La Distribuidora podrá hacer uso del reverso de su factura para informar al usuario, respecto a los temas que la CNEE le requiera.
14. 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 interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.
15. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio, de manera individual, la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación por escrito, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones y hayan transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la distribuidora no podrá seguir facturando consumos al Usuario. La Distribuidora por ningún motivo podrá realizar cortes, de manera colectiva o generalizada, ya que el derecho que le otorga el artículo 50 de la LGE establece que el corte del servicio debe ser de manera individual.
16. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. A partir del momento en que el Usuario abone las facturas adeudadas, más el cargo por interés por mora y el cargo por corte y reconexión, la Distribuidora deberá restablecer el suministro de electricidad dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse efectuado el pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 110 del RLGE.
17. La Distribuidora está obligada a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo. Las compras de energía y potencia por parte de la Distribuidora se efectuarán mediante licitación abierta, de acuerdo a los Términos de Referencia que apruebe la Comisión, corresponderá a la distribuidora realizar todas las gestiones y actividades para obtener precios eficientes y competitivos, que más convengan a los usuarios; así como realizar las compras estrictamente necesarias para garantizar sus requerimientos de energía y potencia. Los precios que se reconocerán en las tarifas corresponderán en forma estricta a las condiciones obtenidas en dichas licitaciones. La Comisión no reconocerá en tarifas costos que considere sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la otorgada de Servicio de Distribución Final de electricidad.
18. Es obligación de la Distribuidora, hacer públicas las Condiciones Generales de prestación del servicio, aprobadas en la presente resolución, las mismas deberán incluirse entre la información a proveer a sus Usuarios, de acuerdo a lo establecido en el inciso h) del artículo 12 de las NTSD, adicionalmente, dichas condiciones, conjuntamente con los derechos y obligaciones de los usuarios, deberán ser puestas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, redes sociales y otros medios de comunicación de la Distribuidora, así como hacer las campañas de comunicación que considere necesarias para hacerlas de conocimiento de todos los usuarios. La CNEE cuando así lo considere podrá requerir las adecuaciones pertinentes a las publicaciones que realice la distribuidora, en cuanto al contenido,

tamaño de letra, diseño, entre otros.

### III. Tarifa Social

19. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final que cumplan con los requisitos descritos en la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica (en adelante Ley de Tarifa Social) deberá aplicarse la tarifa social establecida en el presente Pliego Tarifario.
20. La Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre la energía demandada mensualmente, y demás parámetros de facturación de hasta los últimos veinticuatro meses.
21. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:
  - a. **Cargo por Consumidor (CF):** Es el cargo único aplicado en el período de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora.
  - b. **Cargo Unitario por Energía (CUE):** Es el cargo unitario por energía eléctrica que los consumidores pagarán en función de la energía total consumida en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definen en el presente pliego.
22. La categoría tarifaria para usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social se define a continuación:
  - a. **Baja Tensión Simple Social (BTSS):** es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE), que se aplica a la energía total medida en el período de facturación.
23. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios afectos a la Tarifa Social, tarifas y categorías distintas a las aprobadas por la CNEE, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.

### IV. Pliego Tarifario

#### PRECIOS BASE

24. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, período del 1 mayo de 2022 al 30 de abril del 2023, los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PPSTTS	56.889653	Q/kW	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.590155	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

#### COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	118.128704	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	111.394101	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

#### CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

26. Los Cargos Base por Consumidor (CF) son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTS	14.580719	Q / Usuario -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión

#### PARÁMETROS TARIFARIOS

27. Las Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son las siguientes:

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.100339	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.044460	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	1.098732	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPMT	1.043784	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPPBTS	1.098732	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.098732	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMTS	1.043784	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

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

Categoría	NHU	FC <sub>BTSS</sub>	FC <sub>RedBT</sub>	FC <sub>RedMT</sub>
BTSS	403.786482	0.553132	0.995062	0.995062

29. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

BTSS	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E <sub>BTSS</sub>	30.627017%	48.619059%	20.753924%



30. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPoITS	0.982536	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.992461	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.992460	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

**ESTRUCTURA TARIFARIA**

31. BTSS – BAJA TENSIÓN SIMPLE SOCIAL

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSS} = CF_{BTS} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSS} = PEST_{TS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPSTTS \cdot \frac{FCRedMT_{BTSS}}{FC_{BTSS} \cdot 730} \cdot FAPoITS \cdot FPPBTSS \cdot FPPMTTS + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTSS}}{FC_{BTSS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSS}}{FC_{BTSS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + ATTS$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior.

Cargos por potencia: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior.

32. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

El cargo por reconexión es el aplicado para la reposición del servicio, de conformidad con el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

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

Donde:

CACYR <sub>BTSS,m</sub>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
FACACYR <sub>m</sub>	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR <sub>BTSS,0</sub>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR <sub>BTSS,0</sub>	145.571056	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

Cuando solo exista la acción de corte del Servicio de Distribución Final de electricidad, corresponderá aplicar únicamente el cincuenta por ciento (50%) del valor indicado.

**FÓRMULAS DE AJUSTE**

33. Ajuste Trimestral:

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

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

Donde:

CCPR <sub>n</sub>	Costos de Compra de Potencia Reales de la Distribuidora en el trimestre n para la demanda de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CP <sub>i</sub>	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de potencia de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

CCER <sub>n</sub>	Costos de Compra de Energía Reales de la Distribuidora en el trimestre n para los consumos de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CE <sub>i</sub>	Costos de Energía para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de energía de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Energía, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

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

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

Donde:

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

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO <sub>n</sub>	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR <sub>n</sub>	Costos Reales en el trimestre n, corresponden a costos eficientes que podrán ser incluidos en tarifas, de acuerdo al artículo 60 de la LGE y artículos 82 y 83 del RLGE. Se definen los siguientes: i) Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, ii) Cargo por operación del Ente Operador Regional (EOR), iii) Cargo por operación de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), iv) Costo de Garantía de Pago establecido en los Contratos Existentes, esto con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Para la inclusión de cada uno de los costos indicados, la Distribuidora deberá entregar el detalle e integración de los pagos realizados y el detalle y especificaciones de los cuales resultan dichos cargos; asimismo la Distribuidora deberá demostrar que ha realizado las gestiones pertinentes para que dichos costos resulten en costos eficientes, para que la Comisión los pueda trasladar a tarifas. La Comisión con base en el artículo 83 del RLGE, no trasladará a las tarifas aquellos costos que considere excesivos o que no correspondan al ejercicio de la actividad.

El saldo no ajustado en el trimestre n se calcula como:

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

Donde:

SNA <sub>n</sub>	Saldo No Ajustado en trimestre n
n - 1	Trimestre anterior al que está siendo calculado

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

Donde:

AT <sub>n</sub>	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR <sub>n+1</sub>	Monto a Recuperar en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
EP <sub>n+1</sub>	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
APENR <sub>n</sub>	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNR <sub>n</sub>	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

34. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

$$APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$$

Donde:

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



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

Donde:

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

$$PRE_n = \left( \frac{CED_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{i,t+1} \cdot PTE'_{i,t+1})}{CED_n} \right)$$

Donde:

<b>PRE<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
<b>CED<sub>n</sub></b>	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
<b>EF<sub>i,t+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>ntarTOT</b>	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSa), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH), Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
<b>PTE' <sub>i,t+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE <sub>i,t+1</sub> radica en que en para PTE' <sub>i,t+1</sub> los factores por pérdidas de energía se igualan a 1.

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

Donde:

<b>MPAE<sub>n</sub><sup>TS</sup></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>EF<sub>i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
<b>PTE'' <sub>i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE <sub>i+1</sub> radica en que para PTE'' <sub>i+1</sub> los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE <sub>i+1</sub> - 1)
<b>PE<sub>i</sub></b>	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE <sub>n</sub> y la energía considerada en CED <sub>n</sub> .

El **APENR<sup>TS</sup><sub>n</sub>** se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si  $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = 0$
- Si  $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n > 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$

**35. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:**

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

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

Donde:

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

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

Donde:

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

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

Donde:

<b>PRP<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
<b>CPD<sub>n</sub></b>	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
<b>ntarD</b>	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH), Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
<b>DF<sub>i,t+1</sub></b>	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
<b>PTP' <sub>i,t+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No Sociales). La diferencia con PTP <sub>i,t+1</sub> radica en que para PTP' <sub>i,t+1</sub> los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
<b>ntarETOT</b>	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSa), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC) y Tarifa Social (BTSS)
<b>EF<sub>i,t+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

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

Donde:

<b>MPAP<sub>n</sub><sup>TS</sup></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>EF<sub>i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>PTP'' <sub>i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con PTP <sub>i+1</sub> radica en que para PTP'' <sub>i+1</sub> los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTP <sub>i+1</sub> - 1)
<b>PP<sub>i</sub></b>	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social, real para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP <sub>n</sub> y las demandas máximas consideradas en CPD <sub>n</sub> .

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

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

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

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

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

Donde:

<b>FACD<sub>BT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
<b>PD<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 58.426937%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2020, igual a 7.79382Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIP<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 41.573063%



IPCN	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2020, igual a 148.64
K <sub>CD,N</sub>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1

$$FACD_{MT} = \left( PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPCN}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CD_{0,MT} \sum_m D_{max,m,MT}}$$

Donde:

FACD <sub>MT</sub>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD <sub>CD,MT</sub>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 55.260058%
TC <sub>N</sub>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC <sub>0</sub>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2020, igual a 7.79382 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC <sub>CD,MT</sub>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 44.739942%
IPCN	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC <sub>0</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2020, igual a 148.64
K <sub>CD,N</sub>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CD <sub>0,MT</sub>	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
D <sub>max,m,MT</sub>	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + Ap_N}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{At} \frac{1 + At_N}{1 + At_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP <sub>Ap</sub>	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 39.601318%
Ap <sub>N</sub>	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
Ap <sub>0</sub>	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2020, igual a 15.0%
FP <sub>Ac</sub>	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.877031%
Ac <sub>N</sub>	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ac <sub>0</sub>	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2020, igual a 10.0%
FP <sub>Ah</sub>	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 0%
Ah <sub>N</sub>	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ah <sub>0</sub>	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2020, igual a 5.0%
FP <sub>Ae</sub>	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 12.993917%
Ae <sub>N</sub>	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ae <sub>0</sub>	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2020, igual a 0.0%
FP <sub>At</sub>	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 21.527735%
At <sub>N</sub>	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At <sub>0</sub>	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2020, igual a 0.0%

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

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

Donde:

FACF <sub>BT</sub>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD <sub>CF,BT</sub>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 29.172153%
TC <sub>N</sub>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC <sub>0</sub>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2020, igual a 7.79382 Q/ US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIPC <sub>CF,BT</sub>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 70.827847%
IPCN	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC <sub>0</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2020, igual a 148.64
K <sub>CF,N</sub>	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

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

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

Donde:

FACACYR <sub>m</sub>	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
IPC <sub>m</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC <sub>0</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2020, igual a 148.64

**39. Ajuste Anual de los Precios Base:**

Conforme lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con base a los precios de compra de energía de la Distribuidora por Banda Horaria, la Comisión podrá determinar Precios Base de Energía Ponderados por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PEST_t = PE_{PUNTA} * \%E_t^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_t^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_t^{VALLE}$$

Dónde:

PEST <sub>t</sub>	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSa, AP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTH, MITDP, MITDFP, MTH, BTDA, MITDA
PE <sub>PUNTA</sub>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E <sub>PUNTA</sub>	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
PE <sub>INTERMEDIA</sub>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
%E <sub>INTERMEDIA</sub>	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia
PE <sub>VALLE</sub>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E <sub>VALLE</sub>	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle

**AJUSTES AL 30 DE JUNIO DE 2022**

**40. Ajuste Trimestral, Trimestre agosto - octubre 2022:**

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de agosto al 31 de octubre de 2022, es de:

	Valor	Unidades	Definición
ATTS <sub>n</sub>	-0.022137	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

**41. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de junio de 2022:**

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de junio de 2022 son los siguientes:



Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD <sub>BT</sub>	1.034229	Factor de Ajuste del CDBT al 30 de junio de 2022
FACD <sub>MT</sub>	1.047260	Factor de Ajuste del CDMT al 30 de junio de 2022
FACF <sub>BT</sub>	1.061724	Factor de Ajuste de Cargos Fijos en Baja Tensión al 30 de junio de 2022
FACACYR <sub>m</sub>	1.089142	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 30 de junio de 2022

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de agosto de 2022 al 31 de enero de 2023.

**PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE AGOSTO AL 31 DE OCTUBRE DE 2022**

42. Tarifas para el período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2022:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	15.480699	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía*	1.469595	Q / kWh

\*Nota: La desagregación de la tarifa BTSS EEMSE para el período del 01 de agosto al 31 de octubre de 2022 es la siguiente: Cargo por potencia: 0.813490 Q/kWh y Cargo por Energía: 0.656105 Q/kWh.

43. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de agosto al 31 de octubre de 2022 por la Distribuidora es de:

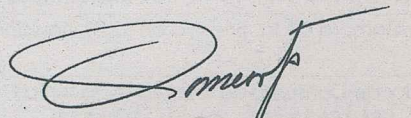
Tasa de interés por mora	0.944372%
--------------------------	-----------

44. El Cargo por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del 01 de agosto de 2022 al 31 de enero de 2023 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR <sub>BTS,m</sub>	158.547486	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.


- La Distribuidora está obligada a dar estricto cumplimiento y seguimiento a los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución; así como a entregar cualquier información que se le solicite para verificar el cumplimiento de la misma.
- La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, podrá supervisar y fiscalizar el que se cumplan y se apliquen todas las consideraciones y costos asociados a la actividad de distribución que fueron aprobados y reconocidos en el Estudio del Valor Agregado de Distribución, el cual sirvió de base para la emisión de las estructuras tarifarias contenidas en la presente resolución.
- La presente resolución, entrará en vigencia el uno de agosto de dos mil veintidós.

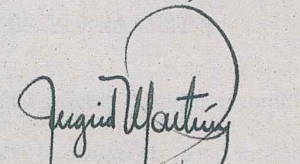
PUBLÍQUESE. -

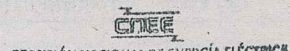
  
Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez  
Presidente

  
Ingeniera Claudia Marcela Peláez Peña  
Directora



  
Licenciado Jorge Guillermo Araúz Aguilar  
Director

  
Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas  
Secretaría General

  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas  
Secretaría General

(252315-2)-27-julio



## ACADEMIA DE LAS LENGUAS MAYAS DE GUATEMALA

### ACUERDO NÚMERO 18-2021

EL CONSEJO SUPERIOR DE LA ACADEMIA DE LAS LENGUAS MAYAS DE GUATEMALA

**CONSIDERANDO:**

Que la Academia de las Lenguas Mayas de Guatemala, es una entidad estatal autónoma, con personalidad jurídica y capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones, patrimonio propio y jurisdicción administrativa en toda la República en materia de su competencia. Tiene como finalidad promover el conocimiento y difusión de las lenguas mayas e investigar, planificar, programar y ejecutar proyectos lingüísticos, literarios, educativos, culturales y dar orientación y servicios sobre la materia.

**CONSIDERANDO:**

La Academia de las Lenguas Mayas de Guatemala -ALMG-, en el ámbito de su autonomía, en relación a la promoción y desarrollo de las lenguas mayas del país está facultada legalmente, para emitir reglamentos, resoluciones, acuerdos y demás disposiciones sobre la materia de su competencia.

**CONSIDERANDO:**

Que de conformidad al contenido del Artículo 1º., literal n, del Acuerdo Gubernativo número 1046-87 del Presidente de la República de Guatemala, en el cual se instruyó como instrumento oficial para la escritura del idioma maya Poqomam, Alfabeto que se compone de 33 signos gráficos. Así mismo el contenido del acuerdo 12-88 en la cual se aclara que en el inciso N del Acuerdo Gubernativo 1046-87 se omitieron los grafemas q y q'.

**CONSIDERANDO**

Que se hace necesario la oficialización del alfabeto unificado del idioma Maya Poqomam, de 34 grafemas, con base en el contenido de la Sistematización y Unificación del Alfabeto Maya Poqomam, Dictamen Técnico DL-JL NO. 03-2021 del Departamento Lingüístico de la Dirección de Lingüística y Comunicación de fecha 29 de junio del año 2021, en el cual se Dictamina que el documento sistematización para la "Unificación del Alfabeto Maya Poqomam" cumple con los lineamientos técnicos establecidos por el Departamento Lingüístico de la Dirección de Lingüística y Comunicación de la ALMG y Oficio Administrativo No. 80-2021 en la cual se emite AVAL del contenido del expediente de la Sistematización y Unificación del Alfabeto Maya Poqomam, por la Comisión Académica, Lingüística y Educación del Consejo Superior de la ALMG.

**POR TANTO:**

El Consejo Superior de la Academia de Lenguas Mayas de Guatemala, con fundamento en el Artículo 134 de la Constitución Política de la República y con base a lo considerado y en uso de las facultades que le confiere los Artículos: 1, 3, 4 literal d), 5 literal b) y 12 literal f), é i) del Decreto Número 65-90 del Congreso de la República de Guatemala y sus reformas, Ley de la Academia de las Lenguas Mayas de Guatemala; Artículo: 1, 2, 3, 4, 5, 6, literal b), 7 literal a) y b), 9 literal a) y f) y 12 del Reglamento de dicha ley.

**ARTÍCULO 1. APROBACIÓN:** Aprobar la utilización del grafema "ee". En consecuencia se suprimen los grafemas "ie", "ua", a fin de unificar el alfabeto del idioma maya Poqomam.

**ARTÍCULO 2. REFORMA:** se reforma el contenido del artículo 1º. Literal n, del Acuerdo Gubernativo 1046-87 del Presidente de la República, el cual queda de la manera siguiente:

"n) El Alfabeto del idioma Maya Poqomam, se compone de 34 grafemas: a, aa, b', ch, ch', e, ee, h, i, ii, j, k, k', l, m, n, o, oo, p, p', q, q', r, s, t, t', tz, tz', u, uu, w, x, y, ' (saltillo)"

**Artículo 3. FACULTAD:** Se faculta a la Comunidad Lingüística Poqomam, para que promueva la unificación y difusión de la escritura del idioma Maya Poqomam por los medios de publicidad a su alcance, para lograr el pleno conocimiento y fortalecimiento del mismo.

**ARTÍCULO 4. DEROGATORIA.** Se derogan todas las disposiciones que contravengan lo dispuesto en el contenido del presente Acuerdo.

**ARTICULO 5. VIGENCIA.** El presente Acuerdo entra en vigencia ocho días después de su publicación en el Diario de Centro América.