



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

RESOLUCIÓN CNEE-111-2020

Guatemala, 23 de abril de 2020

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el Ministerio de Energía y Minas, mediante resolución identificada como MEM-RESOL-0671-2020, de fecha 23 de marzo de 2020 resolvió declarar con lugar el Recurso de Revocatoria interpuesto por la entidad Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, en contra de la resolución emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica identificada como CNEE-148-2019, de fecha 25 de junio de 2019, que contiene la aprobación del Estudio del Valor Agregado de Distribución de Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, revocando la misma, y en consecuencia ordena en dicha resolución: "... III) Se ordena a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- emitir la resolución que en derecho corresponde con base en lo considerado en la presente resolución, aprobando el Estudio Tarifario presentado por la entidad recurrente con fecha 24 de mayo del año dos mil diecinueve, identificado como 'Informe de Etapa G: Estudio Tarifario G.2 Final (ajustado según dictamen de la Comisión Pericial.)', y a partir de este proceda a fijar las tarifas definitivas para el quinquenio 2019-2024...".

CONSIDERANDO:

Que en cumplimiento de lo ordenado por el Ministerio de Energía y Minas, mediante resolución identificada como MEM-RESOL-0671-2020, de fecha 23 de marzo de 2020, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió la Resolución CNEE-70-2020 por medio de la cual resolvió "I. Aprobar con correcciones el Estudio del Valor Agregado de Distribución iniciado por **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, el cual servirá de base para emitir y publicar los pliegos tarifarios correspondientes...", motivo por el cual es procedente la emisión de los referidos Pliegos Tarifarios para Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima.

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 Centroamérica, estableciendo además que en ningún caso la actividad de Distribución Final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente.

CONSIDERANDO:

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

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y con fundamento en lo establecido en los artículos 71, 72, 73, 74, 76, 78 de la Ley General de Electricidad, artículos 92, 98 y 99 de su Reglamento y lo resuelto por el Ministerio de Energía y Minas.

RESUELVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los usuarios del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa Social**, que atiende **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, para el período comprendido del



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

uno de mayo de dos mil veinte al treinta y uno de octubre de dos mil veinticuatro, en adelante Pliego Tarifario, de conformidad con lo siguiente:

I. Acrónimos

AMM: Administrador del Mercado Mayorista

BT: Baja Tensión

CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Distribuidora, distribuidora, Distribuidor o distribuidor: Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima

LGE: Ley General de Electricidad

MT: Media Tensión

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

NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad

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

II. Condiciones Generales

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica, dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión, de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un periodo de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar o modificar las condiciones del servicio contratado.
3. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios no afectos a la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.
4. Dentro de su área de autorización definitiva para la prestación del servicio de distribución final de energía eléctrica, la Distribuidora está obligada a conectar a sus redes de distribución a todo interesado en consumir energía eléctrica que lo requiera y que esté ubicado dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones (las que incluyen, entre otras: medidores, acometidas, transformadores, postes, conductores y subestaciones); por lo que, al estar dentro de dicha franja, la distribuidora está obligada, sin costo para el 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 de: 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, para prestar el Servicio de Distribución Final.

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).



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

5. El interesado o el usuario 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 a aquellos que estando afuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, la distribuidora podrá solicitarle un aporte monetario con carácter reembolsable. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito a la distribuidora, hacer efectiva la garantía de pago correspondiente y, de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en el artículo 66 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En ese sentido, las condiciones del procedimiento y de la devolución de dicho aporte están reguladas en el artículo 48 de la LGE; en los artículos del 71 al 74 del RLGE y en la Resolución CNEE-02-2009.
6. La Distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas o agencias comerciales y en su página web, todos los formularios y formatos de documentos, así como afiches informativos, en los que se especifique y oriente, entre otros, los pasos, procedimientos, plazos y requisitos que se deben atender para realizar la solicitud y gestiones para la conexión de nuevos servicios con o sin modificación de red, así como modificaciones, ampliaciones y recisiones de servicios existentes, además de gestiones para reconexiones y reclamos. Los formularios, formatos y afiches deberán ser estandarizados, para que la CNEE pueda fiscalizar y verificar que las condiciones y requisitos establecidos, 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 los documentos indicados en el párrafo anterior. Posterior a este envío, cada vez que la distribuidora requiera modificar o adicionar nuevos formularios, formatos, afiches informativos y demás documentos de requisitos y condiciones, deberá remitirlos a la CNEE en un plazo máximo de treinta (30) días previo a su uso y publicación. La CNEE, en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.

7. Para nuevas conexiones, la distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas comerciales y en su página web, afiches informativos de los requisitos que deben cumplirse por los interesados o usuarios, así como todos los formularios y documentos necesarios. Toda solicitud que realice el usuario o interesado deberá ser debidamente registrada por la distribuidora e informarle al interesado o usuario el número de caso; esta información deberá quedar registrada en las bases de datos comerciales de la Distribuidora, misma que podrá ser requerida y auditada por la CNEE. La distribuidora informará al interesado o usuario de forma inmediata si su solicitud cumple con todos los requisitos; de no ser así, deberá informarle sobre las adecuaciones o requisitos que debe cumplir.

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

- a. Información del solicitante: Nombre completo, dirección, número telefónico, 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 o posesión del inmueble en el que se 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. Garantía de pago correspondiente.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

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

8. Respecto a la garantía de pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 94 del RLGE, podrá aportarse en forma monetaria o por medio de una fianza y se calculará para cada categoría de usuario como el monto equivalente a dos facturas mensuales promedio de un usuario típico de su misma categoría; la distribuidora podrá exigir las actualizaciones necesarias de dicha garantía de pago cuando el consumo del usuario aumente o disminuya. Cuando la garantía de pago se aporte en forma monetaria devengará una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto de la garantía de pago, la tasa de interés activa promedio ponderada mensual del sistema bancario, publicada por el Banco de Guatemala. Al rescindir el contrato, la distribuidora, de oficio y sin requerimiento por parte del usuario, deberá hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía, más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes y costos que el usuario hubiere ocasionado; el monto resultante deberá ser devuelto al usuario, a más tardar siete (7) días después de rescindido el servicio. Dado que el usuario establece una garantía de pago, la distribuidora no deberá exigir fiador para la conexión de un nuevo servicio.

Con base a lo anterior, el monto que se reconocerá quinquenalmente en tarifas por concepto del diferencial de tasas (activa y pasiva) de las garantías de pago, será el que la distribuidora demuestre que efectivamente haya pagado a los usuarios que hayan cancelado el servicio, en el quinquenio anterior.

9. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario; la prestación incluye el suministro de, 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 de acuerdo a lo establecido en las normas técnicas aplicables). La acometida a suministrar por la Distribuidora incluye: los conductores desde la red BT de la distribuidora hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición a suministrar por la Distribuidora incluye: el medidor, transformadores de corriente (cuando aplique), transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

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

10. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los treinta (30) días siguientes a su fecha de emisión. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del 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.
11. La Distribuidora, en el mismo periodo de facturación, realizará la medición de todos los parámetros requeridos, de acuerdo a la categoría tarifaria del usuario, para que con estos parámetros pueda



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

emitir la factura correspondiente al Usuario. La Distribuidora no podrá realizar estimación de consumo de energía y potencia de los usuarios, salvo que se cumpla para este efecto, con lo indicado en el artículo 96 del RLGE; en cuyo caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología correspondiente.

12. Conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, al monto de facturación por servicios de electricidad se adicionarán los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así mismo, ante petición de la distribuidora, la Comisión podrá autorizar la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en este sentido entre el Distribuidor y las municipalidades. La Distribuidora no podrá incluir ningún otro cargo adicional a los ya indicados, sin la aprobación previa de la Comisión.
13. El pago de la factura por el servicio de distribución final de electricidad 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 deberá 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.
14. 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.
15. 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.
16. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. A partir del momento en que el Usuario abone las facturas adeudadas, más el cargo por interés por mora y el cargo por corte y reconexión, la Distribuidora deberá restablecer el suministro de electricidad dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse efectuado el pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 110 del RLGE.
17. La Distribuidora está obligada a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo. Las compras de energía y potencia por parte de la Distribuidora se efectuarán mediante licitación abierta, de acuerdo a los Términos de Referencia que apruebe la Comisión; corresponderá a la distribuidora realizar todas las gestiones y actividades para obtener precios eficientes y competitivos que más convengan a los usuarios, así como realizar las compras estrictamente necesarias para garantizar sus requerimientos de energía y potencia. Los costos de generación que se reconocerán en las tarifas, corresponderán en forma estricta a las condiciones



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

obtenidas en dichas licitaciones.

Los costos y servicios del Mercado Mayorista asociados a las compras de energía y potencia, que se reconozcan en tarifas, serán estrictamente los establecidos en la normativa ; la Distribuidora como representante de los usuarios en el Mercado Mayorista, deberá realizar todas las acciones y gestiones pertinentes, para garantizarla correcta y eficiente administración de los contratos de suministro y que los costos en general que le sean asignados correspondan estrictamente a lo establecido en la normativa. 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, conjuntamente con los derechos y obligaciones de los usuarios, poniéndolas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, página web, redes sociales y otros medios de comunicación de la Distribuidora, así como hacer las campañas de comunicación que considere necesarias para hacerlas de conocimiento de todos los usuarios. La CNEE cuando así lo considere podrá requerir las adecuaciones pertinentes a las publicaciones que realice la distribuidora, en cuanto al contenido, tamaño de letra, diseño, entre otros.

III. Tarifa Social

19. Para todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final que cumplan con los requisitos descritos en la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica (en adelante Ley de Tarifa Social) deberá aplicarse la Tarifa Social establecida en el presente Pliego Tarifario.
20. La Distribuidora, dentro del plazo de seis meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Pliego Tarifario, deberá incluir en su página web una herramienta que permita a cada usuario verificar de forma mensual su facturación, sugiriéndole otras opciones tarifarias, con las cuales puede obtener un ahorro. Esta herramienta podrá ser fiscalizada por la CNEE en la forma y con los medios que determine.

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

21. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:
 - a. Cargo por Consumidor (CF): Es el cargo único aplicado en el período de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora.
 - b. Cargo Unitario por Energía (CUE): Es el cargo unitario por costos de energía y potencia cobrado en función de la energía eléctrica consumida que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán por la energía total registrada en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimestrales por potencia, que se definan en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo mensual de potencia y el cargo por energía.
22. La categoría tarifaria para usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social se define a continuación: Baja Tensión Simple Social (BTSS). Es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía 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. En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

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

IV. Planes de Expansión y sus respectivos Programas de Inversión

De conformidad con lo establecido en el artículo 85 del RLGE, se establece: "Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión."

Se establece un conjunto de programas de inversión, tanto propuestos por la Distribuidora como por la CNEE, y que, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 de la Resolución CNEE-4-2018 (Términos de Referencia –TDRs-), por sus características, podrán ser incluidos en las tarifas hasta que sean efectivamente ejecutados por la distribuidora, de acuerdo a las especificaciones requeridas, condiciones de su inclusión, reconocimiento y verificación, establecidos en el presente pliego tarifario; a estos programas se les denominó "Programas de Inversión Específicos".

Los costos de los programas de inversión se reconocerán de manera global dentro de las tarifas (Social y No Social) de la Distribuidora; por lo que bajo ninguna circunstancia se podrá duplicar el reconocimiento de dichos costos.

24. **Programas de Inversión Específicos.** Derivado al establecimiento de Programas de Inversión relacionados a mejoras con la cobertura, seguridad, calidad en la prestación del servicio de distribución y atención al usuario, que no fueron incluidos en el estudio tarifario correspondiente, sus costos de capital y operación no están siendo considerados en los cargos de distribución aprobados en el presente pliego tarifario para evitar sobre estimaciones de costos que impacten en las tarifas a pagar por los usuarios. Los costos para la ejecución de los programas de inversión que podrán ser reconocidos posteriormente en tarifas, en las fórmulas de ajuste de los cargos de distribución y cargos por consumidor, corresponderán a los costos efectivamente incurridos para cada programa, cuando se demuestre por parte de la distribuidora y en los correspondientes informes de auditoría y supervisión, su fehaciente ejecución o puesta en operación, cuando aplique, de equipos e instalaciones que componen los mismos. Los costos que se reconozcan en tarifas, deberán corresponder a costos eficientes. Los costos de dichos proyectos se incluirán en las fórmulas de ajuste de los Cargos de Distribución y Cargos por Consumidor, correspondientes a (CPIBT, CPIMT, CPIECFBT y CPIECFMT).

Para poder fiscalizar la ejecución y costos de estos programas de inversión específicos, la Comisión emitirá Términos de Referencia en los que establecerá las condiciones para que la Distribuidora contrate firmas de reconocido prestigio y comprobada experiencia, con la finalidad de realizar auditorías y/o supervisiones para la CNEE en las que se establezca la efectiva ejecución de las actividades e inversiones contenidas en los referidos programas, que se detallan en el presente inciso; los informes finales y periódicos que deberán presentar dichas firmas, deberán ser pormenorizados detallando las inversiones y actividades efectivamente realizadas, para el efecto el informe deberá incluir fotografías, órdenes de trabajo, informe de actividades de las contratadas que realicen las actividades, registros informáticos, facturaciones, informes de las inspecciones y supervisiones realizadas, ubicación geo-posicionada cuando corresponda, entre otros y costos auditados. Los costos por auditoría y supervisión se reconocerán en los ajustes a los cargos por distribución y por consumidor dentro del CAS (Costos de Auditorías y Supervisiones); la CNEE adicionalmente podrá fiscalizar y supervisar dicha actividad, así como a la auditoría que se practique y el informe que se presente.

- Así, estos costos eficientes de capital y operación que podrán ser trasladados a tarifa, cuando:
- Los proyectos hayan sido terminados y estén en operación; 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 FAX (502) 2290-8002

- ii. La Distribuidora haya cumplido con la totalidad de los requisitos que apruebe en su oportunidad la CNEE.

Oportunamente la Comisión en conjunto con la Distribuidora definirán las especificaciones y alcances de estos programas. Posteriormente la Distribuidora deberá remitir su propuesta final para su aprobación.

Los programas de inversión, cuya ejecución se aprueba dentro del periodo de vigencia del presente pliego tarifario, son:

- i. Programa de inversión referente a campañas de divulgación y concientización al usuario sobre adaptación tecnológica por distancias eléctricas: Este proyecto consiste en la regularización de instalaciones que han quedado fuera de las normas de seguridad por invasión de distancias mínimas de construcciones realizadas por terceros y que la Distribuidora cuente con las servidumbres correspondientes. Así como la realización de campañas de divulgación a municipalidades e información al usuario, referente a cumplir con las distancias mínimas de seguridad para la construcción de inmuebles.
- ii. Programa de inversión referente a Programas de Electrificación Rural: Su finalidad es proveer de electricidad a comunidades en áreas rurales, dentro del área de concesión de la Distribuidora más allá de la franja obligatoria de 200 metros, para promover así, el desarrollo a las zonas menos favorecidas del país y contribuir con el cumplimiento de los objetivos de cobertura eléctrica establecidos por el Ministerio de Energía y Minas en la Política Nacional de Electrificación Rural 2019-2032.
- iii. Programa de inversión referente a la Mejora de Atención al Interesado o Usuario: Este programa contempla dos áreas.
 - a. La primera es la implementación del Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario –SIIAU-. Este sistema deberá permitir que los usuarios puedan realizar las gestiones, trámites y el seguimiento de los mismos de forma no presencial, esto a través del uso de tecnologías de sistemas de información y comunicación, que les facilite las diferentes gestiones y trámites.

Corresponderá a la Distribuidora, realizar las gestiones e inversiones necesarias para integrar al SIIAU: i) Los sistemas de control, gestión de solicitudes y atención al cliente; ii) el Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario establecido en las NTSD; iii) los reclamos y quejas realizadas en los Libros de Quejas de la CNEE, de forma diaria; iv) los reclamos o quejas realizadas por vía telefónica (Call Center), de forma verbal o escrita, correo electrónico u otros medios digitales de información; y v) las demás modalidades de presentación de quejas, tal como lo establece la metodología para el control de la calidad del servicio comercial de las NTSD. Este sistema deberá contar con la capacidad para que el usuario pueda realizar las gestiones antes indicadas y consultar su estado en la página WEB, aplicaciones móviles de la distribuidora o vía telefónica, para garantizar que los casos se resuelvan de manera eficaz y eficiente, por lo que dicho sistema deberá actualizar en tiempo real, el avance y actuaciones que se realicen a cada uno de los casos que se generen.

La Distribuidora tendrá la obligación de registrar en este sistema y generar un número de caso, el que informará al usuario cuando éste realice cualquier tipo de gestión o solicitud, reclamos o quejas, para poder consultar en cualquier momento el estado de su gestión. La CNEE tendrá acceso al seguimiento de todas las gestiones y casos de dicho sistema, por lo que la distribuidora deberá permitir el acceso sin restricción alguna



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

bajo una plataforma WEB que interactúe con las Bases de Datos de dicho sistema, remitiendo los manuales o codificaciones necesarias para que la CNEE pueda integrar dichas Bases de Datos a sus sistemas informáticos de control y supervisión, para lograr el análisis en tiempo real de los indicadores de desempeño de la calidad comercial. Adicionalmente la Comisión podrá ingresar reclamos y quejas a este sistema, presentadas por los usuarios a personal de esta Comisión, por lo que la distribuidora deberá habilitar terminales o computadoras, tabletas o terminales móviles que pondrá a disposición de esta Comisión a su requerimiento. Para dar cumplimiento a lo indicado, la Distribuidora, deberá enviar la Base de Datos completa a la CNEE, desarrollar el software de programación y aplicación para el procesamiento de las Bases de Datos, así como los accesos y medios de comunicación necesarios, para que dicha base pueda ser actualizada en periodos no mayores a sesenta (60) minutos.

- b. La segunda área de este programa comprende la implementación de nuevas instalaciones u oficinas comerciales para atención al usuario, de acuerdo a las necesidades, y requerimientos específicos de atención a los usuarios; así como en los puntos en los que no se cuenta con centros de atención al usuario, de manera de facilitar el acceso a la atención de los usuarios por parte de la Distribuidora.
- iv. Programa de inversión referente al Sistema Integral de Medición de Calidad –SIMC-: En atención a lo establecido en el artículo 9 de las NTSD y para asegurar la calidad de la prestación del servicio a los usuarios, el Sistema Integral de Medición de Calidad –SIMC-, tiene como objetivo posibilitar la medición y verificación de la calidad del producto técnico y servicio suministrado a nivel de media tensión en los circuitos de salida de cada subestación, complementando al "*Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución*". A los resultados de las mediciones del SIMC, se adicionarán los resultados de las campañas de medición de en Baja Tensión. La información debe ser remitida vía remota y en tiempo real a la CNEE a costa del Distribuidor, dichos medidores deben contar con la opción de ser interrogados para la adquisición de datos en forma masiva.

Para este fin deberá instalarse como mínimo, un punto de medición por cada circuito de Media Tensión, siendo este instalado en la cabecera de la línea de Media Tensión cuando no se tenga instalado un equipo que permita obtener la información requerida; así como, en cada dispositivo de maniobra y operación remota que seccione la red de distribución, con el objeto de medir los parámetros del circuito aguas abajo del mismo, según consideraciones y puntos que defina la CNEE.

Los medidores que se instalen deberán tener la capacidad de medir: i) voltajes y corrientes, con sus desbalances, ii) voltajes y corrientes de secuencias cero, positiva, y negativa, iii) armónicos y Flicker en tensión y corriente, iv) mediciones de flujo de potencia y energía aparente, activa y reactiva, v) mantener un registro de los flujos horarios, como mínimo de los últimos seis (6) meses, vi) realizar las mediciones respecto de las variaciones rápidas de tensión, vii) monitoreo de la frecuencia y del factor de potencia y viii) interrupciones del suministro y micro cortes.

Este sistema debe permitir a la CNEE el acceso vía remota y en tiempo real a equipos de medición instalados en diferentes puntos de la red de la Distribuidora, contando para el efecto con el equipo informático y software especializado para la interrogación, transferencia, almacenamiento y análisis de datos, los cuales servirán para la verificación del cumplimiento de los indicadores de calidad establecidos en las normas técnicas correspondientes.

- v. Programa de inversión con enfoque en la calidad del servicio y producto técnico definidos en las NTSD (Puntos de BackUp - BUP): Derivado de los estudios de confiabilidad de la calidad desarrollados en los Estudios del Valor Agregado de Distribución, se determinó que, para llegar de forma óptima a índices de la calidad de servicio y producto técnico establecidos en las



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

NTSD, es necesario llevar a cabo la construcción de obras que permitan reducir la longitud de un gran número de alimentadores y una metodología para generar puntos de Back Up, que puedan mejorar la calidad de servicio. A continuación, se listan los puntos de Back Up, actividades y cantidades máximas a reconocer correspondientes a este programa:

	Salida de Media Tensión	Tensión (KV)	Alimentador Inicial	Alimentador Final	Longitud en Km
1	RAXRUHA	35	10100025	10100278	113
2	PEDRO DE ALVARADO	14	10100067	10000035	71
3	MONTE RICO	14	10100132	10000023	56
4	TAXISCO	14	10000023	10100002	69
5	SAN JACINTO	35	10000037	10100046	26
6	CONCEPCION LAS MINAS	14	10000026	10000028	54
7	SAN CRISTOBAL VERAPAZ	14	10100045	10000031	28
8	LOS AMATES	35	10100014	10000064	81
9	MONJAS	14	10000012	10000025	22
10	SAN ANTONIO LA PAZ	35	10000055	10100023	55
11	SAN CARLOS ALZATATE	35	10100022	10100023	65
12	SAN PEDRO PINULA	35	10100057	10100039	74
13	MOYUTA	14	10100010	10100067	55
14	AGUA BLANCA	14	10000028	10000006	68
15	MORALES	35	10000029	10100241	20
16	MAYALAN	35	10100172	10100030	115
17	ORATORIO	14	10000014	10100011	44
18	SANTA BARBARA	14	10100043	10000008	59
19	CAMOTAN	14	10100225	10100224	45
20	LA TINTA	14	10100237	10000041	57
21	SAN AGUSTIN ACASAGUASTLAN	14	10000054	10100260	46
22	LAGUNA DE GUIJA	14	10100281	10100282	19
23	LA CANOA	14	10100004	10100193	11
24	VADO HONDO	14	10000033	10100224	33
25	SANTA MARIA IXHUATAN	14	10000015	10100011	51
26	SALACUIM	35	10100171	10100030	86
27	SAN JERONIMO	14	10000021	10100043	32
			TOTAL		1,458

- vi. Otros planes que la Distribuidora someta a consideración de la CNEE podrán ser aprobados para su ejecución e inclusión de costos en tarifas de considerarse adecuada su viabilidad.
25. Para la verificación del cumplimiento de estos Programas de Inversión, la Distribuidora contratará la auditoría y supervisión correspondiente a su costa; la contratación se realizará en base a los Términos y requerimientos que establezca la CNEE, los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS) podrán ser incluidos dentro de los ajustes semestrales correspondientes. Asimismo, la Comisión establecerá los plazos y formatos de entrega de información, sobre la ejecución de dichos programas. El pago de las auditorías y supervisiones por parte de la Distribuidora se realizará en un plazo máximo de quince días, luego que la Comisión informe de la aceptación de los informes del supervisor.
26. **Requerimiento de inclusión de los costos de los Programas de Inversión Específicos.** Los costos de los Programas de Inversión Específicos que podrán ser reconocidos en tarifa, serán costos eficientes y económicamente adaptados, los cuales se determinarán de acuerdo a la metodología establecida



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

en la Resolución CNEE-4-2018 (TDRs). Para la solicitud de reconocimiento en tarifa de los costos de cada Programa de Inversión Específico de los anteriormente indicados, la Distribuidora antes del **31 de enero** de cada año, deberá presentar un informe de la anualidad que solicite sea reconocida por el resto de la vigencia del presente Pliego Tarifario, por la ejecución, implementación y su puesta en operación. En el informe que la Distribuidora presente deberá aplicar la metodología establecida en los Términos de Referencia antes referidos, cumpliendo con todas las formalidades establecidas. La CNEE revisará este informe y de ser procedente trasladará a las tarifas lo que corresponda en el próximo ajuste semestral de los cargos por distribución y cargos por consumidor.

Finalizado el Periodo Tarifario, aprobado en la presente Resolución, aquellos componentes de los Programas de Inversión que correspondan al Valor Nuevo de Reemplazo, serán incorporados en los próximos Estudios Tarifarios que sean aprobados en el establecimiento de las tarifas de la Distribuidora, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. Los gastos y costos de explotación que hayan sido liquidados en el presente pliego, no podrán ser considerados en los subsiguientes pliegos tarifarios.

V. Pliego Tarifario

PRECIOS BASE

27. 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, fueron aprobados por la CNEE para el período 1 mayo de 2020 al 30 de abril del 2021, los precios de energía y potencia a aplicar en el cálculo tarifario, son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PPSTS	56.499609	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTS	0.877976	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	114.194624	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	84.144407	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTO	19.721348	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión
CFBTS	17.527256	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.112400	Factor de pérdidas de energía BT
FPEMT	1.047700	Factor de pérdidas de energía MT
FPPBT	1.142700	Factor de pérdidas de potencia BT
FPPMT	1.071500	Factor de pérdidas de potencia MT

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

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	0.539836	394.080620	0.928135	0.928135

32. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E _{BTSS}	26.714944%	49.612540%	23.672515%

33. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPoITS	0.961425	Factor de Ajuste de Potencia, Tarifa Social
FABT	0.961425	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.961425	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

34. BTSS – BAJA TENSIÓN SIMPLE SOCIAL

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTS} = CF_{BTS} \times FACF$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTS} = PEST_{BTS} * FPEBT * FPEMT + PPST * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FAPot * FPPBT * FPPMT + CDBT * FCRedBT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} + AT$$

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

35. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

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

$$CACYR_{BTSS_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTSS_o}$$



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Dónde:

CACYR_{BTSS,m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
FACACYR_m	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR_{BTSS,0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR_{BTSS,0}	230.876363	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

FÓRMULAS DE AJUSTE

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

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

Donde:

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

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

Donde:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

APP_n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP_{i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. Se aplican a la energía facturada.
PFP_{i+1}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1

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

Donde:

APE_n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE_{i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1.
PFE_{i+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR_n	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:

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

Donde:

SNA_n	Saldo No Ajustado en trimestre n
n - 1	Trimestre anterior al que está siendo calculado



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

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

Donde:

AT_n	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR_{n+1}	Monto a Recuperar en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
EP_{n+1}	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
APENR_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNR_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

37. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

$$APENR_n^{TS} = MPRE_n^{TS} - MPAE_n^{TS}$$

Dónde:

APENR_n^{TS}	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRE_n^{TS}	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAE_n^{TS}	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRE_n^{TS} = CCER_n^{TS} \cdot PRE_n$$

Dónde:

MPRE_n^{TS}	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCER_n^{TS}	Costos de Compra de Energía Reales de la categoría tarifaria de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE.

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

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifa No Social, en el trimestre n
CED_n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifa No 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_{t,i+1}	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).



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutor (BTSa), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (BTDpA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutor (BTDfpA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (MTDpA), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutor (MTDfpA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTE'_{i,i+1}	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 $PTE_{i,i+1}$ radica en que en para $PTE'_{i,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1.

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

Dónde:

MPAE^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTE''_{i+1}	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 _{i,i+1} radica en que para PTE'' _{i,i+1} los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE _{i,i+1} - 1)
PE_i	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE _n y la energía considerada en CED _n .

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

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

38. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Dónde:

APPNR^{TS}_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

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

Dónde:

MPRP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCPR^{TS}_n	Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP.

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

Dónde:

PRP_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
CPD_n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoproduccion (BTDpA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproduccion (BTDfpA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda de Punta Autoproduccion (MTDpA), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproduccion (MTDfpA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
DF_{t,i+1}	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)
PTP'_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No Sociales). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutor (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC) y Tarifa Social (BTSS)
EF_{i,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

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

Dónde:

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

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

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

39. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)

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

$$FACD_{BT} = \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) + \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPI_{BTp}}{CDBT * D_{max,baseBT} * 12} \right) - \left(\frac{1 - K_{CDBT,N}}{K_{CDBT,N}} \right)$$

Donde:

FACD_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD_{CD,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 47.967973%.
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 52.032027%.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CDMT,N}	Factor de reducción anual al CDBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
CPIBT_p	Anualidad relacionada a los Costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
CDBT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
D_{max,baseBT}	Demanda máxima coincidente en Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión, igual a 230,288.91 kW

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) + \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPIMT_p}{CDMT \cdot D_{max,baseMT} \cdot 12} \right) + \frac{Cuota}{CDMT \cdot \sum_m D_{max,m,MT}} + \frac{CAS}{CDMT \cdot \sum_m D_{max,m,MT}} - \left(\frac{1 - K_{CDMT,N}}{K_{CDMT,N}} \right)$$

Donde:

FACD_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD_{CD,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 43.545994%.
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 56.454006%.
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CDMT,N}	Factor de reducción anual al CDMT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
D_{max,m,MT}	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.
CAS	Costos de Auditorías y Supervisiones, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CPIMT_p	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
D_{max,baseMT}	Demanda máxima coincidente en Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión, igual a 285,358.32 kW



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

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

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 39.601318%
Ap_N	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
Ap₀	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 15.0%
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.877031%
Ac_N	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
Ac₀	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 2016, igual a 10.0%
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 0%
Ah_N	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
Ah₀	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 5.0%
FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 12.993917%
Ae_N	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
Ae₀	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%
FP_{At}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 21.527735%
At_N	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
At₀	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%

Costos de Programas de Inversión Específicos (CPI) asignables a los Cargos por Distribución:

$$\sum_{p=1}^{p=x} CPI_p$$

Donde:

Es la sumatoria de todos los costos, beneficios o descuentos anuales correspondientes a los Programas de Inversión Específicos aprobados en el presente Pliego Tarifario, para el proyecto 1 hasta el proyecto x, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión o Baja Tensión, a moneda del 30 de diciembre de 2016.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Para cada Programa de Inversión deberá definirse una componente de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), una de Operación y Mantenimiento (OPEX), una de Reposición de Donaciones (RepDonac), de forma análoga a lo establecido en el numeral 8.2.2. de la Resolución CNEE-4-2018 (TDRs) en los que define la metodología para los cálculos de las Componentes de Costos del VAD; los costos o inversiones realizadas deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o inversiones y su costo podrá reconocerse únicamente cuando los programas de inversión estén en operación, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

Para la determinación de la anualidad del VNR, en su formulación de recuperación de capital, el factor de depreciación será calculado para el promedio de los años de depreciación de los activos adicionados, para el período de aprobación de cada Programa de Inversión durante la vigencia del presente pliego tarifario.

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

$$FACF_{BT} = \left(PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) + \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPIECF_{BT,p}}{CFBT_0 * UsuBT * 12} \right) - \left(\frac{1 - K_{CFBT,N}}{K_{CFBT,N}} \right)$$

Donde:

FACF_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD_{CF,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 17.057488%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CF,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 82.942512%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CFBT,N}	Factor de reducción anual al CFBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE.
CPIECF_{BT,p}	Anualidad relacionada a los Costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo por Consumidor en Baja Tensión.
CFBT₀	Cargo por Consumidor Base en Baja Tensión
UsuBT	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo por Consumidor base de Baja Tensión, igual a 763,457

Costos de Programas de Inversión Específicos asignables a los Cargos por Consumidor (CPIECF):

$$\sum_{p=1}^{p=x} CPIECF_p$$

Donde:

Es la sumatoria de todos los costos, beneficios o descuentos anuales correspondientes a los Programas de



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Inversión Específicos aprobados en el presente Pliego Tarifario, para el proyecto 1 hasta el proyecto x, asignables al Cargo por Consumidor en Media Tensión o Baja Tensión, a moneda del 30 de diciembre del 2016.

Para cada Programa de Inversión deberá definirse, en caso corresponda, una componente de Costos de Comercialización, de forma análoga a lo establecido en el numeral 8.2.1. de la Resolución CNEE-4-2018 (TDRs) en los que define la metodología para los cálculos de los Cargos por Consumidor; los costos o inversiones realizadas deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o inversiones y su costo podrá reconocerse únicamente cuando los programas de inversión estén en operación, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

Para la determinación de la anualidad del VNR, en su formulación de recuperación de capital, el factor de depreciación será calculado para el promedio de los años de depreciación de los activos adicionados, para el período de aprobación de cada Programa de Inversión durante la vigencia del presente pliego tarifario.

41. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACYR_m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
IPC_m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83

42. 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_{ST_t}	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSH, BTSa, BTLAP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTHD, MTDP, MTDfP, MTHD, BTDA, MTDa
PE_{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E_{t^{PUNTA}}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
PE_{INTERMEDIA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
%E_{t^{INTERMEDIA}}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia
PE_{VALLE}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E_{t^{VALLE}}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2020

43. 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 _n	-0.033867	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

44. 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
FACD _{BT}	1.070836	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2020
FACD _{MT}	1.099325	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2020
FACF _{BT}	1.100080	Factor de Ajuste de Cargo por Consumidor en Baja Tensión al 31 de marzo de 2020
FACAC _{YR_m}	1.116219	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.

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

45. Tarifas para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2020:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	19.281391	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.718886	Q / kWh
- Cargo por energía	0.989380	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.729506	Q / kWh

46. 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%
--------------------------	-----------

47. 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
CAC _{YR_{BTS_m}}	257.708482	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.



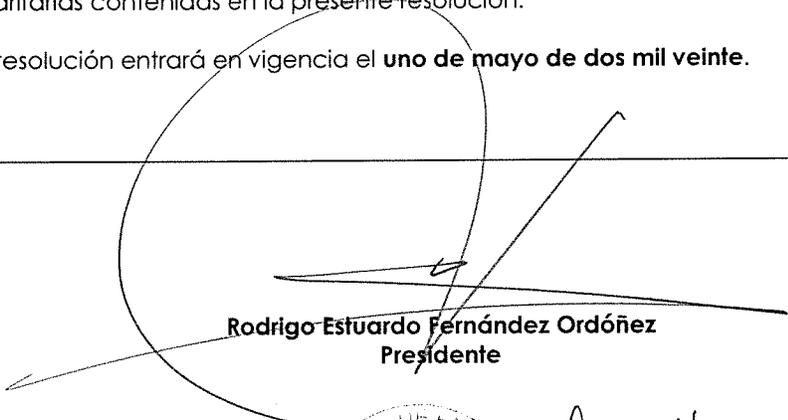
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

VI. Disposiciones Transitorias y Finales

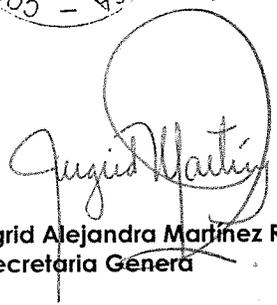
48. El primer ajuste a los cargos por distribución (FACDBT y FACDMT) y cargo por consumidor (FACFBT) y cargo por corte y reconexión (FACACYRm), se realizará en el mes de octubre del año 2020.
49. La Distribuidora está obligada a dar estricto cumplimiento y seguimiento a los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución; así como a entregar cualquier información que se le solicite para verificar el cumplimiento de la misma.
50. 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.
51. La presente resolución entrará en vigencia el **uno de mayo de dos mil veinte**.

PUBLÍQUESE.-


Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez
Presidente


Ingeniero José Rafael Argueta Monterrosa
Director


Ingeniero Ángel Jesús García Martínez
Director


Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General


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

Cargo por Consumidor	3,296.206840	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.962253	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	26.132314	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	64.012646	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP)		
Cargo por Consumidor	3,296.206840	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.962575	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	41.380903	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	54.164946	Q /kW-mes
Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD)		
Cargo por Consumidor	3,296.206840	Q / usuario-mes
Cargo por Energía de Punta	0.983180	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	0.959695	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle	0.954903	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	0.740913	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	28.155728	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	94.136244	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores (MTDPA)		
Cargo por Consumidor	3,296.206840	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.963849	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	36.022780	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	60.321254	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDFPA)		
Cargo por Consumidor	3,296.206840	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.963849	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	35.906137	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	54.164946	Q /kW-mes
Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía	1.874327	Q / kWh
- Cargo por energía	1.077671	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.796656	Q / kWh
Tarifa Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN)		
Cargo Unitario por Energía	1.874327	Q / kWh
- Cargo por energía	1.077671	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.796656	Q / kWh
Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones (VSC)		
Cargo Unitario por Energía	1.549267	Q / kWh
- Cargo por energía	1.075758	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.473509	Q / kWh
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.154936	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.151227	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.150470	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	169.968826	Q /kW-mes
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.044666	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.043596	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.043378	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	57.651011	Q /kW-mes

74. 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%
--------------------------	-----------

75. 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 ^{mts} : B1S-B1SA-B1SP ^o	257.708482	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías B1S, B1SH, B1SA, B1SP.
CACYR ^{BDP} : B1DF-B1DPA-B1DPA-B1D ^o	773.153248	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías B1DP, B1DFP, B1DPA, B1DPA, B1D.
CACYR ^{MTDP} : B1DFP-B1DPA-B1DPA-B1D ^o	2.319.737777	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTDPA, MTDFPA, MTHD.

VI. Disposiciones Finales

76. El primer ajuste a los cargos por distribución (FACDPT y FACDPT), cargos por consumidor (FACFT y FACFT) y cargos por corte y reconexión (FACACYRm), se realizará en el mes de octubre del año 2020.

77. 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.

78. 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.

79. La presente resolución entrará en vigencia el uno de mayo de dos mil veinte.

PUBLÍQUESE.-

Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez
Presidente

Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso
Director

Ingeniero Ángel Jesús García Martínez
Director

Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-111-2020

Guatemala, 23 de abril de 2020

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:
Que el Ministerio de Energía y Minas, mediante resolución identificada como MEM-RESOL-0671-2020, de fecha 23 de marzo de 2020 resolvió declarar con lugar el Recurso de Revocatoria interpuesto por la entidad Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, en contra de la resolución emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica identificada como CNEE-148-2019, de fecha 25 de junio de 2019, que contiene la aprobación del Estudio del Valor Agregado de Distribución de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, revocando la misma, y en consecuencia ordena en dicha resolución: "... III) Se ordena a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- emitir la resolución que en derecho corresponde con base en lo considerado en la presente resolución, aprobando el Estudio Tarifario presentado por la entidad recurrente con fecha 24 de mayo del año dos mil diecinueve, identificado como 'Informe de Etapa G: Estudio Tarifario G.2 Final (ajustado según dictamen de la Comisión Pericial)', y a parte de este proceda a fijar las tarifas definitivas para el quinquenio 2019-2024...".

CONSIDERANDO:
Que en cumplimiento de lo ordenado por el Ministerio de Energía y Minas, mediante resolución identificada como MEM-RESOL-0671-2020, de fecha 23 de marzo de 2020, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió la Resolución CNEE-70-2020 por medio de la cual resolvió: "I. Aprobar con correcciones el Estudio del Valor Agregado de Distribución iniciado por Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, el cual servirá de base para emitir y publicar los pliegos tarifarios correspondientes...", motivo por el cual es procedente la emisión de los referidos Pliegos Tarifarios para Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima.

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 tarifario y deberá, en el momento que así lo resolviere, publicarlo en el Diario de Centroamérica, estableciendo además que en ningún caso la actividad de Distribución Final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente.

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, referida a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-, el precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

POR TANTO:
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y con fundamento en lo establecido en los artículos 71, 72, 73, 74, 76, 78 de la Ley General de Electricidad, artículos 92, 98 y 99 de su Reglamento y lo resuelto por el Ministerio de Energía y Minas.

RESUELVE:
I. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los usuarios del Servicio de Distribución Final de la Tarifa Social, que atiende Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, para el período comprendido del

1192957-2)-29-abril

uno de mayo de dos mil veinte al treinta y uno de octubre de dos mil veinticuatro, en adelante Pliego Tarifario, de conformidad con lo siguiente:

I. Acrónimos

AMM: Administrador del Mercado Mayorista
BT: Baja Tensión
CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Distribuidora, distribuidora, Distribuidor o distribuidor: Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima
LGE: Ley General de Electricidad
MT: Media Tensión
NTD/ID: Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución
RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad
Usuario, usuario, Consumidor o consumidor: Es el Titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

II. Condiciones Generales

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

2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 4 de la Ley General de Electricidad, al Titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar o modificar las condiciones del servicio contratado.

3. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios no afectos a la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.

4. Dentro de su área de autorización definitiva para la prestación del servicio de distribución final de energía eléctrica, la Distribuidora está obligada a conectar a sus redes de distribución a todo interesado en consumir energía eléctrica que lo requiera y que esté ubicado dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones (las que incluyen, entre otras: medidores, acometidas, transformadores, postes, conductores y subestaciones); por lo que, al estar dentro de dicha franja, la Distribuidora está obligada, sin costo para el interesado, a construir todos 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 de: 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, para prestar el Servicio de Distribución Final.

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 (NTD/ID) y con las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

5. El interesado o el usuario 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 a aquellos que estando fuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, la distribuidora podrá solicitarle un aporte monetario con carácter reembolsable. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito a la distribuidora, hacer efectiva la garantía de pago correspondiente y, de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en el artículo 66 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En ese sentido, las condiciones del procedimiento y de la devolución de dicho aporte están reguladas en el artículo 48 de la LGE; en los artículos del 71 al 74 del RLGE y en la Resolución CNEE-02-2009.

6. La Distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas o agencias comerciales y en su página web, todos los formularios y formatos de documentos, así como ficheros informativos, en los que se especifique y oriente, entre otros, los pasos, procedimientos, plazos y requisitos que se deben atender para realizar la solicitud y gestiones para la conexión de nuevos servicios con o sin modificación de red, así como modificaciones, ampliaciones y recisiones de servicios existentes, además de gestiones para reconexiones y reclamos. Los formularios, formatos y ficheros deberán ser estandarizados, para que la CNEE pueda fiscalizar y verificar que las condiciones y requisitos establecidos, 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 los documentos indicados en el párrafo anterior. Posterior a este envío, cada vez que la distribuidora requiera modificar o adicionar nuevos formularios, formatos, ficheros informativos y demás documentos de requisitos y condiciones, deberá remitirlos a la CNEE en un plazo máximo de treinta (30) días previo a su uso y publicación. La CNEE, en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.

7. Para nuevas conexiones, la distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas comerciales y en su página web, ficheros informativos de los requisitos que deben cumplirse por los interesados o usuarios, así como todos los formularios y documentos necesarios. Toda solicitud que realice el usuario o interesado deberá ser debidamente registrada por la distribuidora e informarle al interesado o usuario el número de caso; esta información deberá quedar registrada en las bases de datos comerciales de la Distribuidora, misma que podrá ser requerida y auditada por la CNEE. La distribuidora informará al interesado o usuario de forma inmediata si su solicitud cumple con todos los requisitos; de no ser así, deberá informarle sobre las adecuaciones y requisitos que debe cumplir.

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

- Información del solicitante: Nombre completo, dirección, número telefónica, correo electrónico cuando proceda, datos para facturación (razón social, Número de Identificación Tributaria -NIT-, dirección de cobro, entre otros).
- Copia del Documento Único de Identificación -DUI-.
- Constancia de propiedad o posesión del inmueble en el que se solicita el servicio, o representación para solicitar el servicio.
- Llenar formulario de características del servicio que solicita, de acuerdo al formato proporcionado por la Distribuidora.
- 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.
- Garantía de pago correspondiente.

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

8. Respecto a la garantía de pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 94 del RLGE, podrá optarse en forma monetaria o por medio de una fianza y se calculará para cada categoría de usuario como el monto equivalente a dos facturas mensuales promedio de un usuario típico de su misma categoría; la distribuidora podrá exigir las actualizaciones necesarias de dicha garantía de pago cuando el consumo del usuario aumente o disminuya. Cuando la garantía de pago se aporte en forma monetaria devengará una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto de la garantía de pago, la tasa de interés activa promedio ponderada mensual del sistema bancario, publicada por el Banco de Guatemala. Al rescindir el contrato, la distribuidora, de oficio y sin requerimiento por parte del usuario, deberá hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía, más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes y costos que el usuario hubiere ocasionado; el monto resultante deberá ser devuelto al usuario, a más tardar siete (7) días después de rescindido el servicio. Dado que el usuario establece una garantía de pago, la distribuidora no deberá exigir fianza para la conexión de un nuevo servicio.

Con base a lo anterior, el monto que se reconocerá quinquenalmente en tarifas por concepto del diferencial de tasas (activa y pasiva) de las garantías de pago, será el que la distribuidora demuestre que efectivamente haya pagado a los usuarios que hayan cancelado el servicio, en el quinquenio anterior.

9. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario; la prestación incluye el suministro de, 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 de acuerdo a lo establecido en las normas técnicas aplicables). La acometida a suministrar por la Distribuidora incluye: los conductores desde la red BT de la distribuidora hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición a suministrar por la Distribuidora incluye: el medidor, transformadores de corriente (cuando aplique), transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

A partir del medidor, todas las instalaciones interiores del inmueble, serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición será a cuenta de la distribuidora cuando los daños a estos equipos sean por causas derivadas 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 todas las medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando cuadrilla que lo instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación.

10. Para los efectos de facturación, el periodo 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 periodos mayores a los anteriormente establecidos.

11. La Distribuidora, en el mismo periodo de facturación, realizará la medición de todos los parámetros requeridos, de acuerdo a la categoría tarifaria del usuario, para que con estos parámetros pueda emitir la factura correspondiente al Usuario. La Distribuidora no podrá realizar estimación de consumo de energía y potencia de los usuarios, salvo que se cumpla por este efecto, con lo indicado en el artículo 96 del RLGE; en cuyo caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología correspondiente.

12. Conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, al monto de facturación por servicios de electricidad se adicionarán los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así mismo, ante petición de la distribuidora, la Comisión podrá autorizar la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en este sentido entre el Distribuidor y las municipalidades. La Distribuidora no podrá incluir ningún otro cargo adicional a los ya indicados, sin la aprobación previa de la Comisión.

13. El pago de la factura por el servicio de distribución final de electricidad 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 deberá 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.

14. 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.

15. 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 facturas y hayan transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; (II) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (III) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la distribuidora no podrá seguir facturando consumos al Usuario. La Distribuidora por ningún motivo podrá realizar cortes de manera colectiva o generalizada ya que el derecho que le otorga el artículo 50 de la LGE establece que el corte del servicio debe ser de manera individual.

16. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. A partir del momento en que el usuario abone las facturas adeudadas, más el cargo por interés por mora y el cargo por corte y reconexión, la Distribuidora deberá restablecer el suministro de electricidad dentro de los veinticuatro (24) horas de haberse efectuado el pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 110 del RLGE.

17. La Distribuidora está obligada a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo. Las compras de energía y potencia por parte de la Distribuidora se efectuarán mediante licitación abierta, de acuerdo a los términos de Referencia que apruebe la Comisión; corresponderá a la distribuidora realizar todas las gestiones y actividades para obtener precios eficientes y competitivos que más convengan a los usuarios, así como realizar las compras estrictamente necesarias para garantizar sus requerimientos de energía y potencia. Los costos de generación que se reconocerán en las tarifas, corresponderán en forma estricta a las condiciones

obtenidas en dichas licitaciones.

Los costos y servicios del Mercado Mayorista asociados a las compras de energía y potencia, que se reconozcan en tarifas, serán estrictamente los establecidos en la normativa; la Distribuidora como representante de los usuarios en el Mercado Mayorista, deberá realizar todas las acciones y gestiones pertinentes, para garantizarla correcta y eficiente administración de los contratos de suministro y que los costos en general que le sean asignados correspondan estrictamente a lo establecido en la normativa. 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, conjuntamente con los derechos y obligaciones de los usuarios, poniéndolas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, página web, redes sociales y otros medios de comunicación de la Distribuidora, así como hacer las campañas de comunicación que considere necesarias para hacerlas de conocimiento de todos los usuarios. La CNEE cuando así lo considere podrá requerir las adecuaciones pertinentes a las publicaciones que realice la distribuidora, en cuanto al contenido, tamaño de letra, diseño, entre otros.

III. Tarifa Social

19. Para todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final que cumplan con los requisitos descritos en la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica (en adelante Ley de Tarifa Social) deberá aplicarse la Tarifa Social establecida en el presente Pliego Tarifario.

20. La Distribuidora, dentro del plazo de seis meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Pliego Tarifario, deberá incluir en su página web una herramienta que permita a cada usuario verificar de forma mensual su facturación, sugiriéndole otras opciones tarifarias, con las cuales puede obtener un ahorro. Esta herramienta podrá ser fiscalizada por la CNEE en la forma y con los medios que determine.

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

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

- Cargo por Consumidor (CF):** Es el cargo único aplicado en el período de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora.
- Cargo Unitario por Energía (CUE):** Es el cargo unitario por costos de energía y potencia cobrado en función de la energía eléctrica consumida que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán por la energía total registrada en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definen en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo mensual de potencia y el cargo por energía.

22. La categoría tarifaria para usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social se define a continuación: **Baja Tensión Simple Social (BTSS)**. Es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía 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. En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.

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

IV. Planes de Expansión y sus respectivos Programas de Inversión

De conformidad con lo establecido en el artículo 85 del RLGE, se establece: "Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión."

Se establece un conjunto de programas de inversión, tanto propuestos por la Distribuidora como por la CNEE, y que, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 de la Resolución CNEE-4-2018 (Términos de Referencia -IDRs-), por sus características, podrán ser incluidos en las tarifas hasta que sean efectivamente ejecutados por la distribuidora, de acuerdo a las especificaciones requeridas, condiciones de su inclusión, reconocimiento y verificación, establecidos en el presente pliego tarifario; a estos programas se les denominará "Programas de Inversión Específicos".

Los costos de los programas de inversión se reconocerán de manera global dentro de las tarifas (Social y No Social) de la Distribuidora; por lo que bajo ninguna circunstancia se podrá duplicar el reconocimiento de dichos costos.

24. **Programas de Inversión Específicos.** Derivado al establecimiento de Programas de Inversión relacionadas a mejoras con la cobertura, seguridad, calidad en la prestación del servicio de distribución y atención al usuario, que no fueron incluidas en el estudio tarifario correspondiente, sus costos de capital y operación no están siendo considerados en los cargos de distribución aprobados en el presente pliego tarifario para evitar sobre estimaciones de costos que impacten en las tarifas a pagar por los usuarios. Los costos para la ejecución de los programas de inversión que podrán ser reconocidos posteriormente en tarifas, en las fórmulas de ajuste de los cargos de distribución y cargos por consumidor, correspondarán a los costos efectivamente incurridos para cada programa, cuando se demuestre por parte de la distribuidora y en los correspondientes informes de auditoría y supervisión, su fehaciente ejecución a puesta en operación, cuando aplique, de equipos e instalaciones que componen los mismos. Los costos que se reconozcan en tarifas, deberán corresponder a costos eficientes. Los costos de dichos proyectos se incluirán en las fórmulas de ajuste de los Cargos de Distribución y Cargos por Consumidor, correspondientes a (CPIBT, CPIMT, CPECFBT y CPECFMT).

Para poder fiscalizar la ejecución y costos de estos programas de inversión específicos, la Comisión emitirá Términos de Referencia en los que establecerá las condiciones para que la Distribuidora controle firmas de reconocida prestigio y comprobada experiencia, con la finalidad de realizar auditorías y/o supervisiones para la CNEE en las que se establezca la efectiva ejecución de las actividades e inversiones contenidas en los referidos programas, que se detallan en el presente inciso; los informes finales y periódicos que deberán presentar dichas firmas, deberán ser pormenorizados detallando las inversiones y actividades efectivamente realizadas, para el efecto el informe deberá incluir fotografías, órdenes de trabajo, informe de actividades de los contratos que realicen los contratistas, registros informáticos, facturaciones, informes de las inspecciones y supervisiones realizadas, ubicación geo-posicionada cuando corresponda, entre otros y costos auditados. Los costos por auditoría y supervisión se reconocerán en los ajustes a los cargos por distribución y por consumidor dentro del CAS (Costos de Auditorías y Supervisiones); la CNEE adicionalmente podrá fiscalizar y supervisar dicha actividad, así como a la auditoría que se practique y el informe que se presente.

Así, estos costos eficientes de capital y operación que podrán ser trasladados a tarifa, cuando:

- Los proyectos hayan sido terminados y estén en operación; y

- La Distribuidora haya cumplido con la totalidad de los requisitos que apruebe en su oportunidad la CNEE.

Oportunamente la Comisión en conjunto con la Distribuidora definirán las especificaciones y alcances de estos programas. Posteriormente la Distribuidora deberá remitir su propuesta final para su aprobación.

Los programas de inversión, cuya ejecución se aprueba dentro del período de vigencia del presente pliego tarifario, son:

- Programa de inversión referente a campañas de divulgación y concientización al usuario sobre adaptación tecnológica por distancias eléctricas: Este proyecto consiste en la regularización de instalaciones que han quedado fuera de las normas de seguridad por invasión de distancias mínimas de construcciones realizadas por terceros y que la Distribuidora cuente con los seruidumbres correspondientes. Así como la realización de campañas de divulgación a municipalidades e información al usuario, referente a cumplir con las distancias mínimas de seguridad para la construcción de inmuebles.
- Programa de inversión referente a Programas de Electrificación Rural: Su finalidad es proveer de electricidad a comunidades en áreas rurales, dentro del área de concesión de la Distribuidora más allá de la franja obligatoria de 200 metros, para promover así, el desarrollo a las zonas menos favorecidas del país y contribuir con el cumplimiento de los objetivos de cobertura eléctrica establecidos por el Ministerio de Energía y Minas en la Política Nacional de Electrificación Rural 2019-2032.
- Programa de inversión referente a la Mejora de Atención al Interesado o Usuario: Este programa contempla dos áreas:
 - La primera es la implementación del Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario -SIAU-. Este sistema deberá permitir que los usuarios puedan realizar las gestiones, trámites y el seguimiento de los mismos de forma no presencial, esto a través del uso de tecnologías de sistemas de información y comunicación, que les facilite las diferentes gestiones y trámites.

Corresponderá a la Distribuidora, realizar las gestiones e inversiones necesarias para integrar al SIAU: i) Los sistemas de control, gestión de solicitudes y atención al cliente; ii) el Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario establecido en las NTSD; iii) los reclamos y quejas realizadas en los Libros de Quejas de la CNEE, de forma verbal; iv) los reclamos o quejas realizadas por vía telefónica (Call Center), de forma verbal o escrita, correo electrónico u otros medios digitales de información; y v) las demás modalidades de presentación de quejas, tal como lo establece la metodología para el control de la calidad del servicio comercial de las NTSD. Este sistema deberá contar con la capacidad para que el usuario pueda realizar las gestiones antes indicados y consultar su estado en la página WEB, aplicaciones móviles de la distribuidora o vía telefónica, para garantizar que los casos se resuelvan de manera eficaz y eficiente, por lo que dicho sistema deberá actualizar en tiempo real, el avance y actuaciones que se realicen a cada uno de los casos que se generen.

La Distribuidora tendrá la obligación de registrar en este sistema y generar un número de caso, el que informará al usuario cuando éste realice cualquier tipo de gestión o solicitud, reclamos o quejas, para poder consultar en cualquier momento el estado de su gestión. La CNEE tendrá acceso al seguimiento de todas las gestiones y casos de dicho sistema, por lo que la distribuidora deberá permitir el acceso sin restricción alguna bajo una plataforma WEB que interactúe con las Bases de Datos de dicho sistema, remitiendo los manuales o codificaciones necesarios para que la CNEE pueda integrar dichas Bases de Datos a sus sistemas informáticos de control y supervisión, para lograr el análisis en tiempo real de los indicadores de desempeño de la calidad comercial. Adicionalmente la Comisión podrá ingresar reclamos y quejas a este sistema, presentadas por los usuarios o personal de esta Comisión, por lo que la distribuidora deberá habilitar terminales o computadores, tabletas o terminales móviles que pondrá a disposición de esta Comisión a su requerimiento. Para dar cumplimiento a lo indicado, la Distribuidora, deberá enviar la Base de Datos completa a la CNEE, desarrollar el software de programación y aplicación para el procesamiento de las Bases de Datos, así como los accesos y medios de comunicación necesarios, para que dicha base pueda ser actualizada en periodos no mayores a sesenta (60) minutos.

- La segunda área de este programa comprende la implementación de nuevas instalaciones u oficinas comerciales para atención al usuario, de acuerdo a las necesidades, y requerimientos específicos de atención a los usuarios; así como en los puntos en los que no se cuenta con centros de atención al usuario, de manera de facilitar el acceso a la atención de los usuarios por parte de la Distribuidora.

- Programa de inversión referente al Sistema Integral de Medición de Calidad -SIMC-: En atención a lo establecido en el artículo 9 de las NTSD y para asegurar la calidad de la prestación del servicio a los usuarios, el Sistema Integral de Medición de Calidad -SIMC-, tiene como objetivo posibilitar la medición y verificación de la calidad del producto técnico y servicio suministrado a nivel de media tensión en los circuitos de salida de cada subestación, complementando al "Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución". A los resultados de las mediciones del SIMC, se adicionarán los resultados de las campañas de medición de en Baja Tensión. La información debe ser remitida vía remota y en tiempo real a la CNEE a costo del Distribuidor, dichos medidores deben contar con la opción de ser interrogados para la adquisición de datos en forma masiva.

Para este fin deberá instalarse como mínimo, un punto de medición por cada circuito de Media Tensión, siendo este instalado en la cabecera de la línea de Media Tensión cuando no se tenga instalado un equipo que permita obtener la información requerida; así como, en cada dispositivo de maniobra y operación remota que seccione la red de distribución, con el objeto de medir los parámetros del circuito aguas abajo del mismo, según consideraciones y puntos que defina la CNEE.

Los medidores que se instalen deberán tener la capacidad de medir: i) voltajes y corrientes, con sus desbalances, ii) voltajes y corrientes de secuencias cero, positiva, y negativa, iii) armónicos y Flicker en tensión y corriente, iv) mediciones de flujo de potencia y energía aparente, activa y reactiva, v) mantener un registro de los flujos horarios, como mínimo de los últimos seis (6) meses, vi) realizar las mediciones respecto de las variaciones rápidas de tensión, vii) monitoreo de la frecuencia y del factor de potencia y viii) interrupciones del suministro y micro cortes.

Este sistema debe permitir a la CNEE el acceso vía remota y en tiempo real a equipos de medición instalados en diferentes puntos de la red de la Distribuidora, contando para el efecto con el equipo informático y software especializado para la interrogación, transferencia, almacenamiento y análisis de datos, los cuales servirán para la verificación del cumplimiento de los indicadores de calidad establecidos en las normas técnicas correspondientes.

- Programa de inversión con enfoque en la calidad del servicio y producto técnico definidos en las NTSD (Puntos de BackUp - BUP): Derivado de los estudios de confiabilidad de la calidad desarrollados en los Estudios del Valor Agregado de Distribución, se determinó que, para llegar de forma óptima a índices de la calidad de servicio y producto técnico establecidos en las

NTSD, es necesario llevar a cabo la construcción de obras que permitan reducir la longitud de un gran número de alimentadores y una metodología para generar puntos de Back Up, que puedan mejorar la calidad de servicio. A continuación, se listan los puntos de Back Up, actividades y cantidades máximas a reconocer correspondientes a este programa:

	Salida de Media Tensión	Tensión (KV)	Alimentador Inicial	Alimentador Final	Longitud en Km
1	RAXRUHA	35	10100025	10100278	113
2	PEDRO DE ALVARADO	14	10100067	1000035	71
3	MONTE RICO	14	10100132	1000023	56
4	TAXISCO	14	10000023	10100002	69
5	SAN JACINTO	35	10000037	10100046	26
6	CONCEPCION LAS MINAS	14	10000026	10000028	54
7	SAN CRISTOBAL VERAPAZ	14	10100045	10000031	28
8	LOS AMATES	35	10100014	10000064	81
9	MONJAS	14	10000012	10000025	22
10	SAN ANTONIO LA PAZ	35	10000055	10100023	55
11	SAN CARLOS ALZATATE	35	10100022	10100023	65
12	SAN PEDRO PINULA	35	10100057	10100039	74
13	MOYUTA	14	10100010	10100067	55
14	AGUA BLANCA	14	10000028	10000006	68
15	MORALES	35	10000029	10100241	20
16	MAYALAN	35	10100172	10100030	115
17	ORATORIO	14	10000014	10100011	44
18	SANTA BARBARA	14	10100043	10000008	59
19	CAMOTAN	14	10100225	10100224	45
20	LA TINTA	14	10100237	10000041	57
21	SAN AGUSTIN ACASAGUASTLAN	14	10000054	10100260	46
22	LAGUNA DE GUIJA	14	10100281	10100282	19
23	LA CANOA	14	10100004	10100193	11
24	VADO HONDO	14	10000033	10100224	33
25	SANTA MARIA IXHUATAN	14	10000015	10100011	51
26	SALACUIM	35	10100171	10100030	86
27	SAN JERONIMO	14	10000021	10100043	32
	TOTAL				1,458

vi. Otros planes que la Distribuidora someta a consideración de la CNEE podrán ser aprobados para su ejecución e inclusión de costos en tarifas de considerarse adecuada su viabilidad.

25. Para la verificación del cumplimiento de estos Programas de Inversión, la Distribuidora contratará la auditoría y supervisión correspondiente a su costo; la contratación se realizará en base a los términos y requerimientos que establezca la CNEE, los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS) podrán ser incluidos dentro de los ajustes semestrales correspondientes. Asimismo, la Comisión establecerá los plazos y formatos de entrega de información, sobre la ejecución de dichos programas. El pago de las auditorías y supervisiones por parte de la Distribuidora se realizará en un plazo máximo de quince días, luego que la Comisión informe de la aceptación de los informes del supervisor.

26. **Requerimiento de inclusión de los costos de los Programas de Inversión Específicos.** Los costos de los Programas de Inversión Específicos que podrán ser reconocidos en tarifa, serán costos eficientes y económicamente adaptados, los cuales se determinarán de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución CNEE-4-2018 (TDRs). Para la solicitud de reconocimiento en tarifa de los costos de cada Programa de Inversión Específico de los anteriormente indicados, la Distribuidora antes del 31 de enero de cada año, deberá presentar un informe de la anualidad que solicite sea reconocida por el resto de la vigencia del presente Pliego Tarifario, por la ejecución, implementación y su puesta en operación. En el informe que la Distribuidora presente deberá aplicar la metodología establecida en los Términos de Referencia antes referidos, cumpliendo con todas las formalidades establecidas. La CNEE revisará este informe y de ser procedente trasladará a las tarifas lo que corresponda en el próximo ajuste semestral de los cargos por distribución y cargos por consumidor.

Finalizado el Periodo Tarifario, aprobado en la presente Resolución, aquellos componentes de los Programas de inversión que correspondan al Valor Nuevo de Reemplazo, serán incorporados en los próximos Estudios Tarifarios que sean aprobados en el establecimiento de los tarifas de la Distribuidora, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. Los gastos y costos de explotación que hayan sido liquidados en el presente pliego, no podrán ser considerados en los subsiguientes pliegos tarifarios.

V. Pliego Tarifario

PRECIOS BASE

27. 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, fueron aprobados por la CNEE para el período 1 mayo de 2020 al 30 de abril del 2021, los precios de energía y potencia a aplicar en el cálculo tarifario, son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PPSTTS	56.499609	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.877976	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	114.194624	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	84.144407	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBT0	19.721348	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión
CFBT5	17.527256	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPFBT	1.112400	Factor de pérdidas de energía BT
FPFMT	1.047700	Factor de pérdidas de energía MT
FPFBT	1.142700	Factor de pérdidas de potencia BT
FPFMT	1.071500	Factor de pérdidas de potencia MT

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

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	0.539836	394.080620	0.928135	0.928135

32. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E _{hrs}	26.714944%	49.612540%	23.672515%

33. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPoITS	0.961425	Factor de Ajuste de Potencia, Tarifa Social
FABT	0.961425	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.961425	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

34. **BTSS – BAJA TENSIÓN SIMPLE SOCIAL**

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{hrs} = CF_{hrs} \times FACF$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{hrs} = PEST_{hrs} \cdot FPFBT \cdot FPFMT + PPST \cdot FCRedM_{hrs} / (FC_{ats} \cdot 730) \cdot FAPoI \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot FCRedB_{hrs} / (FC_{hrs} \cdot 730) \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACDBT + CDMT \cdot FCRedM_{hrs} / (FC_{ats} \cdot 730) \cdot FPPMT \cdot FPPBT \cdot FAMT \cdot FACDMT + AT$$

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

35. **Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):**

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

$$CACYR_{BTSS_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTSS_e}$$

Dónde:

CACYR _{BTSS,m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
FACACYR _m	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR _{BTSS,e}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTSS,e}	230.876363	Quezales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

FÓRMULAS DE AJUSTE

36. **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:

$$CCPR_n = \sum_{j=1}^3 CP_j$$

Dónde:

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

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

Dónde:

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

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

Dónde:

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

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

Donde:

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

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO _n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR _n	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 los gestiones pertinentes para que dichos costos resulten en costos eficientes, para que la Comisión 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:

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

Donde:

SNA _n	Saldo No Ajustado en trimestre n
n - 1	Trimestre anterior al que está siendo calculado

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

Donde:

AT _n	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR _{n+1}	Monto a Recuperar en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
EP _{n+1}	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
APENR _n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNR _n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

37. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

$$APENR_{TS_n} = MPRE_{TS_n} - MPAE_{TS_n}$$

Donde:

APENR _{TSn}	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRE _{TSn}	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAE _{TSn}	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRE_{TS_n} = CCER_{TS_n} \cdot PRE_n$$

Donde:

MPRE _{TSn}	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCER _{TSn}	Costos de Compra de Energía Reales de la categoría tarifaria de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE.

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

Donde:

PRE _n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifa No Social, en el trimestre n
CED _n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifa No 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 _{t,i+1}	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).

ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutor (BTS A), Alumbrado Pública (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFp), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (BTDP A), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutor (BTDFp A), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFp), Media Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (MTDP A), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutor (MTDFp A), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeBT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTE' _{t,i+1}	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.

$$MPAE_{TS_n} = \sum_{i=1}^3 (EF_{t,i+1} \cdot PTE'_{t,i+1} \cdot PE_i)$$

Donde:

MPAE _{TSn}	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
EF _{t,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social, Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTE' _{t,i+1}	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 para PTE' _{t,i+1} los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE _{t,i+1} - 1)
PE	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE _n y la energía considerada en CED _n .

El $APENR_{TS_n}$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRE_{TS_n} - MPAE_{TS_n} \leq 0 \rightarrow APENR_{TS_n} = 0$
- Si $MPRE_{TS_n} - MPAE_{TS_n} > 0 \rightarrow APENR_{TS_n} = MPRE_{TS_n} - MPAE_{TS_n}$

38. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

$$APPNR_{TS_n} = MPRP_{TS_n} - MPAP_{TS_n}$$

Donde:

APPNR _{TSn}	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRP _{TSn}	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAP _{TSn}	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRP_{TS_n} = CCPR_{TS_n} \cdot PRP_n$$

Donde:

MPRP _{TSn}	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCPR _{TSn}	Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP.

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

Donde:

PRP _n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
CPD _n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFp), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (BTDP A), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFp), Media Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (MTDP A), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeBT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
DF _{t,i+1}	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)
PTP' _{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No Sociales). La diferencia con PTP _{t,i+1} radica en que para PTP' _{t,i+1} los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1

nlarEOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde 1 = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTS H), Baja Tensión Simple Autoproducción (BTS A), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC) y Tarifa Social (BTS S)
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

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

Donde:

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

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

- Si $MPPRP_n^{TS} - MPAP_n^{TS} \leq 0 \rightarrow APPNR_n^{TS} = 0$
- Si $MPPRP_n^{TS} - MPAP_n^{TS} > 0 \rightarrow APPNR_n^{TS} = MPPRP_n^{TS} - MPAP_n^{TS}$

39. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)

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

$$FACD_{BT} = \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) + \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPIBT_p}{CDMT \cdot D_{max,baseBT} + 12} \right) - \left(\frac{1 - K_{CD,BT}}{K_{CD,BT}} \right)$$

Donde:

FACD_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD_{CD,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 47.967973%.
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 52.032027%.

IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CD,BT}	Factor de reducción anual al CDBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
CPIBT_p	Anualidad relacionada a los Costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
D_{max,baseBT}	Demanda máxima coincidente en Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión, igual a 230,288.91 kW

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) + \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPIPMT_p}{CDMT \cdot D_{max,baseMT} + 12} \right) - \left(\frac{1 - K_{CD,MT}}{K_{CD,MT}} \right) + \frac{Cuota}{CDMT \cdot \sum_{m=1}^m D_{max,MT}} + \frac{CAS}{CDMT \cdot \sum_{m=1}^m D_{max,MT}}$$

Donde:

FACD_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Medio Tensión (CDMT)
PD_{CD,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 43.545994%.
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 56.454006%.
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CD,MT}	Factor de reducción anual al CDMT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Medio Tensión
D_{max,MT}	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 aliados, 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.
CAS	Costos de Auditorías y Supervisiones, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CPIPMT_p	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Medio Tensión.
D_{max,baseMT}	Demanda máxima coincidente en Medio Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Medio Tensión, igual a 285,358.32 kW

$$FAA = FP_{AP} \cdot \frac{1 + AP_N}{1 + AP_0} + FP_{AC} \cdot \frac{1 + AC_N}{1 + AC_0} + FP_{Ah} \cdot \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ac} \cdot \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{A} \cdot \frac{1 + A_N}{1 + A_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{AP}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 39.601318%
AP_N	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
AP₀	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 15.0%
FP_{AC}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.877031%
AC_N	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
AC₀	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 2016, igual a 10.0%
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 0%
Ah_N	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
Ah₀	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 5.0%
FP_{Aa}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 12.993917%
Ae_N	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
Ae₀	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%
FP_{AT}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 21.527735%
Ah_N	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
Ah₀	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%

Costos de Programas de Inversión Específicos (CPI) asignables a los Cargos por Distribución:

$$\sum_{p=1}^{p=x} CPI_p$$

Donde:

Es la sumatoria de todos los costos, beneficios o descuentos anuales correspondientes a los Programas de Inversión Específicos aprobados en el presente Pliego Tarifario, para el proyecto 1 hasta el proyecto x, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Medio Tensión o Baja Tensión, a moneda del 30 de diciembre de 2016.

Para cada Programa de Inversión deberá definirse una componente de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), una de Operación y Mantenimiento (OPEX), una de Reposición de Donaciones (RepDonac), de forma análoga a lo establecido en el numeral 8.2.2 de la Resolución CNEE-4-2018 (IDRS) en los que define la metodología para los cálculos de los Componentes de Costos del VAD; los costos a inversiones realizadas deberán ser demostrados fehacientemente para cada uno de las actividades o inversiones y su costo podrá reconocerse únicamente cuando los programas de inversión estén en operación, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

Para la determinación de la anualidad del VNR, en su formulación de recuperación de capital, el factor de depreciación será calculado para el promedio de los años de depreciación de los activos adicionados, para el período de aprobación de cada Programa de Inversión durante la vigencia del presente pliego tarifario.

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

$$FACF_{BT} = \left(PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) + \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPIECF_{BT,p}}{CFBT_0 \cdot UsuBT + 12} \right) - \left(\frac{1 - K_{CF,BT}}{K_{CF,BT}} \right)$$

Donde:

FACF_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD_{CF,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 17.057488%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CF,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 82.942512%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CF,MT}	Factor de reducción anual al CFBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE.
CPIECF_{BT,p}	Anualidad relacionada a los Costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo por Consumidor en Baja Tensión.
CFBT₀	Cargo por Consumidor Base en Baja Tensión
UsuBT	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo por Consumidor base de Baja Tensión, igual a 763,457

Costos de Programas de Inversión Específicos asignables a los Cargos por Consumidor (CPIECF):

$$\sum_{p=1}^{p=x} CPIECF_p$$

Donde:

Es la sumatoria de todos los costos, beneficios o descuentos anuales correspondientes a los Programas de

Inversión Específicas aprobados en el presente Pliego Tarifario, para el proyecto I hasta el proyecto x, asignables al Cargo por Consumidor en Media Tensión o Baja Tensión, a moneda del 30 de diciembre del 2016.

Para cada Programa de Inversión deberá definirse, en caso corresponda, una componente de Costos de Comercialización, de forma análoga a lo establecido en el numeral 8.2.1. de la Resolución CNEE-4-2018 (TDRs) en las que define la metodología para los cálculos de los Cargos por Consumidor; los costos o inversiones realizadas deberán ser demostradas fehacientemente para cada uno de las actividades o inversiones y su costo podrá reconocerse únicamente cuando los programas de inversión estén en operación, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establece la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

Para la determinación de la anualidad del VNR, en su formulación de recuperación de capital, el factor de depreciación será calculado para el promedio de los años de depreciación de los activos adicionales, para el período de aprobación de cada Programa de Inversión durante la vigencia del presente pliego tarifario.

41. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACYR_m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el periodo m
IPC_m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicada por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB [www.inec.gob.gt], vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicada por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83

42. 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_i	Precio Base de Energía de la Tarifa i, donde i: BT5, BTSH, BTA, BSLAP, APPN, VSC, BDP, BTDFP, BTHD, MDP, MDPF, MTHD, BIDA, MTA
PE_{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E_{PUNTA}	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa i, en la Banda Horaria de Punta
PE_{INTERMEDIA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria intermedia
%E_{INTERMEDIA}	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa i, en la Banda Horaria intermedia
PE_{VALLE}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E_{VALLE}	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa i, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2020

43. 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_{tr}	-0.033867	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

44. 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
FACD_{BT}	1.070836	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2020
FACD_{MT}	1.099325	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2020
FACF_{BT}	1.100080	Factor de Ajuste de Cargo por Consumidor en Baja Tensión al 31 de marzo de 2020
FACACYR_m	1.116219	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.

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

45. Tarifas para el periodo del 1 de mayo al 31 de julio de 2020:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	19.281391	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.718886	Q / kWh
- Cargo por energía	0.989380	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.729506	Q / kWh

46. 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%
--------------------------	-----------

47. 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_{BTSS}	257.708482	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.

VI. Disposiciones Transitorias y Finales

- El primer ajuste a los cargos por distribución (FACD_{BT} y FACD_{MT}) y cargo por consumidor (FACF_{BT}) y cargo por corte y reconexión (FACACYR_m), se realizará en el mes de octubre del año 2020.
- 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.

Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez
Presidente

Ingeniero José Rafael Argueta Monterrosa
Director

Ingeniero Ángel Jesús García Martínez
Director

Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CNEE

GUATEMALA, REPÚBLICA DE GUATEMALA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General

112958-2)-29-abril



Concejo Municipal

MUNICIPALIDAD DE GUATEMALA

ACUERDO COM-12-2020

EL CONCEJO MUNICIPAL DE LA CIUDAD DE GUATEMALA

CONSIDERANDO:

Que el Congreso de la República de Guatemala emitió el Decreto 47-2008 Ley para el Reconocimiento de las Comunicaciones y Firmas Electrónicas dentro del cual consideró: "que la inserción masiva y de a tecnología en nuestra sociedad es una realidad que no podemos ignorar y por ende se debe revisar los conceptos y visiones tradicionales del mundo físico para adaptarlos al actual contexto del mundo digital".

CONSIDERANDO:

Que se estima necesario que dentro de los distintos procesos y actos administrativos de la Municipalidad de Guatemala, se implemente la Firma Electrónica, por lo que es importante aprobar la normativa interna respectiva, con la finalidad de establecer los mecanismos de uso de la misma y que permita a los funcionarios y empleados, conocer las obligaciones y responsabilidades que conlleva, relacionadas a la autenticación y validación de la Firma Electrónica, por lo que es procedente emitir la disposición correspondiente.

POR TANTO:

En el ejercicio de las facultades que le confiere los artículos 253 y 254 de la Constitución Política de la República de Guatemala; 1, 2, 3, 6, 9, 33, 35 literales a),) y j) del Código Municipal, Decreto número 12-2002 del Congreso de la República de Guatemala y sus reformas; 1, 2, 5, 7, 8, 10 y 11 de la Ley para el Reconocimiento de las Comunicaciones y Firmas Electrónicas, Decreto número 47-2008 del Congreso de la República de Guatemala; y 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 del Acuerdo Gubernativo 135-2009 Reglamento de la Ley para el Reconocimiento de las Comunicaciones y Firmas Electrónicas.