



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### RESOLUCIÓN CNEE-88-2020

Guatemala, 23 de abril de 2020

### 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 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 de Gualán, vence el treinta de abril del año dos mil veinte, 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 de Gualán, 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 2020-2025.

#### 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 No Social**, que atiende la **Empresa Eléctrica Municipal de Gualán**, para el período comprendido del **uno de mayo de dos mil veinte al treinta de abril de dos mil veinticinco**, de conformidad con lo siguiente:

#### I. Acrónimos

**AMM:** Administrador del Mercado Mayorista

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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

**Distribuidora, distribuidora, Distribuidor o distribuidor:** Empresa Eléctrica Municipal de Gualán

**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. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la LGE 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.
2. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios no afectados a la Ley de la 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.
3. 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).

4. 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 o ampliación de la potencia contratada 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.
5. 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 rescisiones 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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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.

6. 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, Numero 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.

7. La Garantía de Pago, se aplicará de conformidad con lo establecido en el artículo 94 del RLGE.
8. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora:
  - a. Tarifas de Baja Tensión del grupo a) y b) según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: 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 o banco de transformadores, para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (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, transformadores de corriente, transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección, 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.
  - b. Tarifas de Media Tensión del grupo b) según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en media tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (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 o punto acordado de conexión; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente, transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección, 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

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

La medición podrá realizarse en media tensión o en baja tensión, en este último caso la Distribuidora podrá adicionar un porcentaje de corrección por pérdidas del transformador MT/BT de energía igual a 1.0% y de potencia de 1.4%.

- c. Tarifas del grupo c) según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde la Distribuidora suministrar el servicio en media tensión o baja tensión, de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye la red de media tensión y la acometida, para el caso de tarifas de baja tensión corresponderá la instalación y suministro del banco de transformación MT/BT. 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.

9. 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 RLGE 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.
10. 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.
11. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; 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.
12. 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.
13. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta (30) 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.



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

14. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la LGE, 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.
15. 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.
16. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de un año y que, de requerir su prolongación, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. El consumo de un servicio temporal deberá medirse utilizando un medidor adecuado a la categoría tarifaria que corresponda. Los servicios temporales para los fines de control y facturación, serán tratados como un suministro normal, asignándoles el correspondiente Número de Identificación del Suministro, y deberá ser reportado a esta Comisión dentro de las bases de datos comerciales y de facturación, indicando su condición de servicio temporal.

Para este servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado el presupuesto de mano de obra y materiales fungibles, para el montaje y desmontaje de la instalación temporal del suministro de energía eléctrica; la Distribuidora aplicará la categoría tarifaria que corresponda y podrá requerir una garantía de pago de hasta dos (2) meses de facturación. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, pudiendo devolver los mismos al Usuario o el valor de rescate de los materiales y equipos recuperados que la Distribuidora pueda reutilizar. Adjunto al reporte semestral remitido en cumplimiento de la metodología para el control de la calidad del servicio comercial de las NTSD, la distribuidora deberá enviar un informe a la CNEE, que contengan los datos comerciales de los usuarios con servicio temporal, incluyendo: i. Solicitudes de los servicios temporales atendidos, incluyendo el valor de presupuesto de conexión; ii. Detalle y montos de las devoluciones realizadas. En caso, que exista desacuerdo en la prestación del servicio temporal, el presupuesto de obras, aplicación de tarifas y devoluciones, el usuario podrá presentar su queja a la Distribuidora, de no ser atendida deberá presentar la denuncia correspondiente a esta Comisión.

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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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. Categorías Tarifarias

19. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final de la distribuidora deberán estar asignados a una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario. La Distribuidora hará del conocimiento de las tarifas disponibles al Usuario para que éste pueda establecer la tarifa que le aplique, de acuerdo a sus características y requerimientos de consumo, así como del nivel de tensión al que requiere conectarse; en caso que el Usuario no la pueda determinar, la distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario. Una vez establecida la tarifa correspondiente, esta tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses. Transcurrido este plazo podrá darse las siguientes condiciones, si:

- a. El usuario considera o requiere la aplicación de otra categoría tarifaria podrá solicitarla a la Distribuidora, debiendo ésta realizar las adecuaciones y cambios pertinentes en los plazos que defina las NTSD.
- b. La Distribuidora detecta que el usuario del grupo tarifario a) detallado en el apartado III del presente Pliego Tarifario, supera el límite de 11 kW en dos períodos de facturación consecutivos, la Distribuidora tendrá cinco días máximos después de la emisión de la primera y la segunda facturación, para notificar por escrito al usuario para que corrija dicha situación; si el usuario no corrige y por consiguiente su Potencia Máxima excede el límite de 11 kW nuevamente, la Distribuidora podrá reclasificar al usuario en alguna de las tarifas del grupo b), aplicando la categoría tarifaria que más convenga al usuario, la cual tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses. Luego de este período el usuario podrá volver a requerir su reclasificación tarifaria.

A partir de la vigencia del presente pliego, la Distribuidora deberá verificar cada doce (12) meses si la tarifa aplicada a cada usuario, así como la potencia contratada, son las más adecuadas a las características de su consumo, debiendo informarle de forma escrita a éste sobre la conveniencia de cambio de tarifa, o sobre el posible ajuste a la Potencia Contratada si este fuera el caso.

La Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre las potencias y energías demandadas, y demás parámetros de facturación de hasta los últimos veinticuatro meses.

20. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres grupos: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya Potencia Máxima Demandada es menor o igual a once kilovatios (11 kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya Potencia Máxima Demandada es mayor de once kilovatios (11 kW); y c) Usuarios con servicio en baja o media tensión que ostentan la calidad de Gran Usuario otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, y por consiguiente estén inscritos en el Registro de Grandes Usuarios y que utilizan la red de la Distribuidora para ser suministrados por un comercializador o generador.

21. De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley, la Potencia Contratada será establecida en el contrato de suministro, a solicitud del usuario y con el asesoramiento de la Distribuidora. El usuario podrá reducir el valor de dicha potencia en periodos no menores a seis meses; en caso el usuario requiera ampliar el valor de la Potencia Contratada, los plazos para que la Distribuidora atienda lo requerido están definidos en las NTSD. La Distribuidora no podrá establecer límites mínimos de la potencia que el usuario requiera contratar independientemente del grupo tarifario al que corresponda; el valor de Potencia Contratada será establecido en unidades y décimas de kilovatio (000.0 kW).

Si la distribuidora determina que la Potencia Máxima Demandada por el usuario supera la Potencia Contratada, tendrá derecho de cobrar el exceso de acuerdo a lo establecido en las NTSD. Si luego



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

de haberle notificado en dos periodos de facturación consecutivos sobre dicha situación, el usuario no realiza las correcciones pertinentes, repitiéndose esta condición en el tercer periodo de facturación la Distribuidora procederá a incrementar la Potencia Contratada y la aplicará en la tercera facturación, hasta por el valor máximo de las Potencias Máximas Demandadas en estos tres meses; dicha situación será informada al usuario. El valor modificado tendrá una vigencia de por lo menos seis meses.

22. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:

- a. Potencia Contratada: Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una Potencia Máxima Demandada igual a dicho valor suscrito.
- b. Potencia Máxima Demandada: Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en periodos de 15 minutos, medidos durante cada día del periodo de facturación.
- c. Cargo por Consumidor (CF): Es el cargo único aplicado en el periodo de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora por nivel de tensión, por tipo de tarifa y por sistema de medición instalado, para usuarios con servicio activo.
- d. Cargo Unitario por Energía (CUE): Es el cargo unitario por energía eléctrica que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía total consumida en el periodo 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.
- e. Cargo por Energía (CE): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario en el periodo de facturación.
- f. Cargo por Energía de Punta (CEP): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el periodo de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
- g. Cargo por Energía Intermedia (CEI): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el periodo de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
- h. Cargo por Energía de Valle (CEV): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el periodo de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
- i. Cargo por Potencia Máxima (CPMax): es el cargo aplicado a la Potencia Máxima Demandada durante el periodo de facturación.
- j. Cargo por Potencia Contratada (CPC): es el cargo relacionado con la Potencia Contratada, vigente en el periodo de facturación, el exceso de la Potencia Máxima Demandada respecto a la Potencia Contratada durante el periodo de facturación, se cobrará de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución – NTSD-.
- k. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CPEP): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el periodo de facturación, para los usuarios del grupo c).
- l. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el periodo de facturación, para los usuarios del grupo c).
- m. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CPEV): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el periodo de facturación, para los usuarios del grupo c).



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

23. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo a):
- Baja Tensión Simple (BTS): es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que no estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía sin medición de potencia. 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.
  - Baja Tensión Simple Autoprodutores (B TSA): es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con medidor de energía bidireccional sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el Cargo Unitario por Energía en sus diferentes cargos de potencia y energía, para que permita la aplicación, facturación y registro de los excedentes de energía, de acuerdo a lo establecido en la normativa específica que rige a este tipo de usuarios.
  - Alumbrado Público (AP): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado público municipal y ornamentación iluminada, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, la metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE).
  - Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado privado e instalaciones publicitarias iluminadas, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: Vallas publicitarias, murales, alumbrado privado, objetos publicitarios iluminados ("walking-pads", "opis" y "mupis), entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE).
  - Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de equipos de señalización, vigilancia y comunicaciones; con características de funcionamiento y consumo continuo u homogéneo durante el día, conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: semáforos, cámaras de vigilancia, equipos de telecomunicaciones o transmisión de señales como: amplificadores, repetidores, casetas telefónicas, entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE).
24. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo b):
- Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP): es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
  - Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta (BTDFP): es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
  - Baja Tensión Horaria (BTH): es una Tarifa en Baja Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria, medición de Potencia Máxima Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
  - Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP): es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

- potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- e. Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP): es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
  - f. Media Tensión Horaria (MTH): es una Tarifa en Media Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria y medición de Potencia Máxima Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
  - g. Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA): es una Tarifa en Baja Tensión con demanda máxima aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional y Potencia Máxima Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
  - h. Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA): es una Tarifa en Media Tensión con demanda máxima aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional y Potencia Máxima Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- 25.** Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo c):
- a. Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT\_BT): Es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está compuesta por un Cargo por Energía de Punta (CEP), Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPMax).
  - b. Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT\_MT): Es una tarifa en Media Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está compuesta por un Cargo por Energía de Punta (CEP), Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPMax).
- 26.** Los usuarios del grupo a) corresponderán a la tarifa Baja Tensión Simple (BTS).
- 27.** Para los usuarios dentro de las categorías tarifarias BTDP, BTDFP, MTDP y MTDFP, la determinación de su participación en punta será cuando el Factor de Carga promedio del Usuario, sea mayor o igual a 0.6; en caso contrario se establecerá como fuera de punta. El Factor de Carga Promedio del Usuario se calcula como el cociente de dividir la energía promedio del Usuario entre el producto de: la demanda máxima mensual promedio por el número de horas del mes, tomando como base de cálculo los registros de mediciones de los últimos seis meses.
- 28.** La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios, tarifas y categorías distintas a las aprobadas en el presente pliego tarifario, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.
- 29.** Cuando la Distribuidora determine que un Usuario de los grupos tarifarios b) y c) tiene un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en la NTSD, la Distribuidora tendrá derecho a penalizar con un recargo equivalente al tres por ciento (3%) del valor facturado de los cargos de distribución, sin IVA, de la opción tarifaria correspondiente por cada centésima (0.01) en que dicho factor esté por debajo del límite establecido en la NTSD. Dicha penalización podrá ser aplicada hasta que el usuario corrija su situación; la distribuidora hará de conocimiento del usuario dicha situación en cada factura, instándolo a corregir el factor de potencia. Para este caso, se entenderá por cargos por distribución,



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

para los usuarios del grupo b) como el Cargo por Potencia Contratada (CPC) y para los usuarios del grupo c) como el Cargo por Potencia Máxima (CPMax), correspondiente a distribución. Esta penalización no podrá aplicarse sobre cualquier otro cargo tarifario. En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por distribución correspondiente.

30. Para los usuarios de las tarifas del grupo c), de acuerdo a lo establecido en el artículo 70 de la Ley General de Electricidad, el Peaje en Función de Transportista se cobrará en función a la Potencia Máxima Demandada, por lo que la Distribuidora no podrá utilizar otro parámetro o valor de potencia distinto a este valor.

#### IV. Pliego Tarifario

##### PRECIOS BASE

31. 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 2020 al 30 de abril del 2021, los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PPST	56.499609	Q/kWh	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PEST <sub>BTS</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST <sub>AP-APPN</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público - Alumbrado Privado y Publicitario Nocturno
PEST <sub>BTDFP</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST <sub>BTDP</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>MTDFP</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST <sub>MTDP</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>PUNTA</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST <sub>INTERMEDIA</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST <sub>VALLE</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST <sub>BTSA</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple Autoprodutores
PEST <sub>VSC</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones
PEST <sub>BTDA</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Autoprodutores
PEST <sub>MTDA</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Autoprodutores

##### COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	73.473702	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión



CDMT	28.969391	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
------	-----------	----------	--

**CARGOS BASE POR CONSUMIDOR**

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTS <sub>0</sub>	14.261007	Q/Cliente -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple
CFBTD <sub>0</sub>	273.335974	Q/Cliente -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
CFMTD <sub>0</sub>	713.050367	Q/Cliente -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión
CFBTSA <sub>0</sub>	17.113208	Q/Cliente -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Autoprodutores Baja Tensión Simple
CFBTDA <sub>0</sub>	326.507122	Q/Cliente -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Autoprodutores Baja Tensión con Demanda
CFMTDA <sub>0</sub>	822.637787	Q/Cliente -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Autoprodutores Media Tensión

**PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)**

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

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.099432	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.041257	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	1.097936	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBTP	1.097936	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión sin Tarifa Social
FPPMTP	1.040669	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión sin Tarifa Social
FPPBT_MT	1.097936	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.040669	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

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

Categoría	NHU	FC	FCRedBT	FCTotalBT	FCTotalMT	FCRedMT	FCI	FPCont
BTS	463.621472	0.635098	0.995062			0.995062		
BTSA	330.725040	0.453048	0.794262			0.794262		
AP-APPN	360.612700	0.493990	1.000000			1.000000		
VSC	496.349630	0.679931	0.721978			0.721978		
BTD			0.849110			0.897110	0.823451	0.647212
BTD <sub>FP</sub>			0.718684			0.718684	0.591383	0.722121
BTD <sub>A</sub>			0.744599			0.925481	0.849447	0.707561
MTD <sub>P</sub>						0.916186	0.946756	0.949097
MTD <sub>FP</sub>						0.831849	0.838338	0.956335
MTD <sub>A</sub>						0.861588	0.842333	0.956335
BTH				0.523223	0.554507			0.708324
MTH					0.861572			0.907698
Peaje <sub>FT_BT</sub>			0.617020			0.617020	0.874899	
Peaje <sub>FT_MT</sub>						0.617020	0.874899	



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### 36. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E <sub>BTS</sub>	30.627017%	48.619059%	20.753924%
%E <sub>BTSA</sub>	24.860707%	36.848382%	38.290911%
%E <sub>AP-APPN</sub>	32.174719%	1.975437%	65.849844%
%E <sub>VSC</sub>	18.257717%	51.858180%	29.884104%
%E <sub>BTDP</sub>	16.313544%	53.887106%	29.799350%
%E <sub>BTDFP</sub>	17.208474%	64.540488%	18.251038%
%E <sub>BTDA</sub>	17.528376%	52.211093%	30.260531%
%E <sub>MTDP</sub>	17.177781%	49.364028%	33.458191%
%E <sub>MTDFP</sub>	16.959428%	56.142275%	26.898296%
%E <sub>MTDA</sub>	20.650014%	45.865962%	33.484025%

### 37. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPot	1.055158	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	1.012257	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.010370	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

## ESTRUCTURA TARIFARIA

### 38. CARGOS POR CONSUMIDOR (CF)

a) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple (CFBTS<sub>n</sub>)

$$CFBTS_n = CFBTS_o \cdot FACF_{BT}$$

b) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión con Demanda (CFBTD<sub>n</sub>)

$$CFBTD_n = CFBTD_o \cdot FACF_{BT}$$

c) Cargo Fijo Usuarios Media Tensión con Demanda (CFMTD<sub>n</sub>)

$$CFMTD_n = CFMTD_o \cdot FACF_{MT}$$

d) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple Autoprodutores (CFBTSA)

$$CF_{BTSA} = CF_{BTSA} \cdot FACF_{BT}$$

e) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (CFBTDA)

$$CF_{BTDA} = CF_{BTDA} \cdot FACF_{BT}$$

f) Cargo Fijo Usuarios Media Tensión con Demanda Autoprodutores (CFMTDA)

$$CF_{MTDA} = CF_{MTDA} \cdot FACF_{BT}$$



### 39. BTS – BAJA TENSIÓN SIMPLE

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

$$CUE_{BTS} = PEST_{BTS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \\ \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

### 40. BTSA – BAJA TENSIÓN SIMPLE AUTOPRODUCTORES

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

$$CUE_{BTSA} = PEST_{BTSA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FPPBT \\ \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

Cargo por potencia de generación y transporte: corresponden al componente 2 de la fórmula anterior

Cargos por potencia de distribución: corresponden a los componentes 3 y 4 de la fórmula anterior

### 41. AP – ALUMBRADO PUBLICO

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

$$CUE_{AP} = PEST_{AP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT \cdot FABT \\ \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

### 42. APPN – ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO

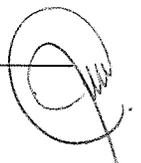
#### a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{APPN} = PEST_{AP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT \cdot FABT \\ \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT$$

### 43. VSC – VIGILANCIA, SEÑALIZACIÓN O COMUNICACIONES

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

$$CUE_{VSC} = PEST_{VSC} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FPPBT \\ \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT$$





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

#### 44. BTDP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

a. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

b. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDP} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

c. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDP} = CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot FPPBT \\ + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT$$

#### 45. BTDFP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

a. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

b. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDFP} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

c. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDFP} = CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPBT \\ + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT$$

#### 46. BTH – BAJA TENSIÓN HORARIA

a. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{BTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

b. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

c. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{BTH} = PEST_{VALLE} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTH} = PPST \cdot FCTotalMTBTH \cdot FAPot \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP$$

e. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTH} = CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FCTotalBTBTH \cdot FABT \cdot FPCont_{BTH} \cdot FPPBT \\ + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTBTH \cdot FAMT \cdot FPCont_{BTH} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT$$



**47. MTDP – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA**

**a. Cargo por Energía (CE)**

$$CE_{MTDP} = PEST_{MTDP} \cdot FPEMT + AT$$

**b. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)**

$$CPMax_{MTDP} = PPST \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FAPot \cdot FPPMT \cdot kPP_{MTD}$$

**c. Cargo por Potencia Contratada (CPC)**

$$CPC_{MTDP} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FPCont_{MTDP} \cdot FPPMT$$

**48. MTDFFP – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA**

**a. Cargo por Energía (CE)**

$$CE_{MTDFFP} = PEST_{MTDFFP} \cdot FPEMT + AT$$

**b. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)**

$$CPMax_{MTDFFP} = PPST \cdot FCRedMT_{MTDFFP} \cdot FCI_{MTDFFP} \cdot FAPot \cdot FPPMT \cdot kPP_{MTD}$$

**c. Cargo por Potencia Contratada (CPC)**

$$CPC_{MTDFFP} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTDFFP} \cdot FCI_{MTDFFP} \cdot FPCont_{MTDFFP} \cdot FPPMT$$

**49. MTH – MEDIA TENSIÓN HORARIA**

**a. Cargo por Energía de Punta (CEP)**

$$CEP_{MTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEMT + AT$$

**b. Cargo por Energía Intermedia (CEI)**

$$CEI_{MTH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEMT + AT$$

**c. Cargo por Energía de Valle (CEV)**

$$CEV_{MTH} = PEST_{VALLE} \cdot FPEMT + AT$$

**d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)**

$$CPMax_{MTH} = PPST \cdot FCTotalMTM_{MTH} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

**e. Cargo por Potencia Contratada (CPC)**

$$CPC_{MTH} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTM_{MTH} \cdot FAMT \cdot FPCont_{MTH} \cdot FPPMT$$

**50. BTDA – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES**

**a. Cargo por Energía (CE)**

$$CE_{BTDA} = PEST_{BTDA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

**b. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)**

$$CPMax_{BTDA} = PPST \cdot FCRedMTP_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

**c. Cargo por Potencia Contratada (CPC)**

$$CPC_{BTDA} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$



### 51. MTDA – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDA} = PEST_{MTDA} \cdot FP_{EMT} + AT$$

b. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDA} = PPST \cdot FCR_{edMTP_{MTDA}} \cdot FCI_{MTDA} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

c. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDA} = CDMT \cdot FCR_{edMT_{MTDA}} \cdot FCI_{MTDA} \cdot FP_{Cont_{MTDA}} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

### 52. PeajeFT\_BT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN

a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)

$$CEP_{PeajeFT\_BT} = (PEST_{PUNTA} + AT) \cdot (FPEBT \cdot FP_{EMT} - 1)$$

b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)

$$CEI_{PeajeFT\_BT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT) \cdot (FPEBT \cdot FP_{EMT} - 1)$$

c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)

$$CEV_{PeajeFT\_BT} = (PEST_{VALLE} + AT) \cdot (FPEBT \cdot FP_{EMT} - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT\_BT} = PPST \cdot FCR_{edMT_{PeajeFT\_BT}} \cdot FCI_{PeajeFT\_BT} \cdot (FPPBT \cdot FPPMT - 1) \cdot FAPot + CDBT \cdot FCR_{edBT_{PeajeFT\_BT}} \cdot FCI_{PeajeFT\_BT} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCR_{edMT_{PeajeFT\_BT}} \cdot FCI_{PeajeFT\_BT} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

Cargos por generación: corresponden a la componente 1 de la fórmula anterior

Cargos por distribución: corresponden a los componentes 2 y 3 de la fórmula anterior

### 53. PeajeFT\_MT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSIÓN

a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)

$$CEP_{Peaje\_MT} = (PEST_{PUNTA} + AT) \cdot (FP_{EMT} - 1)$$

b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)

$$CEI_{Peaje\_MT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT) \cdot (FP_{EMT} - 1)$$

c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)

$$CEV_{Peaje\_MT} = (PEST_{VALLE} + AT) \cdot (FP_{EMT} - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT\_MT} = PPST \cdot FCR_{edMT_{PeajeFT\_MT}} \cdot FCI_{PeajeFT\_MT} \cdot (FPPMTP - 1) \cdot FAPot + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCR_{edMT_{PeajeFT\_MT}} \cdot FCI_{PeajeFT\_MT} \cdot FPPMT$$

Cargos por generación: corresponden a la componente 1 de la fórmula anterior

Cargos por distribución: corresponden a la componente 2 de la fórmula anterior



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

### 54. 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.

$$CACYR_{BTS-BTSA_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTS-BTSA_0}$$

$$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTH_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTH_0}$$

$$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTH_m} = FACACYR_m * CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTH_0}$$

Donde:

<b>CACYR<sub>BTS-BTSA_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifa BTS y BTSA
<b>CACYR<sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTH_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTH
<b>CACYR<sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTH_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDA, MTH
<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
<b>CACYR<sub>BTS- BTSA_0</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTS, y BTSA
<b>CACYR<sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTH_0</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTH
<b>CACYR<sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTH_0</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDA, MTH

Los Cargos Base por Corte y Reconexión base son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
<b>CACYR<sub>BTS- BTSA_0</sub></b>	191.309487	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSA.
<b>CACYR<sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTH_0</sub></b>	238.363792	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDA, BTH.
<b>CACYR<sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTH_0</sub></b>	325.422908	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTDA, MTH.

### FÓRMULAS DE AJUSTE

### 55. 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:

<b>CCPR<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
<b>CP<sub>i</sub></b>	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. 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 Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

<b>CCER<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n.
<b>CE<sub>i</sub></b>	Costos de Energía para el mes i del trimestre n. 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 Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

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>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>tarD</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>PTP<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
<b>ntarETNS</b>	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoprodutores (B TSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
<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>PFP<sub>t,i+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

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

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>ntarTNS</b>	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoprodutores (B TSA), 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>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>PTE<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1.
<b>PFE<sub>t,i+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

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.

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

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * \sum_{t=1}^{ntarTNS} EF_{t,n-1}$$

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
<b>EP<sub>n+1</sub></b>	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1



<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

**56. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:**

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

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

Donde:

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

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

Donde:

<b>MPRE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>CCER<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE <sub>n</sub> .

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

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

$$MPAE^{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE''_{t,i+1} \cdot PE_i)$$

Donde:

<b>MPAE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>ntarTNS</b>	Tipos de tarifas existentes, 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), 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>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>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 <sub>t,i+1</sub> radica en que para PTE'' <sub>t,i+1</sub> los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE <sub>t,i+1</sub> - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales.
<b>PE<sub>i</sub></b>	Precio de compra de energía promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn y la energía considerada en CEDn.

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

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



**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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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

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

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

Donde:

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

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

Donde:

<b>MPRP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>CCPR<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP <sub>n</sub> .

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

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 afectas a Tarifa Social 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).



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

<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 afectas a Tarifa Social). 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 Autoprodutores (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).

$$MPAP^{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarETNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTP''_{t,i+1} \cdot PP_i) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \cdot PP_i)$$

Donde:

<b>MPAP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en 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 (Tarifas No Sociales). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>ntarETNS</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).
<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. La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como $(PTP_{t,i+1} - 1)$ , y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia, se quedan iguales
<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>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>PP<sub>i</sub></b>	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales 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  $APPNR^{TNS}_n$  se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

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



**58. 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 56.941042%
<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 2018, igual a 7.7369 Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 43.058958%
<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 2018, igual a 137.13
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1

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

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 54.508769%
<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 2018, igual a 7.7369 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 45.491231%
<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 2018, igual a 137.13
<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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

<b>CD,MT</b>	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
<b>Dmax<sub>m,MT</sub></b>	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

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

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 25.60%
<b>Ap<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
<b>Ap<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2018, igual a 15.0%
<b>FP<sub>Ac</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.45%
<b>Ac<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
<b>Ac<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2018, igual a 10.0%
<b>FP<sub>Ah</sub></b>	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.76%
<b>Ah<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
<b>Ah<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2018, igual a 5.0%
<b>FP<sub>Ae</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.00%
<b>Ae<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
<b>Ae<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2018, 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 36.19%
<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 2018, igual a 0.0%



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

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

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.banquat.gob.gt">www.banquat.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 2018, igual a 7.7369 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 2018, igual a 137.13
<b>K<sub>CF,N</sub></b>	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

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

Donde:

<b>FACF<sub>MT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
<b>PD<sub>CF,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, 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.banquat.gob.gt">www.banquat.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 2018, igual a 7.7369 Q/ US\$
<b>PIPC<sub>CF,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, 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 2018, igual a 137.13
<b>K<sub>CF,N</sub></b>	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

### 59. 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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

	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 2018, igual a 137.13

### 60. 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:

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

Donde:

PE <sub>ST<sub>t</sub></sub>	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSA, AP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTH, MTDP, MTDFP, MTH, BTDA, MTD
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 31 DE MARZO DE 2020

### 61. Ajuste Trimestral, Trimestre mayo – julio del 2020:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de mayo al 31 de julio de 2020, es de:

	Valor	Unidades	Definición
AT <sub>n</sub>	0.086785	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

### 62. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2020:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2020, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACDBT	1.010098	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2020
FACDMT	1.075425	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2020
FACFBT	1.020963	Factor de Ajuste de CFBT <sub>0</sub> y CFBTD <sub>0</sub> al 31 de marzo de 2020
FACFMT	1.020963	Factor de Ajuste del CFMTD <sub>0</sub> al 31 de marzo de 2020
FACACYR <sub>m</sub>	1.032378	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2020

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de mayo de 2020 al 31 de octubre de 2020.



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO DEL 2020

#### 63. Tarifas para el período del 01 de mayo al 31 de julio de 2020:

<b>Baja Tensión Simple (BTS)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	14.559960
Cargo Unitario por Energía*	Q /kWh	1.482686
<b>Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	17.471953
Cargo Unitario por Energía*	Q /kWh	1.530316
<b>Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	279.065916
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.082265
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	50.319468
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	54.521683
<b>Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	279.065916
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.082265
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	28.950722
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	36.353519
<b>Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	333.351691
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.082265
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	53.549618
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	56.919403
<b>Baja Tensión Horaria (BTH)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	279.065916
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	1.082265
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	1.082265
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	1.082265
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	37.771098
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	44.695350
<b>Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	727.998042
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.992234
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	53.814248
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	26.967763
<b>Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	727.998042
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.992234
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	43.265249



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	21.846723
<b>Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	839.882743
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.992234
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	45.025549
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	22.735584
<b>Media Tensión Horaria (MTH)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	727.998042
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.992234
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.992234
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.992234
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	53.452391
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	25.618020
<b>Tarifa Alumbrado Público (AP)</b>		
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.599620
<b>Tarifa Alumbrado Privado y Publicitario Nocturno (APPN)</b>		
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.599620
<b>Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones (VSC)</b>		
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.353638
<b>Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)</b>		
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.138472
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.138472
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.138472
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	68.530931
<b>Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)</b>		
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.039456
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.039456
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.039456
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	18.992394

\*El Cargo Unitario por Energía incluye los cargos mensuales por potencia.

64. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de mayo al 31 de julio de 2020, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	0.998070%
--------------------------	-----------



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

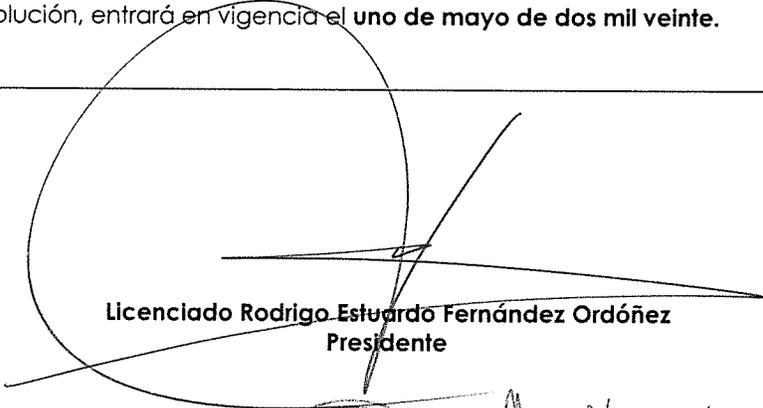
4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

65. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de mayo de 2020 al 31 de octubre de 2020 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR <sub>BTS- B TSA</sub> _m	197.503712	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, B TSA.
CACYR <sub>BTDP- BTDFP- BTDA- BTH</sub> _m	246.081544	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDA, BTH.
CACYR <sub>MTDP- MTDFP- M TDA- MTH</sub> _m	335.959462	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, M TDA, MTH.

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.
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 mayo de dos mil veinte**.

**PUBLÍQUESE. -**

  
Licenciado Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez  
Presidente

  
Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso  
Director

  
Ingeniero Ángel Jesús García Martínez  
Director

  
Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas  
Secretaría General

  
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA  
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas  
Secretaría General

# PUBLICACIONES VARIAS



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### RESOLUCIÓN CNEE-88-2020

Guatemala, 23 de abril de 2020

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 los 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 fijadas 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 el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que los 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 cada vez que el actual pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Guadalupe, vence el treinta de abril del año dos mil veinte, 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 de Guadalupe, 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 2020-2025.

#### POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en la 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 No Social, que atiende la Empresa Eléctrica Municipal de Guadalupe, para el período comprendido del uno de mayo de dos mil veinte al treinta de abril de dos mil veinticinco, de conformidad con lo siguiente:

#### I. Acrónimos

AMM: Administrador del Mercado Mayorista  
CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Distribuidora, distribuidor, Distribuidor o distribuidor: Empresa Eléctrica Municipal de Guadalupe  
LGE: Ley General de Electricidad

NTDOD: 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. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la LGE el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegotiar o modificar las condiciones del servicio contratado.
2. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios no afectos a la Ley de la 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.
3. 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 la 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 pda y falo de arboles, 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 (NTDOD) y con las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

4. 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 o ampliación de la potencia contratada dentro del área obligatoria, o aquellos que estando fuera 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.
5. 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 reacciones 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.

6. 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 todas los requisitos establecidos, la Distribuidora deberá cumplir con los plazos de conexión de suministro de electricidad establecidos en el artículo 68 del RLGE.

7. La Garantía de Pago, se aplicará de conformidad con lo establecido en el artículo 94 del RLGE.
8. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora:
  - a. Tarifas de Baja Tensión del grupo a) y b) según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en media tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador o banco de transformadores, para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (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, transformadores de corriente, transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección, 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.
  - b. Tarifas de Media Tensión del grupo b) según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en media tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (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 o punto acordado de conexión; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente, transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección, 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.

La medición podrá realizarse en media tensión o en baja tensión, en este último caso la Distribuidora podrá adicionar un porcentaje de corrección por pérdidas del transformador MT/BT de energía igual a 1.0% y de potencia de 1.4%.

- c. Tarifas del grupo c) según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en media tensión o baja tensión, de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye la red de media tensión y la acometida, para el caso de tarifas de baja tensión corresponderá la instalación y suministro del banco de transformación MT/BT. 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.

9. 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 RLGE 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.
10. 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 emitir 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.
11. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; 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.
12. 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), toda ella 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.
13. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta (30) 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.

14. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la LGE, 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.

15. 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.

16. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de un año y que, de requerir su prolongación, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. El consumo de un servicio temporal deberá medirse utilizando un medidor adecuado a la categoría tarifaria que corresponda. Los servicios temporales para los fines de control y facturación, serán tratados como un suministro normal, asignándosele el correspondiente Número de Identificación del Suministro, y deberá ser reportado a esta Comisión dentro de las bases de datos comerciales y de facturación, indicando su condición de servicio temporal.

Para este servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado el presupuesto de mano de obra y materiales fungibles, para el montaje y desmontaje de la instalación temporal del suministro de energía eléctrica; la Distribuidora aplicará la categoría tarifaria que corresponda y podrá requerir una garantía de pago de hasta dos (2) meses de facturación. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, pudiendo devolver los mismos al Usuario o el valor de rescate de los materiales y equipos recuperados que la Distribuidora pueda reutilizar. Adjunto al reporte semestral remitido en cumplimiento de la metodología para el control de la calidad del servicio comercial de las NTSD, la Distribuidora deberá enviar un informe a la CNEE, que contengan los datos comerciales de los usuarios con servicio temporal, incluyendo: i. Solicitudes de los servicios temporales atendidos, incluyendo el valor de presupuesto de conexión; ii. Detalle y montos de las devoluciones realizadas. En caso, que exista desacuerdo en la prestación del servicio temporal, el presupuesto de obras, aplicación de tarifas y devoluciones, el usuario podrá presentar su queja a la Distribuidora, de no ser atendida deberá presentar la denuncia correspondiente a esta Comisión.

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, correspondiendo 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 reconozcan en las tarifas corresponden 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, tamaño de letra, diseño, entre otros.

### III. Categorías Tarifarias

19. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final de la distribuidora deberán estar asignados a una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario. La Distribuidora hará del conocimiento de las tarifas disponibles al Usuario para que éste pueda establecer la tarifa que le aplique, de acuerdo a sus características y requerimientos de consumo, así como del nivel de tensión al que requiere conectarse; en caso que el Usuario no la pueda determinar, la distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario. Una vez establecida la tarifa correspondiente, esta tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses. Transcurrido este plazo podrá darse las siguientes condiciones, si:

- El usuario considera o requiere la aplicación de otra categoría tarifaria podrá solicitarla a la Distribuidora, debiendo ésta realizar las adecuaciones y cambios pertinentes en los plazos que define las NTSD.
- La Distribuidora detecta que el usuario del grupo tarifario a) detallado en el apartado III del presente Pliego Tarifario, supera el límite de 11 kW en dos periodos de facturación consecutivos, la Distribuidora tendrá cinco días máximos después de la emisión de la primera y la segunda facturación, para notificar por escrito al usuario para que corrija dicha situación; si el usuario no corrige y por consiguiente su Potencia Máxima excede el límite de 11 kW nuevamente, la Distribuidora podrá reclasificar al usuario en alguna de las tarifas del grupo b), aplicando la categoría tarifaria que más convenga al usuario, la cual tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses. Luego de este periodo el usuario podrá volver a requerir su reclasificación tarifaria.

A partir de la vigencia del presente pliego, la Distribuidora deberá verificar cada doce (12) meses si la tarifa aplicada a cada usuario, así como la potencia contratada, son los más adecuados a las características de su consumo, debiendo informarle de forma escrita a éste sobre la conveniencia de cambio de tarifa, o sobre el posible ajuste a la Potencia Contratada si este fuera el caso.

La Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre las potencias y energías demandadas, y demás parámetros de facturación de hasta los últimos veinticuatro meses.

20. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres grupos: a) **Usuarios con servicio en baja tensión**, cuya Potencia Máxima Demandada es menor o igual a once kilovatios (11 kW); b) **Usuarios con servicio en baja a media tensión**, cuya Potencia Máxima Demandada es mayor de once kilovatios (11 kW); y c) **Usuarios con servicio en alta a media tensión** que ostentan la calidad de Gran Usuario otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, y por consiguiente estén inscritos en el Registro de Grandes Usuarios y que utilizan la red de la Distribuidora para ser suministrados por un comercializador o generador.

21. De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley, la Potencia Contratada será establecida en el contrato de suministro, a solicitud del usuario y con el asesoramiento de la Distribuidora. El usuario podrá reducir el valor de dicha potencia en periodos no menores a seis meses; en caso el usuario requiera ampliar el valor de la Potencia Contratada, los plazos para que la Distribuidora atienda lo requerido están definidos en las NTSD. La Distribuidora no podrá establecer límites mínimos de la potencia que el usuario requiera contratar independientemente del grupo tarifario al que corresponda; el valor de Potencia Contratada será establecido en unidades y décimas de kilovatio (000.0 kW).

Si la distribuidora determina que la Potencia Máxima Demandada por el usuario supera la Potencia Contratada, tendrá derecho de cobrar el exceso de acuerdo a lo establecido en las NTSD. Si luego

de haberle notificado en dos periodos de facturación consecutivos sobre dicha situación, el usuario no realiza las correcciones pertinentes, repleniéndose esta condición en el tercer periodo de facturación la Distribuidora procederá a incrementar la Potencia Contratada y la aplicará en la tercera facturación, hasta por el valor máximo de las Potencias Máximas Demandadas en estos tres meses; dicha situación será informada al usuario. El valor modificado tendrá una vigencia de por lo menos seis meses.

22. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:

- Potencia Contratada:** Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una Potencia Máxima Demandada igual a dicha valor suscrito.
- Potencia Máxima Demandada:** Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en periodos de 15 minutos, medidas durante cada día del periodo de facturación.
- Cargo por Consumidor (CF):** Es el cargo único aplicado en el periodo de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora por nivel de tensión, por tipo de tarifa y por sistema de medición instalado, para usuarios con servicio activo.
- Cargo Unitario por Energía (CUE):** Es el cargo unitario por energía eléctrica que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía total consumida en el periodo 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.
- Cargo por Energía (CE):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario en el periodo de facturación.
- Cargo por Energía de Punta (CEP):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el periodo de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
- Cargo por Energía Intermedia (CEI):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el periodo de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
- Cargo por Energía de Valle (CEV):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el periodo de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
- Cargo por Potencia Máxima (CPMax):** es el cargo aplicado a la Potencia Máxima Demandada durante el periodo de facturación.
- Cargo por Potencia Contratada (CPC):** es el cargo relacionado con la Potencia Contratada, vigente en el periodo de facturación, el exceso de la Potencia Máxima Demandada respecto a la Potencia Contratada durante el periodo de facturación, se cobrará de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución - NTSD.
- Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CPEP):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el periodo de facturación, para los usuarios del grupo c).
- Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el periodo de facturación, para los usuarios del grupo c).
- Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CPEV):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el periodo de facturación, para los usuarios del grupo c).

23. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo a):

- Baja Tensión Simple (BTS):** es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que no estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía sin medición de potencia. 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 periodo de facturación.
- Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA):** es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con medidor de energía bidireccional sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el Cargo Unitario por Energía en sus diferentes cargos de potencia y energía, para que permita la aplicación, facturación y registro de los excedentes de energía, de acuerdo a lo establecido en la normativa específica que rige a este tipo de usuarios.
- Alumbrado Público (AP):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado público municipal y ornamental iluminada, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, la metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE).
- Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado privado e instalaciones publicitarias iluminadas, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: Vallas publicitarias, murales, alumbrado privado, objetos publicitarios iluminados ("walking-pads", "opls" y "mups"), entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE).
- Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de equipos de señalización, vigilancia y comunicaciones; con características de funcionamiento y consumo continuo u homogéneo durante el día, conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: semáforos, cámaras de vigilancia, equipos de telecomunicaciones o transmisión de señales como: amplificadores, repetidores, casetas telefónicas, entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE).

24. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo b):

- Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDPP):** es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede en el periodo de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta (BTFDP):** es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del periodo de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- Baja Tensión Horaria (BTH):** es una Tarifa en Baja Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria, medición de Potencia Máxima Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP):** es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede en el periodo de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y

potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPM<sub>Max</sub>) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

- e. **Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP):** es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPM<sub>Max</sub>) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- f. **Media Tensión Horaria (MTH):** es una Tarifa en Media Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria y medición de Potencia Máxima Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Potencia Máxima (CPM<sub>Max</sub>) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- g. **Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA):** es una Tarifa en Baja Tensión con demanda máxima aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional y Potencia Máxima Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPM<sub>Max</sub>) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- h. **Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA):** es una Tarifa en Media Tensión con demanda máxima aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional y Potencia Máxima Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPM<sub>Max</sub>) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

25. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo c):

- a. **Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT\_BT):** Es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está compuesta por un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPM<sub>Max</sub>).
- b. **Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT\_MT):** Es una tarifa en Media Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está compuesta por un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPM<sub>Max</sub>).

26. Los usuarios del grupo a) corresponderán a la Tarifa Baja Tensión Simple (BTS).

27. Para los usuarios dentro de las categorías tarifarias BTDP, BTDFP, MTDp y MTDFP, la determinación de su participación en punta será cuando el Factor de Carga promedio del Usuario, sea mayor a igual a 0.6; en caso contrario se establecerá como fuera de punta. El Factor de Carga Promedio del Usuario se calcula como el cociente de dividir la energía promedio del Usuario entre el producto de: la demanda máxima mensual promedio por el número de horas del mes, tomando como base de cálculo los registros de mediciones de los últimos seis meses.

28. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios, tarifas y categorías distintas a las aprobadas en el presente pliego tarifario, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.

29. Cuando la Distribuidora determine que un Usuario de los grupos tarifarios b) y c) tiene un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en la NTSd, la Distribuidora tendrá derecho a penalizar con un recargo equivalente al tres por ciento (3%) del valor facturado de los cargos de distribución, sin IVA, de la opción tarifaria correspondiente por cada centésimo (0.01) en que dicho factor esté por debajo del límite establecido en la NTSd. Dicha penalización podrá ser aplicada hasta que el usuario corrija su situación; la distribuidora hará de conocimiento del usuario dicha situación en cada factura, instándolo a corregir el factor de potencia. Para este caso, se entenderá por cargos por distribución, para los usuarios del grupo b) como el Cargo por Potencia Contratada (CPC) y para los usuarios del grupo c) como el Cargo por Potencia Máxima (CPM<sub>Max</sub>), correspondiente a distribución. Esta penalización no podrá aplicarse sobre cualquier otro cargo tarifario. En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por distribución correspondiente.

30. Para los usuarios de las tarifas del grupo c), de acuerdo a lo establecido en el artículo 70 de la Ley General de Electricidad, el Peaje en Función de Transportista se cobrará en función a la Potencia Máxima Demandada, por lo que la Distribuidora no podrá utilizar otro parámetro o valor de potencia distinto a este valor.

**IV. Pliego Tarifario**

**PRECIOS BASE**

31. 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 2020 al 30 de abril del 2021, los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PPST	56.499609	Q/kWh	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PEST <sub>BTS</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST <sub>AP-APPN</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público - Alumbrado Privado y Publicitario Nocturno
PEST <sub>BTDFP</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST <sub>BTDP</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>MTDFP</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST <sub>MTDP</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>PUNTA</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST <sub>INTERMEDIA</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST <sub>VALLE</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST <sub>BISA</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple Autoprodutores
PEST <sub>VSC</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones
PEST <sub>BTDA</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Autoprodutores
PEST <sub>MTDA</sub>	0.869573	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Autoprodutores

**COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD**

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	73.473702	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión

CDMT	28.96391	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
------	----------	----------	--

**CARGOS BASE POR CONSUMIDOR**

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTS <sub>0</sub>	14.261007	Q/Cliente -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple
CFBTD <sub>0</sub>	273.335974	Q/Cliente -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
CFMTD <sub>0</sub>	713.050367	Q/Cliente -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión
CFBTS <sub>A0</sub>	17.113208	Q/Cliente -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Autoprodutores Baja Tensión Simple
CFBTDA <sub>0</sub>	326.507122	Q/Cliente -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Autoprodutores Baja Tensión con Demanda
CFMTDA <sub>0</sub>	822.637787	Q/Cliente -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Autoprodutores Media Tensión

**PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)**

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

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.099432	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPPEM	1.041257	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPFBT	1.097936	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPFBTP	1.097936	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión sin Tarifa Social
FPFMT	1.040669	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión sin Tarifa Social
FPFBT_MT	1.097936	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPFMT	1.040669	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

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

Categoría	NHU	FC	FCRedBT	FCTotalBT	FCTotalMT	FCRedMT	FCI	FCCont
BTS	463.621472	0.635098	0.995062			0.995062		
BTSA	330.725040	0.453048	0.794262			0.794262		
AP-APPN	360.612700	0.493990	1.000000			1.000000		
VSC	496.349630	0.679931	0.721978			0.721978		
BTDP			0.849110			0.897110	0.823451	0.647212
BTDFP			0.718684			0.718684	0.591383	0.722121
BTDA			0.744599			0.925481	0.849447	0.707561
MTDP						0.916186	0.946756	0.949097
MTDFP						0.831849	0.838338	0.956335
MTDA						0.861588	0.842333	0.956335
BTH				0.523223	0.554507			0.708324
MTH					0.861572			0.907698
PeajeFT_BT		0.617020				0.617020	0.874899	
PeajeFT_MT						0.617020	0.874899	

36. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E <sub>BTS</sub>	30.627017%	48.619059%	20.753924%
%E <sub>BTSA</sub>	24.860707%	36.848382%	38.290911%
%E <sub>AP-APPN</sub>	32.174719%	1.975437%	65.849844%
%E <sub>VSC</sub>	18.257717%	51.858180%	29.884104%
%E <sub>BTDP</sub>	16.313544%	53.887106%	29.799350%
%E <sub>BTDFP</sub>	17.208474%	64.540488%	18.251038%
%E <sub>BTDA</sub>	17.528376%	52.211093%	30.260531%
%E <sub>MTDP</sub>	17.177781%	49.364028%	33.458191%
%E <sub>MTDFP</sub>	16.959428%	56.142275%	26.898296%
%E <sub>MTDA</sub>	20.650014%	45.865962%	33.484025%

37. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPot	1.055158	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	1.012257	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.010370	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

**ESTRUCTURA TARIFARIA**

38. CARGOS POR CONSUMIDOR (CF)

a) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple (CFBTS<sub>0</sub>)

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

b) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión con Demanda (CFBTD<sub>0</sub>)

$$CFBTD_n = CFBTD_0 * FACF_{BT}$$

c) Cargo Fijo Usuarios Media Tensión con Demanda (CFMTD<sub>0</sub>)

$$CFMTD_n = CFMTD_0 * FACF_{MT}$$

d) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple Autoprodutores (CFBTS<sub>A</sub>)

$$CFBTS_A = CFBTS_A * FACF_{BT}$$

e) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (CFBTDA)

$$CFBTDA = CFBTDA * FACF_{BT}$$

f) Cargo Fijo Usuarios Media Tensión con Demanda Autoprodutores (CFMTDA)

$$CFMTDA = CFMTDA * FACF_{BT}$$

39. BTS – BAJA TENSIÓN SIMPLE

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTS} = PEST_{BTS} \cdot FPEBT \cdot FPPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT$$

$$\cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

40. BTSa – BAJA TENSIÓN SIMPLE AUTOPRODUCTORES

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSa} = PEST_{BTSa} \cdot FPEBT \cdot FPPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTSa}}{FC_{BTSa} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTSa}}{FC_{BTSa} \cdot 730} \cdot FPPBT$$

$$\cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSa}}{FC_{BTSa} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

Cargo por potencia de generación y transporte: corresponden al componente 2 de la fórmula anterior

Cargos por potencia de distribución: corresponden a los componentes 3 y 4 de la fórmula anterior

41. AP – ALUMBRADO PÚBLICO

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{AP} = PEST_{AP} \cdot FPEBT \cdot FPPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT \cdot FABT$$

$$\cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

42. APPr – ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{APPr} = PEST_{AP} \cdot FPEBT \cdot FPPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT \cdot FABT$$

$$\cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT$$

43. VSC – VIGILANCIA, SEÑALIZACIÓN O COMUNICACIONES

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{VSC} = PEST_{VSC} \cdot FPEBT \cdot FPPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FPPBT$$

$$\cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

44. BTDP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

a. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} \cdot FPEBT \cdot FPPEMT + AT$$

b. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDP} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

c. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDP} = CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot FPPBT$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT$$

45. BTDFP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

a. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} \cdot FPEBT \cdot FPPEMT + AT$$

b. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDFP} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

c. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDFP} = CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPBT$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT$$

46. BTH – BAJA TENSIÓN HORARIA

a. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{BTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEBT \cdot FPPEMT + AT$$

b. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEBT \cdot FPPEMT + AT$$

c. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{BTH} = PEST_{VALLE} \cdot FPEBT \cdot FPPEMT + AT$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTH} = PPST \cdot FCTotalMTBTH \cdot FAPot \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP$$

e. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTH} = CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FCTotalBTBTH \cdot FABT \cdot FPCont_{BTH} \cdot FPPBT$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTBTH \cdot FAMT \cdot FPCont_{BTH} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT$$

47. MTDp – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

a. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDP} = PEST_{MTDP} \cdot FPPEMT + AT$$

b. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDP} = PPST \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FAPot \cdot FPPMT \cdot kPP_{MTD}$$

c. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDP} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FPCont_{MTDP} \cdot FPPMT$$

48. MTDFF – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

a. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDFF} = PEST_{MTDFF} \cdot FPPEMT + AT$$

b. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDFF} = PPST \cdot FCRedMT_{MTDFF} \cdot FCI_{MTDFF} \cdot FAPot \cdot FPPMT \cdot kPP_{MTD}$$

c. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDFF} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTDFF} \cdot FCI_{MTDFF} \cdot FPCont_{MTDFF} \cdot FPPMT$$

49. MTH – MEDIA TENSIÓN HORARIA

a. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{MTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPPEMT + AT$$

b. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{MTH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPPEMT + AT$$

c. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{MTH} = PEST_{VALLE} \cdot FPPEMT + AT$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTH} = PPST \cdot FCTotalMIM_{MTH} \cdot FAPot \cdot FPPMTP$$

e. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTH} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTMTH \cdot FAMT \cdot FPCont_{MTH} \cdot FPPMT$$

50. BTDA – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDA} = PEST_{BTDA} \cdot FPEBT \cdot FPPEMT + AT$$

b. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDA} = PPST \cdot FCRedMTP_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

c. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDA} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA}$$

$$\cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

51. MTDa – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDA} = PEST_{MTDA} \cdot FPPEMT + AT$$

b. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDA} = PPST \cdot FCRedMTP_{MTDA} \cdot FCI_{MTDA} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

c. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDA} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDA} \cdot FCI_{MTDA} \cdot FPCont_{MTDA} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

52. PeajeFT\_BT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN

a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)

$$CEP_{PeajeFT_BT} = (PEST_{PUNTA} + AT) \cdot (FPEBT \cdot FPPEMT - 1)$$

b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)

$$CEI_{PeajeFT_BT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT) \cdot (FPEBT \cdot FPPEMT - 1)$$

c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)

$$CEV_{PeajeFT_BT} = (PEST_{VALLE} + AT) \cdot (FPEBT \cdot FPPEMT - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT_BT} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT_BT} \cdot FCI_{PeajeFT_BT} \cdot (FPPBT \cdot FPPMT - 1) \cdot FAPot + CDBT \cdot FCRedBT_{PeajeFT_BT}$$

$$\cdot FCI_{PeajeFT_BT} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{PeajeFT_BT} \cdot FCI_{PeajeFT_BT} \cdot FPPMT$$

$$\cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

Cargos por generación: corresponden a la componente 1 de la fórmula anterior

Cargos por distribución: corresponden a los componentes 2 y 3 de la fórmula anterior

53. PeajeFT\_Mt – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSIÓN

a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)

$$CEP_{Peaje_Mt} = (PEST_{PUNTA} + AT) \cdot (FPPEMT - 1)$$

b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)

$$CEI_{Peaje_Mt} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT) \cdot (FPPEMT - 1)$$

c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)

$$CEV_{Peaje_Mt} = (PEST_{VALLE} + AT) \cdot (FPPEMT - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT_Mt} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT_Mt} \cdot FCI_{PeajeFT_Mt} \cdot (FPPMTP - 1) \cdot FAPot$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{PeajeFT_Mt} \cdot FCI_{PeajeFT_Mt} \cdot FPPMT$$

Cargos por generación: corresponden a la componente 1 de la fórmula anterior

Cargos por distribución: corresponden a la componente 2 de la fórmula anterior

54. 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.

$$CACYR_{BTS-BTSA,m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTS-BTSA,0}$$

$$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTH,m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTH,0}$$

$$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTH,m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTH,0}$$

Donde:

CACYR <sub>BTS-BTSA,m</sub>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifa BTS y BTSA
CACYR <sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTH,m</sub>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTH
CACYR <sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTH,m</sub>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDA, MTH
FACACYR <sub>m</sub>	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR <sub>BTS-BTSA,0</sub>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTS, y BTSA
CACYR <sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTH,0</sub>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTH
CACYR <sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTH,0</sub>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDA, MTH

Los Cargos Base por Corte y Reconexión base son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR <sub>BTS-BTSA,0</sub>	191.309487	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSA.
CACYR <sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTH,0</sub>	238.363792	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDA, BTH.
CACYR <sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTH,0</sub>	325.422908	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTDA, MTH.

FÓRMULAS DE AJUSTE

55. 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 en el trimestre n.
CP <sub>i</sub>	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. 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 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 en el trimestre n.
CE <sub>i</sub>	Costos de Energía para el mes i del trimestre n. 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 Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

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.
DF <sub>i,j+1</sub>	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).
tarD	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).
PTP <sub>i,j+1</sub>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
nTarETNS	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).
EF <sub>i,j+1</sub>	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).
PFP <sub>i,j+1</sub>	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

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

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

nTarTNS	Tipos de tarifas existentes, 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), 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).
EF <sub>i,j+1</sub>	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).
PTE <sub>i,j+1</sub>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1.
PFE <sub>i,j+1</sub>	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

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:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * \sum_{i=1}^{nTarTNS} EF_{i,n-1}$$

Donde:

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

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

Donde:

AT <sub>n</sub>	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR <sub>n+1</sub>	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
EP <sub>n+1</sub>	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1

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

56. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

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

Donde:

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

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

Donde:

MPRE <sup>TNS</sup> <sub>n</sub>	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCER <sup>TNS</sup> <sub>n</sub>	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE <sub>n</sub> .

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

Donde:

PRE <sub>n</sub>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
CED <sub>n</sub>	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.
EF <sub>i,j+1</sub>	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 Autoproducidos (BTA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTD), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFF), Baja Tensión Horaria (BTH), Baja Tensión con Demanda Autoproducidos (BTA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFF), Media Tensión Horaria (MTH), Media Tensión con Demanda Autoproducidos (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
<b>PTE<sup>n</sup><sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes $t+1$ 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

$$MPAE^{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE'^n_{t,i+1} \cdot PE_i)$$

Donde:

<b>MPAE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre $n$
<b>ntarTNS</b>	Tipos de tarifas existentes, donde $t =$ Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoproducidos (BTA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTD), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFF), Baja Tensión Horaria (BTH), Baja Tensión con Demanda Autoproducidos (BTA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFF), Media Tensión Horaria (MTH), Media Tensión con Demanda Autoproducidos (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes $t$ de cada tarifa $t$ . Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $t+1$ .
<b>PTE<sup>n</sup><sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes $t+1$ y categoría tarifaria $t$ . La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que para $PTE'^n_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se calculan como $(PTE_{t,i+1} - 1)$ , y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales.
<b>PE<sub>i</sub></b>	Precio de compra de energía promedio de las Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes $i$ del trimestre $n$ . En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEN y la energía considerada en CEDN.

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

Donde:

<b>MPRP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre $n$
<b>CCPR<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre $n$ . En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEN.

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

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 afectas a Tarifa Social 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 (BTD), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFF), Baja Tensión Horaria (BTH), Baja Tensión con Demanda Autoproducidos (BTA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFF), Media Tensión Horaria (MTH), Media Tensión con Demanda Autoproducidos (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 $t$ de cada tarifa $t$ . Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $t+1$ .
<b>PTP<sup>n</sup><sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes $t+1$ y categoría tarifaria $t$ (Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social). 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 Autoproducidos (BTA), 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 $t$ de cada tarifa $t$ . Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $t+1$ .

$$MPAP^{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarETNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTP'^n_{t,i+1} \cdot PP_i) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} \cdot PTP'^n_{t,i+1} \cdot PP_i)$$

Donde:

<b>MPAP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre $n$
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes $t$ de cada tarifa $t$ (Tarifas No Sociales). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $t+1$ .
<b>ntarETNS</b>	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde $t =$ Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoproducidos (BTA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
<b>PTP<sup>n</sup><sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes $t+1$ y categoría tarifaria $t$ . La diferencia con $PTP'_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'^n_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se calculan como $(PTP_{t,i+1} - 1)$ , y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia, se quedan iguales.
<b>DF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes $t$ de cada tarifa $t$ . Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $t+1$ .
<b>ntarD</b>	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde $t =$ Baja Tensión con Demanda en Punta (BTD), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFF), Baja Tensión Horaria (BTH), Baja Tensión con Demanda Autoproducidos (BTA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFF), Media Tensión Horaria (MTH), Media Tensión con Demanda Autoproducidos (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
<b>PP<sub>i</sub></b>	Precio de compra de potencia promedio de las Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales 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  $APPNR^{TNS}_n$  se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

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

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

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

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

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 56.941042%
<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.banqaol.gob.gt">www.banqaol.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 2018, igual a 7.7369 Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 43.058958%
<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 2018, igual a 137.13
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1

$$FACD_{MT} = \left( PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CD_{MT} \sum D \max_{n,MT}}$$

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 54.508769%
<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.banqaol.gob.gt">www.banqaol.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 2018, igual a 7.7369 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 45.491231%
<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 2018, igual a 137.13
<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

CD,MT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
D <sub>max,MT</sub>	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrado 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 25.60%
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 2018, 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 19.45%
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 2018, 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 17.76%
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 2018, 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 1.00%
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 2018, 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 36.19%
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 2018, igual a 0.0%

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:

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 2018, igual a 7.7369 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%
IPC <sub>N</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 2018, igual a 137.13
K <sub>CF,N</sub>	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

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

Donde:

FACF <sub>MT</sub>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
PD <sub>CF,MT</sub>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, 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 2018, igual a 7.7369 Q/ US\$
PIPC <sub>CF,MT</sub>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 70.827847%
IPC <sub>N</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 2018, igual a 137.13
K <sub>CF,N</sub>	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

59. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACR <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

IPC <sub>0</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2018, igual a 137.13
------------------	---

60. 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:

$$PEST_i = PE_{PUNTA} \% E_i^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} \% E_i^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} \% E_i^{VALLE}$$

Donde:

PEST <sub>i</sub>	Precio Base de Energía de la Tarifa i, donde i: BTS, BTSa, AP, APPN, VSC, BDFP, BTDFP, BTH, MTD, MTDFF, MTH, BTDA, MTA
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 i, 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 i, 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 i, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2020

61. Ajuste Trimestral, Trimestre mayo - julio del 2020:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de mayo al 31 de julio de 2020, es de:

	Valor	Unidades	Definición
AT <sub>n</sub>	0.086785	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

62. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2020:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2020, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACDBT	1.010098	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2020
FACDMT	1.075425	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2020
FACFBT	1.020963	Factor de Ajuste de CFBT <sub>0</sub> y CFBT <sub>1</sub> al 31 de marzo de 2020
FACFMT	1.020963	Factor de Ajuste del CFMT <sub>0</sub> al 31 de marzo de 2020
FACACYR <sub>m</sub>	1.032378	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2020

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de mayo de 2020 al 31 de octubre de 2020.

PLIEGOTARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO DEL 2020

63. Tarifas para el período del 01 de mayo al 31 de julio de 2020:

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	14.559960
Cargo Unitario por Energía*	Q / kWh	1.482686
Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSa)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	17.471953
Cargo Unitario por Energía*	Q / kWh	1.530316
Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	279.065916
Cargo Unitario por Energía	Q / kWh	1.082265
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q / kW	50.319468
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q / kW	54.521683
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	279.065916
Cargo Unitario por Energía	Q / kWh	1.082265
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q / kW	28.950722
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q / kW	36.353519
Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	333.351691
Cargo Unitario por Energía	Q / kWh	1.082265
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q / kW	53.549618
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q / kW	56.919403
Baja Tensión Horaria (BTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	279.065916
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q / kWh	1.082265
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q / kWh	1.082265
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q / kWh	1.082265
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q / kW	37.771098
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q / kW	44.695350
Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	727.998042
Cargo Unitario por Energía	Q / kWh	0.992234
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q / kW	53.814248
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q / kW	26.967763
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	727.998042
Cargo Unitario por Energía	Q / kWh	0.992234
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q / kW	43.265249

Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	21.846723
<b>Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	839.882743
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.992234
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	45.025549
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	22.735584
<b>Media Tensión Horaria (MTH)</b>		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	727.998042
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.992234
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.992234
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.992234
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	53.452391
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	25.618020
<b>Tarifa Alumbrado Público (AP)</b>		
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.599620
<b>Tarifa Alumbrado Privado y Publicitario Nocturno (APPN)</b>		
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.599620
<b>Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones (VSC)</b>		
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.353638
<b>Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)</b>		
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.138472
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.138472
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.138472
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	68.530931
<b>Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)</b>		
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.039456
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.039456
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.039456
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	18.992394

\*El Cargo Unitario por Energía incluye los cargos mensuales por potencia.

64. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de mayo al 31 de julio de 2020, por la Distribuidora es de:

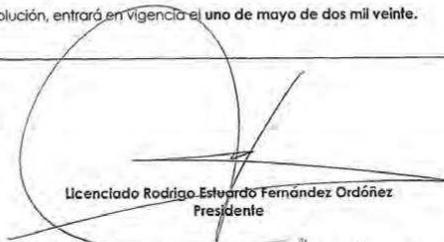
Tasa de interés por mora	0.998070%
--------------------------	-----------

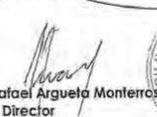
65. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de mayo de 2020 al 31 de octubre de 2020 son los siguientes:

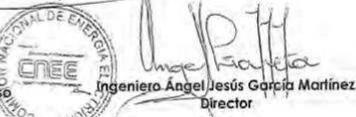
	Valor	Unidad	Descripción
CACYR <sub>BTS-BTSA_m</sub>	197.503712	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSA.
CACYR <sub>BTDF-BTDA-BTH_m</sub>	246.081544	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDF, BTDA, BTH.
CACYR <sub>MTDF-MTDA-MTH_m</sub>	335.959462	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDF, MTDA, MTH.

- 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 mayo de dos mil veinte.

PUBLÍQUESE. -

  
**Licenciado Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez**  
 Presidente

  
**Ingeniero José Rafael Argueta Monteroso**  
 Director

  
**Ingeniero Ángel Jesús García Martínez**  
 Director

  
**Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas**  
 Secretaria General

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



# COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

## RESOLUCIÓN CNEE-89-2020

Guatemala, 23 de abril de 2020

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 exactamente la cantidad 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 el 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 de Guatlán, vence el treinta de abril del año dos mil veinte, es procedente emitir uno nuevo.

**CONSIDERANDO:**

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el artículo 99 establece que una vez aprobada 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 de la resolución, publicarlo 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 de Guatlán, 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 2020-2025.

**FOR 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.

**RESOLVE:**

- Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódica, así como las condiciones generales de aplicación de las tarifas, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la Tarifa Social, que atiende la Empresa Eléctrica Municipal de Guatlán, para el período comprendido del uno de mayo de dos mil veinte al treinta de abril de dos mil veinticinco, 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 de Guatlán
- LGE: Ley General de Electricidad
- NTDID: 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**

- 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 a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consume la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un período de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
- Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la LGE 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.
- El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios no afectos a la Ley de la 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.
- 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 forma 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 costo 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 (NTDID) y con las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

- 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 o ampliación de la potencia