



**Q U A N T U M**

**EVAD 2024 – 2029  
INFORME G.1: PROPUESTA DEL DISTRIBUIDOR**



Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A.

**Junio 2024**

**INFORME**

## Contenido

<b>1. Introducción .....</b>	<b>6</b>
<b>2. Contenido.....</b>	<b>6</b>
<b>3. Estudio Tarifario .....</b>	<b>7</b>
3.1. Tarifa No Social.....	10
3.1.1. Acrónimos.....	10
3.1.2. Condiciones generales.....	10
3.1.3. Categorías tarifarias.....	15
3.2. Tarifa Social .....	20
3.2.1. Acrónimos.....	20
3.2.2. Condiciones generales.....	21
3.2.3. Tarifa social .....	24
3.3. Pliego tarifario.....	25
3.3.1. Precios Base.....	25
3.3.2. Componentes del costo del VAD.....	26
3.3.3. Cargos base por consumidor .....	26
3.3.4. Parámetros tarifarios .....	26
3.3.4.1. Factores de pérdidas.....	26
3.3.4.2. Constantes resultantes del estudio de caracterización de la carga.....	27
3.3.4.3. Ponderadores de consumo por banda horaria .....	27
3.3.4.4. Factores de ajuste de potencia .....	28
3.4. Estructura Tarifaria.....	28
3.4.1. Clientes BTS .....	28
3.4.1.1. Cargo por Consumidor (CF).....	28
3.4.1.2. Cargo Único por Energía (CUE) .....	29
3.4.2. Clientes BTS Autoprodutores .....	29
3.4.2.1. Cargo por Consumidor (CF).....	29
3.4.2.2. Cargo Único por Energía (CUE) – Por consumo de la red.....	29
3.4.2.3. Cargo Único por Energía Generada (CUEG) – Por inyecciones a la red .....	29
3.4.3. Clientes AP.....	29
3.4.3.1. Cargo por Energía (CE).....	29
3.4.4. Clientes APPN .....	29
3.4.4.1. Cargo por Energía (CE).....	29
3.4.5. Clientes VSC.....	30
3.4.5.1. Cargo por Energía (CE).....	30

3.4.6. Clientes BTDP.....	30
3.4.6.1. Cargo por Consumidor (CF).....	30
3.4.6.2. Cargo por Energía (CE).....	30
3.4.6.3. Cargo por Potencia Máxima (CPMax).....	30
3.4.6.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont).....	30
3.4.7. Clientes BTDPa .....	30
3.4.7.1. Cargo por Consumidor (CF).....	30
3.4.7.2. Cargo por Energía (CE) – por consumo de la red .....	30
3.4.7.3. Cargo por Potencia de Punta (CPP).....	31
3.4.7.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont).....	31
3.4.7.5. Cargo por Energía Generada (CEI) – Por inyecciones a la red .....	31
3.4.8. Clientes BTDFp .....	31
3.4.8.1. Cargo por Consumidor (CF).....	31
3.4.8.2. Cargo por Energía (CE).....	31
3.4.8.3. Cargo por Potencia Máxima (CPMax).....	31
3.4.8.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont).....	31
3.4.9. Clientes BTDFpA .....	31
3.4.9.1. Cargo por Consumidor (CF).....	31
3.4.9.2. Cargo por Energía (CE).....	31
3.4.9.3. Cargo por Potencia de Punta (CPP).....	31
3.4.9.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont).....	31
3.4.9.5. Cargo por Energía Generada (CEI) – Por inyecciones a la red .....	32
3.4.10. Clientes BT Horaria (BTHD).....	32
3.4.10.1. Cargo por Consumidor (CF).....	32
3.4.10.2. Cargo por Energía (CE).....	32
3.4.10.3. Cargo por Potencia de Punta (CPP).....	32
3.4.10.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont).....	32
3.4.11. Clientes BT de Peaje (PeajeFT_BT).....	32
3.4.11.1. Cargo por Energía (CE).....	32
3.4.11.2. Cargo por Potencia Máxima (CPMax).....	32
3.4.12. Clientes MTDp .....	32
3.4.12.1. Cargo por Consumidor (CF).....	33
3.4.12.2. Cargo por Energía (CE).....	33
3.4.12.3. Cargo por Potencia Máxima (CPMax).....	33
3.4.12.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont).....	33
3.4.13. Clientes MTDpA .....	33
3.4.13.1. Cargo por Consumidor (CF).....	33

3.4.13.2. Cargo por Energía (CE).....	33
3.4.13.3. Cargo por Potencia de Punta (CPP).....	33
3.4.13.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont).....	33
3.4.13.5. Cargo por Energía Generada (CEG) – Por inyecciones a la red.....	33
3.4.14. Clientes MTDfp .....	33
3.4.14.1. Cargo por Consumidor (CF).....	33
3.4.14.2. Cargo por Energía (CE).....	33
3.4.14.3. Cargo por Potencia Máxima (CPMax).....	33
3.4.14.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont).....	34
3.4.15. Clientes MTDfpA.....	34
3.4.15.1. Cargo por Consumidor (CF).....	34
3.4.15.2. Cargo por Energía (CE).....	34
3.4.15.3. Cargo por Potencia de Punta (CPP).....	34
3.4.15.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont).....	34
3.4.15.5. Cargo por Energía Generada (CEG) – Por inyecciones a la red.....	34
3.4.16. Clientes MT Horaria (MTHD) .....	34
3.4.16.1. Cargo por Consumidor (CF).....	34
3.4.16.2. Cargo por Energía (CE).....	34
3.4.16.3. Cargo por Potencia de Punta (CPP).....	34
3.4.16.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont).....	34
3.4.17. Clientes de Peaje MT .....	35
3.4.17.1. Cargo por Energía (CE).....	35
3.4.17.2. Cargo por Potencia Máxima (CPMax).....	35
3.4.18. Clientes de Tarifa Base Social.....	35
3.4.18.1. Cargo por Energía (CE).....	35
3.5. Fórmulas de Ajuste Tarifa No Social.....	35
3.5.1. Saldo del Costo de Abastecimiento Pendiente de Trasladar a Tarifas .....	35
3.5.2. Ajuste Trimestral.....	36
3.5.2.1. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidos: ...	39
3.5.3. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD).....	44
3.5.3.1. Ajuste semestral de los cargos de distribución.....	44
3.5.3.2. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF).....	47
3.5.3.3. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:.....	49
3.6. Fórmulas de Ajuste Tarifa Social.....	49
3.6.1. Saldo del Costo de Abastecimiento Pendiente de Trasladar a Tarifas .....	50
3.6.2. Ajuste Trimestral.....	50
3.6.2.1. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas: ...	52

3.6.3.	<i>Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)</i> .....	57
3.6.3.1.	<i>Cargos de Distribución (CD)</i> .....	57
3.6.3.2.	<i>Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF)</i> .....	61
3.6.3.3.	<i>Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:</i> .....	62
3.7.	<i>Pliego Tarifario Propuesto</i> .....	62
3.7.1.	<i>Cuadro Tarifario – Tarifa No Social</i> .....	63
3.7.2.	<i>Cargos por energía generada por autoprodutores</i> .....	66
3.7.3.	<i>Cuadro tarifario Tarifa Social</i> .....	67
3.7.4.	<i>Cuadro tarifario – cargos por reconexión</i> .....	67
<b>4.</b>	<b>Soportes</b> .....	<b>67</b>

## 1. Introducción

La metodología utilizada para realizar esta PROPUESTA TARIFARIA se ajusta a lo establecido en los Términos de Referencia (TdR) para la Ejecución del Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A. emitidos por la CNEE a través de resolución CNEE-260-2023. Así mismo, se da cumplimiento a lo indicado en el Artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad incorporando al presente informe los cuadros tarifarios resultantes, las justificaciones por cada renglón de costo a incluir y las correspondientes fórmulas de ajuste.

Los valores expuestos en el presente informe que se encuentran expresados en dólares de los Estados Unidos de América (numerario del estudio), tienen como Fecha de Referencia, el 30 de diciembre de 2022. Los valores que se expresan en Quetzales son el resultado de aplicar el tipo de cambio referencial del quetzal frente al numerario emitido por el Banco de Guatemala, vigente al último día hábil hasta la Fecha de Referencia.

Este informe está basado en los resultados actualizados de los siguientes Informes de Etapa:

- A: Estudio de Demanda
- B: Precios de Referencia
- C: Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión
- D: Balance de Energía y Potencia
- E: Costos de Explotación
- F: Componentes de Costos del VAD

En el numeral 4, se detallan los soportes que acompañan al presente informe, que se corresponden con los informes y soportes de las etapas del EVAD: A1, A2, B, C1, C2, D, E y F.

## 2. Contenido

El presente informe contiene las siguientes partes:

- Estudio tarifario
  - Condiciones generales de aplicación del Pliego
  - Propuesta de Tarifas Base No Sociales
  - Propuesta de Tarifa Base Social
  - Fórmulas de Ajuste
    - Ajustes Trimestrales de precios de compra de Potencia y Energía
    - Ajustes Semestrales del VAD y del Cargo de Consumidor

### 3. Estudio Tarifario

La metodología utilizada está en un todo de conformidad con lo establecido en la Ley, su Reglamento y los TdR.

En general se ha utilizado el criterio de la teoría marginalista de asignar el costo de capacidad de cada nivel de red a los responsables de la potencia máxima simultánea de ese nivel de red. Ello se hace calculando, a través de los parámetros relevados por la campaña de caracterización de cargas, y/o de las mediciones de potencia máxima cuando corresponde, la potencia coincidente de cada categoría de usuario, con la hora de la punta del nivel correspondiente.

En aquellas categorías donde existe un cargo por potencia contratada se ha utilizado esta variable para asignar una parte de los costos de red. Ello es más justo debido a que los tramos de red más cercanos al cliente se dimensionan en función a la obligación de la Distribuidora de poner a disposición del cliente una capacidad de red suficiente para que pueda tomar la potencia contratada.

Para los clientes con facturación de una tarifa con cargo de potencia, como podrá verse más adelante, se ha calculado un factor denominado FPCont (Relación entre la Potencia Máxima Registrada y la Contratada) que permite ajustar los parámetros de campaña (que aplican sobre potencias máximas registradas) y así vincular los costos de prestación del servicio con una potencia contratada.

Debe destacarse que, la recuperación del requerimiento de ingresos definido en el presente informe, será efectivamente recuperado si y solo si se mantiene la estructura de ventas para la que fue diseñada (manteniendo la relación potencia contratada/potencia máxima del histórico de facturación del año base 2022). De existir algún acomodamiento futuro de la relación de estas potencias, deberían reajustarse los cargos por potencia contratada de tal manera que la retribución de la distribución no se vea afectada.

Las fórmulas de los cargos correspondientes a las diferentes categorías tarifarias respetan los lineamientos generales establecidos en la Ley y su Reglamento. En base a los parámetros resultantes de la campaña de caracterización de carga, se han desarrollado las fórmulas de los coeficientes que intervienen en las ecuaciones de los cargos tarifarios, para asegurar que los ingresos tarifarios cubran el 100% de los costos reconocidos.

Se resumen a continuación los resultados alcanzados para la distribuidora en términos de:

- Costos Reconocidos (Valor Agregado de Distribución) a recuperar a través de tarifas (Expresados en moneda de diciembre de 2022)

Actividad	Origen	Concepto	Unidad	Prom 25 - 29 (USD)
MT	Transable	Costos de Explotación	USD	10,104,265
		Anualidad VNR Eléct.	USD	16,142,915
	No Transable	Costos de Explotación	USD	10,119,427
		Anualidad VNR Eléct.	USD	11,231,851
BT	Transable	Costos de Explotación	USD	18,058,914
		Anualidad VNR Eléct.	USD	31,702,280
	No Transable	Costos de Explotación	USD	18,086,012
		Anualidad VNR Eléct.	USD	17,931,617
Comercial	Transable	Costos de Explotación	USD	10,932,257
	No Transable	Costos de Explotación	USD	53,109,138
Adminis_ tración	Transable	Costos de Explotación	USD	11,972,243
	No Transable	Costos de Explotación	USD	23,528,636
Total			<b>USD</b>	<b>232,919,554</b>

- Cantidades físicas que forman parte del cálculo de los Cargos Fijos de Consumidor y de los Componentes del VAD de MT y BT

Cantidad de Usuarios

Tipo Usuario	Unidad	2025	2026	2027	2028	2029	Prom 25 - 29 (USD)
BTS	Clientes	1,464,835	1,507,694	1,548,453	1,587,230	1,624,142	1,546,471
BTD	Clientes	2,206	2,237	2,264	2,288	2,310	2,261
MTD	Clientes	112	115	118	121	124	118

Potencias Máximas por Nivel de Tensión

Nivel de tensión	Unidad	2025	2026	2027	2028	2029	Prom 25 - 29 (USD)
Media Tensión	MW	390.50	395.71	404.16	413.72	424.90	405.80
Baja Tensión	MW	307.73	316.30	324.87	331.84	336.98	323.54

- Cargos Base (Expresados en monedas de diciembre de 2022):
  - Cargos Fijos de Consumidor

Usuarios de MT

		Prom 25 - 29 (USD)
Numerador	Opex + Ck	USD 789,095
	Total Opex + Ck	USD 789,095
	Denominador	
USUMT	Clientes	118
CFMT	USD / Cli / Mes	559.64
TdC	GTQ / USD	7.85
CFMT	GTQ / Cli / Mes	4,394.43
	% Transable	17.1%
	% No Transable	82.9%

Usuarios Medianas Demandas de BT

		Prom 25 - 29 (USD)
Numerador	Opex + Ck	USD 3,984,791
	Total Opex + Ck	USD 3,984,791
	Denominador	
USUBT <sub>MD</sub>	Cientes	2,261
CFBT <sub>MD</sub>	USD / Cli / Mes	146.89
TdC	GTQ / USD	7.85
CFBT <sub>MD</sub>	GTQ / Cli / Mes	1153.43
	% Transable	17.1%
	% No Transable	82.9%

Usuarios Pequeñas Demandas de BT

		Prom 25 - 29 (USD)
Numerador	Opex + Ck	USD 60,532,218
	Total Opex + Ck	USD 60,532,218
	Denominador	
USUBT <sub>PD</sub>	Cientes	1,546,471
CFBT <sub>PD</sub>	USD / Cli / Mes	3.26
TdC	GTQ / USD	7.85
CFBT <sub>PD</sub>	GTQ / Cli / Mes	25.61
	% Transable	17.1%
	% No Transable	82.9%

○ Componentes del costo del VAD

Componente de MT

		Prom 25 - 29 (USD)
Numerador	Opex	USD 42,066,307
	Costo de Capital	USD 27,374,766
	Total	USD 69,441,073
	Denominador	
Pmáx	MW	405.80
CDMT	USD / kW / Mes	14.26
TdC	GTQ / USD	7.85
CDMT	GTQ / kW / Mes	111.97
	% Transable	48.4%
	% No Transable	51.6%

Componente de BT

		Prom 25 - 29 (USD)	
Numerador	Opex	USD 48,538,480	
	Costo de Capital	USD 49,633,896	
	<b>Total</b>	<b>USD 98,172,377</b>	
Denominador	Pmáx	MW 323.54	
	CDBT	USD / kW / Mes 25.29	
	TdC	GTQ / USD 7.85	
	CDBT	GTQ / kW / Mes	198.55
		% Transable	55.2%
		% No Transable	44.8%

### 3.1. Tarifa No Social

#### 3.1.1. Acrónimos

AMM: Administrador del Mercado Mayorista

CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía eléctrica

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

LGE: Ley General de Electricidad

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

NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

RAMM: Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad

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

#### 3.1.2. Condiciones generales

1. 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.
2. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios no afectos a la Ley de Tarifa Social y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.
3. Dentro de su área de concesión, 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 superior a 200 metros en torno a sus instalaciones (las que incluyen, entre otras: medidores, acometidas, transformadores, postes, conductores, retenidas, subestaciones); por lo que, al estar dentro de dicha franja, la distribuidora está obligada, sin costo para el Usuario o interesado, a construir todas las instalaciones necesarias, correspondientes a redes de distribución de media y baja tensión, centros de transformación, equipos de protección y maniobra, acometida y medidor (incluyendo, entre otros costos: mano de obra, materiales, transporte), para poder conectarlo. Para el efecto, la Distribuidora está obligada a obtener por su cuenta y costa los permisos ambientales correspondientes y las autorizaciones necesarias para poda y tala de árboles, entre otros.

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

4. El interesado tendrá derecho a que la Distribuidora le suministre toda la potencia y energía eléctrica que demande. En ese sentido, para la dotación de suministros o ampliación de la potencia contratada dentro del área obligatoria o aquellos que estando fuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, la Distribuidora podrá solicitar un aporte monetario con carácter de reembolsable. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito a la Distribuidora y de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en el artículo 66 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En este sentido, las condiciones del procedimiento de la devolución de dicho aporte están reguladas en los artículos 48 de la Ley General de Electricidad; artículo 71 al 74 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
5. La Distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas o agencias comerciales y en su página web todos los formularios, formatos y afiches informativos, en los que se especifique y oriente, entre otros, los pasos, procedimientos, plazos y requisitos que se deben atender para realizar gestiones de conexión de nuevos servicios con y sin modificación de red; así como, modificaciones, ampliaciones y recisiones de servicios existentes, además de gestiones para reconexiones y reclamos. Los formularios, formatos y afiches deberán ser estandarizados, para que la CNEE pueda fiscalizar y verificar que las condiciones y requisitos requeridos con la normativa vigente se cumplan.

La Distribuidora por única vez, remitirá en un plazo de treinta (30) días a partir de la entrada en vigor de estos pliegos tarifarios, 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 previo a su uso y publicación. La CNEE en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.

6. Toda solicitud de nueva conexión que realice el interesado o Usuario deberá ser registrada por la Distribuidora e informarle al Usuario el número de caso. La Distribuidora informará al Usuario de forma inmediata si su solicitud cumple con todos los requisitos. De no ser así deberá informar al Usuario sobre las adecuaciones o requisitos que debe cumplir.

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

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

Una vez presentada la solicitud y cumplidos todos los requisitos establecidos, la Distribuidora deberá cumplir con los plazos de conexión de suministro de electricidad establecidos en el artículo 68 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

7. Respecto a la Garantía de Pago, de acuerdo con lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, 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. Así mismo, 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 deberá ser devuelto a más tardar siete (7) días después de rescindido el servicio. Dado que el Usuario establece una garantía, la Distribuidora no deberá exigir fiador para la conexión de un nuevo servicio.

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

8. Equipo e instalaciones que suministrar por parte de la Distribuidora:
  - a) Tarifas de Baja Tensión del grupo a) y b) según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario, corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio de baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el Usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador o banco de transformadores, para reducir el voltaje de media a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del Usuario; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente, transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro, protección y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la Distribuidora.

- b) Tarifas de Media Tensión del grupo b) según se detalla en el apartado III del presente pliego Tarifario, corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio de media tensión de acuerdo con lo solicitado por el Usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del Usuario o punto acordado de conexión; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente, transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro, protección y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la Distribuidora.

La medición podrá realizarse en media tensión o en baja tensión, en este último caso la Distribuidora podrá adicionar un porcentaje de corrección por pérdidas del transformador MT/BT de energía igual a **2.12%** y de potencia de **2.84%**.

- c) Tarifas del grupo c) según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario, corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en Media Tensión o Baja Tensión, de acuerdo con lo solicitado por el Usuario, lo cual incluye, la red de Media Tensión y la acometida, para tarifas en Baja Tensión corresponderá la instalación y suministro del banco de transformación MT/BT. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la Distribuidora.

A partir del medidor, todas las instalaciones interiores del inmueble serán efectuadas por cuenta y bajo 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) 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 su registro.

9. Para los efectos de la 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 el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación en períodos mayores a lo anteriormente establecidos.
10. La Distribuidora, en el mismo periodo de facturación realizará la medición de todos los parámetros requeridos de acuerdo con la categoría tarifaria del usuario y en el caso que la Distribuidora por cualquier caso no obtenga acceso al equipo de medida para realizar la lectura del consumo de energía y demanda de potencia (cuando corresponda), siempre que cumpla con los períodos de facturación indicados en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, queda facultada para facturar el consumo de electricidad correspondiente al promedio aritmético de sus consumos y demandas reales de los últimos 12 meses. Los ajustes respecto a los consumos registrados por los medidores se realizarán en la primera facturación que incluya la medición real de dichos consumos.
11. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; así mismo,

conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la tasa de alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre la Distribuidora y las Municipalidades siempre que dichos cargos no estén ya incluidos actualmente en la factura.

12. El pago de la factura por servicio podrá realizarse en las agencias u oficinas comerciales dispuestas por la Distribuidora o bien a través de los agentes recaudadores autorizados por la misma (sistema bancario nacional, cooperativas, entre otros). De igual forma la Distribuidora 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 período de facturación.
13. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario después de los treinta (30) días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala correspondiente al trimestre de compras de energía. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.
14. Conforme lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio 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 del Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones; 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.
15. La reconexión se realizará una vez 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 con lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
16. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de requerir su prolongación, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. El consumo de un servicio temporal deberá calcularse con las características de consumo aportadas por el Usuario. Los servicios temporales para los fines de control y facturación serán tratados como un suministro normal, asignándoles el correspondiente Número de Identificación del Suministro y deberá ser reportado a esta Comisión dentro de las bases de datos comerciales y de facturación, indicando su condición de servicio temporal. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, escenarios en eventos especiales, entre otros. Se exceptúan sistemas de riego y actividades agrícolas estacionales.

Para este servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado el consumo de electricidad y el presupuesto de mano de obra y materiales fungibles, para el montaje y desmontaje de la instalación temporal del suministro de energía eléctrica; la Distribuidora aplicará la categoría

- tarifaria que corresponda y en caso no se pague por adelantado el suministro de electricidad podrá requerir una garantía de pago de hasta dos (2) meses de facturación. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, pudiendo devolver los mismos al Usuario o el valor de rescate de los materiales y equipos recuperados que la Distribuidora pueda reutilizar. Adjunto al reporte semestral remitido en cumplimiento de la metodología para el control de la calidad del servicio comercial de las NTSD, la Distribuidora deberá enviar un informe a la CNEE, que contengan los datos comerciales de los usuarios con servicio temporal incluyendo: i. Solicitudes de los servicios temporales atendidos, incluyendo el valor de presupuesto de conexión; ii. Detalle y montos de las devoluciones realizadas. En caso, que exista desacuerdo en la prestación del servicio temporal, el presupuesto de obras, aplicación de tarifas y devoluciones, el usuario podrá presentar su queja a la Distribuidora, de no ser atendida deberá presentar la denuncia correspondiente a esta Comisión.
17. Si un Gran usuario desea contratar su suministro con la Distribuidora y ésta cuenta con la disponibilidad de potencia y energía para suministrarle, puede optar por alguna de las categorías tarifarias del grupo b). Para el efecto, el plazo del contrato será definido por la Distribuidora en función de su disponibilidad de potencia. En caso que el Gran Usuario decida no continuar con el contrato, deberá notificarlo a la Distribuidora con 3 meses de antelación a la fecha de vencimiento del plazo contractual y deberá cancelar a la Distribuidora el monto de la potencia contratada correspondiente a los meses que faltan para el vencimiento del contrato.
18. Es obligación de la Distribuidora hacer públicas las Condiciones Generales de prestación del servicio, 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 y ser puestas 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.

### 3.1.3. Categorías tarifarias

19. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final de la Distribuidora deberán estar asignados a una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario. La Distribuidora hará del conocimiento de las tarifas disponibles al Usuario para que éste pueda establecer la tarifa que le aplique, de acuerdo a sus características y requerimientos de consumo; así como, del nivel de tensión al que requiere conectarse. En caso que el Usuario no la pueda determinar, la Distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario. Una vez establecida la tarifa correspondiente, esta tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses. Transcurrido este plazo, podrán darse las siguientes condiciones, si:
- El usuario considera o requiere la aplicación de otra categoría tarifaria podrá solicitarla a la Distribuidora, debiendo ésta realizar las adecuaciones y cambios pertinentes en los plazos que definan las NTSD.
  - La Distribuidora detecta que el usuario del grupo tarifario a) supera el límite de 11 kW en dos períodos de facturación consecutivos, la Distribuidora tendrá cinco días máximos después de la emisión de la primera y segunda facturación, para notificar por escrito al usuario para que corrija dicha situación, si el usuario no corrige y por consiguiente su Potencia Máxima excede el límite de 11 kW nuevamente, la Distribuidora podrá reclasificar al usuario en alguna de las tarifas del grupo b), aplicando la categoría tarifaria que más le convenga al usuario, lo cual tendrá una

vigencia mínima de seis meses. Luego de este período el usuario podrá volver a requerir su reclasificación tarifaria.

20. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres grupos: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya Potencia Máxima Demandada es menor o igual a once kilovatios (11 kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya Potencia Máxima Demandada es mayor de once kilovatios (11 kW) y c) Usuarios con servicio en baja o media tensión que ostentan la calidad de Gran Usuario establecida en la Ley General de Electricidad y su Reglamento y que utilizan la red de la Distribuidora para ser suministrados por un comercializador o generador.
21. De acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la Ley, la Potencia Contratada será establecida en el contrato de suministro y se podrá modificar en periodos no menores a seis meses; en caso el usuario requiera ampliar el valor de la Potencia Contratada, los plazos para que la Distribuidora atienda lo requerido están definidos en las NTSD. La Distribuidora no podrá establecer límites mínimos de la potencia que el usuario requiera contratar independientemente del grupo tarifario al que corresponda; el valor de Potencia Contratada será establecido en unidades y décimas de kilovatio (000.0 kW).

Si la Distribuidora determina que la Potencia Máxima Demandada por el usuario supera la Potencia Contratada, tendrá derecho de cobrar el exceso de acuerdo a lo establecido en las NTSD. De repetirse esta situación en dos periodos de facturación consecutivos y el usuario no realiza las correcciones pertinentes y se repite esta condición en el tercer periodo de facturación, la Distribuidora procederá a incrementar la Potencia Contratada y la aplicará a partir de la tercera facturación, hasta por el valor máximo de las Potencias Máximas Demandadas en estos tres meses; dicha situación será informada al usuario. El valor modificado tendrá una vigencia de por lo menos seis meses.

22. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:
- a) **Potencia Contratada:** Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una Potencia Máxima Demandada igual a dicho valor suscrito.
  - b) **Potencia Máxima Demandada:** Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en períodos de 15 minutos, medidos durante cada día del período de facturación.
  - c) **Potencia de Punta Demandada:** Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en períodos de 15 minutos, medidos durante el período de demanda máxima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, de cada día del período de facturación.
  - d) **Cargo por Consumidor (CF):** Es el cargo único aplicado en el período de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora por nivel de tensión, por tipo de tarifa y por sistema de medición instalado, para usuarios con servicio activo.
  - e) **Cargo Único por Energía (CUE):** Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía total consumida en el período de facturación.
  - f) **Cargo por Energía (CE):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario en el período de facturación.

- g) **Cargo por Energía de Punta (CEP):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista durante el período de facturación.
- h) **Cargo por Energía Intermedia (CEI):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista durante el período de facturación.
- i) **Cargo por Energía de Valle (CEV):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista durante el período de facturación.
- j) **Cargo por Potencia de Punta (CPP):** es el cargo aplicado a la Potencia de Punta Demandada registrada en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
- k) **Cargo por Potencia Máxima (CPMax):** es el cargo aplicado a la Potencia Máxima Demandada durante el período de facturación.
- l) **Cargo por Potencia Contratada (CPC):** es el cargo relacionado con la Potencia Contratada, vigente en el período de facturación, el exceso de la Potencia Máxima Demandada respecto a la Potencia Contratada durante el periodo de facturación se cobrará de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución- NTSD-.
- m) **Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CPEP):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizado en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el período de facturación, para los usuarios del grupo e).
- n) **Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizado en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el período de facturación, para los usuarios del grupo e).
- o) **Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CPEV):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizado en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista en el período de facturación para los usuarios del grupo e).

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

- a) **Baja Tensión Simple (BTS):** es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que no estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Único por Energía (CUE), que se aplica a la energía total medida en el período de facturación.
- b) **Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA):** es una tarifa en Baja Tensión, aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con medidor de energía bidireccional sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Único por Energía (CUE) por la energía consumida de la red. Las inyecciones que el usuario realice a la red se considerarán a través de un cargo único por energía generada (CUEG).
- c) **Alumbrado Público (AP):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado público municipal y ornamentación iluminada, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, la metodología para la determinación de su consumo

mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Único por Energía (CUE).

- d) **Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado privado e instalaciones publicitarias iluminadas, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: Vallas publicitarias, murales, alumbrado privado, objetos publicitarios iluminados ("walking-pads", "opis" y "mupis), entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Único por Energía (CUE).
- e) **Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de equipos de señalización, vigilancia y comunicaciones; con características de funcionamiento y consumo continuo u homogéneo durante el día, conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: semáforos, cámaras de vigilancia, equipos de telecomunicaciones o transmisión de señales como: amplificadores, repetidores, casetas telefónicas, entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Único por Energía (CUE).

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

- a) **Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP):** es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista con un valor mayor a 11.0 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- b) **Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta (BTDFP):** es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista con un valor mayor a 11.0 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- c) **Baja Tensión Horaria (BTHD):** es una Tarifa en Baja Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria, medición de Potencia Máxima Demandada y medición de Potencia de Punta Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- d) **Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP):** es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista cuyo valor es mayor a 11.0 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- e) **Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP):** es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista cuyo valor es mayor a 11.0 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF),

un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

- f) **Media Tensión Horaria (MTHD):** es una Tarifa en Media Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria, medición de Potencia Máxima Demandada y medición de Potencia de Punta Demandada, cuyo valor para ambas mediciones será mayor de 11.0 kW-mes. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- g) **Baja Tensión con Demanda en Punta Autoproductores (BTDPA):** es una Tarifa en Baja Tensión con demanda máxima en punta aplicable a usuarios autoproducidos con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional, Potencia Máxima Demandada y Potencia de Punta Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC). Las inyecciones que el usuario realice a la red se considerarán a través de un cargo por energía generada (CEG).
- h) **Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproductores (BTDFPA):** es una Tarifa en Baja Tensión con demanda máxima fuera de punta aplicable a usuarios autoproducidos con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional, Potencia Máxima Demandada y Potencia de Punta Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC). Las inyecciones que el usuario realice a la red se considerarán a través de un cargo por energía generada (CEG).
- i) **Media Tensión con Demanda en Punta Autoproductores (MTDPA):** es una Tarifa en Media Tensión con demanda máxima en punta aplicable a usuarios autoproducidos con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional, Potencia Máxima Demandada y Potencia de Punta Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC). Las inyecciones que el usuario realice a la red se considerarán a través de un cargo por energía generada (CEG).
- j) **Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproductores (MTDFPA):** es una Tarifa en Media Tensión con demanda máxima fuera de punta aplicable a usuarios autoproducidos con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional, Potencia Máxima Demandada y Potencia de Punta Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC). Las inyecciones que el usuario realice a la red se considerarán a través de un cargo por energía generada (CEG).

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

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

de las instalaciones de ésta. Está compuesta por un Cargo por Energía de Punta (CEP), Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV) y un Cargo por Potencia Máxima (CPMax).

26. Para los usuarios dentro de las categorías tarifarias BTDP, BTDFP, MTDP y MTDFP, la determinación de su participación en punta será cuando el Factor de Carga promedio del Usuario, sea mayor o igual a 0.6; en caso contrario se establecerá como fuera de punta. El Factor de Carga Promedio del Usuario se calcula como el cociente de dividir la energía promedio del Usuario entre el producto de: la demanda máxima mensual promedio por el número de horas del mes, tomando como base de cálculo los registros de mediciones de los últimos seis meses.
27. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios, tarifas y categorías distintas a las aprobadas en el presente pliego tarifario, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.
28. Cuando la Distribuidora determine que un Usuario de los grupos tarifarios b) y c) tiene un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en la NTSD, la Distribuidora tendrá derecho a penalizar con un recargo equivalente al tres por ciento (3%) del valor facturado, sin IVA, de la opción tarifaria correspondiente, por cada centésima (0.01) en que dicho factor esté por debajo del límite establecido en la NTSD. Dicha penalización podrá ser aplicada hasta que el usuario corrija su situación; la distribuidora hará de conocimiento del usuario dicha situación en cada factura, instándolo a corregir el factor de potencia.
29. Para los usuarios de las tarifas del grupo c), de acuerdo a lo establecido en el artículo 70 de la Ley General de Electricidad, el Peaje en Función de Transportista se cobrará en función a la Potencia Máxima Demandada, por lo que la Distribuidora no podrá utilizar otro parámetro o valor de potencia distinto a este valor.

## 3.2. Tarifa Social

### 3.2.1. Acrónimos

AMM: Administrador del Mercado Mayorista

CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía eléctrica

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

LGE: Ley General de Electricidad

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

NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

RAMM: Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad

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

### 3.2.2. Condiciones generales

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica y dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión de acuerdo con lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un período de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar o modificar las condiciones del servicio contratado.
3. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social 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 concesión, 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 superior a 200 metros en torno a sus instalaciones (las que incluyen, entre otras: medidores, acometidas, transformadores, postes, conductores, retenidas, subestaciones); por lo que, al estar dentro de dicha franja, la distribuidora está obligada, sin costo para el Usuario o interesado, a construir todas las instalaciones necesarias, correspondientes a redes de distribución de media y baja tensión, centros de transformación, equipos de protección y maniobra, acometida y medidor (incluyendo, entre otros costos: mano de obra, materiales, transporte), para poder conectarlo. Para el efecto, la Distribuidora está obligada a obtener por su cuenta y costa los permisos ambientales correspondientes y las autorizaciones necesarias para poda y tala de árboles, entre otros.

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

5. El interesado tendrá derecho a que la Distribuidora le suministre toda la potencia y energía eléctrica que demande. En ese sentido, para la dotación de suministros o ampliación de la potencia contratada dentro del área obligatoria, o aquellos que estando fuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, la Distribuidora podrá solicitar un aporte monetario con carácter de reembolsable. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito a la Distribuidora y de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en el artículo 66 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En este sentido, las condiciones del procedimiento de la devolución de dicho aporte están reguladas en los artículos 48 de la Ley General de Electricidad; artículo 71 al 74 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
6. La Distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas o agencias comerciales y en su página web todos los formularios, formatos y afiches informativos, en los que se especifique y oriente, entre otros, los pasos, procedimientos, plazos y requisitos que se deben atender para realizar gestiones de conexión de nuevos servicios con y sin

modificación de red, así como modificaciones, ampliaciones y recisiones de servicios existentes, además de gestiones para reconexiones y reclamos. Los formularios, formatos y afiches deberán ser estandarizados, para que la CNEE pueda fiscalizar y verificar que las condiciones y requisitos requeridos con la normativa vigente se cumplan.

La Distribuidora por única vez, remitirá en un plazo de treinta (30) días a partir de la entrada en vigor de estos pliegos tarifarios, 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 previo a su uso y publicación. La CNEE en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.

7. Toda solicitud de nueva conexión que realice el interesado o Usuario deberá ser registrada por la Distribuidora e informarle al Usuario el número de caso; la Distribuidora informará al Usuario de forma inmediata si su solicitud cumple con todos los requisitos, de no ser así deberá informar al Usuario sobre las adecuaciones o requisitos que debe cumplir.

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

- g) Información del solicitante: Nombre completo, dirección, teléfono, correo electrónico cuando proceda, datos para la facturación (razón social, Número de Identificación Tributaria -NIT-, dirección de cobro, entre otros).
- h) Copia del Documento Único de Identificación -DPI-
- i) Constancia de propiedad del inmueble del que solicita el servicio, o representación para solicitar el servicio.
- j) Llenar el formulario de características del servicio que solicita, de acuerdo con el formato proporcionado por la Distribuidora.
- k) Firmar el Contrato de Suministro y entregar copia al Usuario.
- l) Pago de la Garantía.

Una vez presentada la solicitud y cumplidos todos los requisitos establecidos, la Distribuidora deberá cumplir con los plazos de conexión de suministro de electricidad establecidos en el artículo 68 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

8. Respecto a la Garantía de Pago, de acuerdo con lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, 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. Así mismo, 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 Bango 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 Usuarios hubiere ocasionado. El monto deberá ser devuelto a más tardar siete (7) días después de rescindido el servicio. Dado que el Usuario establece una garantía, la Distribuidora no deberá exigir fiador para la conexión de un nuevo servicio.

Con base a lo anterior, el monto que se reconoce quinquenalmente en tarifas por concepto del diferencial de tasas (activa y pasiva) de las garantías, 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 que suministrar por parte de la Distribuidora: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio de baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el Usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador o banco de transformadores, para reducir el voltaje de media a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del Usuario; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente, transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la Distribuidora.

A partir del medidor, todas las instalaciones interiores del inmueble serán efectuados por cuenta y bajo 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) Deterioro natural, ii) Defectos de fabricación, iii) Obsolescencia de los mismo, 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 su registro.

10. Para los efectos de la 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 el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación en períodos mayores a lo anteriormente establecidos.
11. La Distribuidora, en el mismo periodo de facturación realizará la medición de todos los parámetros requeridos de acuerdo con la categoría tarifaria del usuario y en el caso que la Distribuidora por cualquier caso no obtenga acceso al equipo de medida para realizar la lectura del consumo de energía, siempre que cumpla con los períodos de facturación indicados en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, queda facultada para facturar el consumo de electricidad correspondiente al promedio aritmético de sus consumos reales de los últimos 12 meses. Los ajustes respecto a los consumos registrados por los medidores se realizarán en la primera facturación que incluya la medición real de dichos consumos.
12. Las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; así mismo, conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la tasa de alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre la Distribuidora y las Municipalidades siempre que dichos cargos no estén ya incluidos actualmente en la factura.
13. El pago de la factura por servicio podrá realizarse en las agencias u oficinas comerciales dispuestas por la Distribuidora o bien a través de los agentes recaudadores autorizados por la

misma (sistema bancario nacional, cooperativas, entre otros). De igual forma la Distribuidora 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 podrá informarse en la factura que reciben en cada período de facturación.

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 Bando de Guatemala correspondiente al trimestre de compras de energía. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.
15. Conforme lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio 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 del Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones; 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.
16. La reconexión se realizará una vez 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 con lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
17. Es obligación de la Distribuidora hacer públicas las Condiciones Generales de prestación del servicio, 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 y ser puestas 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.

### 3.2.3. Tarifa social

18. 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 la Tarifa Social), deberá aplicarse la Tarifa Social establecida en el presente pliego tarifario.
19. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes 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 y por sistema de medición instalado, para usuarios con servicio activo.
  - b) Cargo Único por Energía (CUE): Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia pagarán en función de la energía total consumida en el período de facturación.
20. La categoría tarifaria para usuarios afectos a la 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 Único por Energía (CUE), que se aplica a la energía total medida en el período de facturación.

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

### 3.3. Pliego tarifario

#### 3.3.1. Precios Base

Los precios de generación de energía y potencia que serán trasladados a las tarifas de distribución corresponderán a los calculados por el Administrador de Precios Mayoristas (AMM) y aprobados por la CNEE en el informe de costos mayoristas según lo establece el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad; donde para el periodo del año estacional comprendido del 1 de Mayo de 2024 al 30 de Abril de 2025 se tienen los siguientes valores (Resolución CNEE-113-2024 para Tarifa No Social y CNEE-114-2024 para Tarifa Social):

#### *Precios Base Anuales de Energía y Potencia Pliego Propuesto*

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	1.15642	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas no afectas a Tarifa Social
PPST	58.06586	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social y Social
PESTTS	1.048519	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social
PEST <sub>BTS</sub>	1.163551	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS
PEST <sub>BTSA</sub>	1.151147	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS Autoprodutores
PEST <sub>AP-APPN</sub>	1.137904	Q/kWh	Precio Base de la energía AP
PEST <sub>VSC</sub>	1.153519	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST <sub>BTDPA</sub>	1.152826	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>BTDPA</sub>	1.153021	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST <sub>BTDFFP</sub>	1.159886	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST <sub>BTDFFPA</sub>	1.153021	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores
PEST <sub>MTDP</sub>	1.151027	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>MTDPA</sub>	1.152337	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST <sub>MTDFP</sub>	1.15476	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST <sub>MTDFPA</sub>	1.152337	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta Autoprodutores
PEST <sub>PUNTA</sub>	1.202101	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta

<b>PEST<sub>INTERMEDIA</sub></b>	1.163938	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
<b>PEST<sub>VALLE</sub></b>	1.105756	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
<b>PEST<sub>VALLEa</sub></b>	1.04093	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional
<b>PPOE<sub>VALLE</sub></b>	0.91127	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Punta

Donde:

*PEST:* Precio de energía a la entrada de la red de media tensión según la categoría tarifaria que corresponda

*PPST:* Precio de Potencia de Punta a la entrada de la red de Distribución de media tensión para todas las categorías tarifarias.

### 3.3.2. Componentes del costo del VAD

Los componentes de Costos del VAD (CCVAD) son los siguientes:

Cargo	Valor Base	Unidades	Definición
<b>CDBT</b>	198.548178	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
<b>CDMT</b>	111.973995	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

Los valores están expresados en **Quetzales a Dic/22**.

### 3.3.3. Cargos base por consumidor

Los cargos fijos por consumidor (CF) son los siguientes:

Cargo	Valor Base	Unidades	Definición
<b>CF<sub>MT</sub></b>	4 394.431934	Q/Usuario-mes	Cargo fijo base usuarios MT con demanda
<b>CF<sub>BTd</sub></b>	1 153.434645	Q/Usuario-mes	Cargo fijo base usuarios BT con demanda
<b>CF<sub>BT</sub></b>	25.612745	Q/Usuario-mes	Cargo fijo base usuarios BT simple

Los valores están expresados en **Quetzales a Dic/22**.

### 3.3.4. Parámetros tarifarios

#### 3.3.4.1. Factores de pérdidas

Los componentes de pérdidas del VAD o factores de pérdidas resultantes del estudio tarifario son los siguientes:

Cargo	Valor	Definición
<b>FPEBT</b>	1.148810929	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
<b>FPEMT</b>	1.078415978	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
<b>FPPBT</b>	1.173822268	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
<b>FPPMT</b>	1.108057733	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

### 3.3.4.2. Constantes resultantes del estudio de caracterización de la carga

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT	FCRedMTP	FCI	FCIP	FPCont
BTS TS	0.564942	412.407652	1.000000	1.000000				
BTS	0.564942	412.407652	1.000000	1.000000				
BTSA	0.640669	467.688394	0.828057	0.828057				
AP-APPN	0.493905	360.550309	1.000000	1.000000				
VSC	0.919969	671.577164	0.963504	0.963504				
BTDp			0.955502	0.955502		0.898504		0.747104
BTDpA			0.764067	0.764067	0.764067	0.686244	0.858762	0.731908
BTDfp			0.710624	0.710624		0.470515		0.671159
BTDfpA			0.496704	0.496704	0.496704	0.497255	0.779405	0.691142
MTDp				0.916186		0.738767		0.750037
MTDpA				0.776659	0.637542	0.586686	0.962885	0.760081
MTDfp				0.863246		0.682213		0.756454
MTDfpA				0.496704	0.496704	0.497255	0.779405	0.691142
BTHD			0.955502	0.955502	0.955502	0.898504	0.955681	0.747104
MTHD				0.916186	0.743806	0.738767	0.837014	0.750037
PeajeFT_BT			0.982673	0.982673		0.742797		
PeajeFT_MT				0.982673		0.742797		

### 3.3.4.3. Ponderadores de consumo por banda horaria

Categorías	%Epunta	%Einterm.	%Evalle
BTS TS	24.731581%	53.252634%	22.015785%
BTS	24.731581%	53.252634%	22.015785%
BTSA	21.521783%	49.041137%	29.437081%
AP	32.162929%	1.964193%	65.872878%
VSC	18.257717%	51.851800%	29.884104%
BTDp	17.351295%	54.367208%	28.281497%
BTDpA	19.306853%	63.211942%	17.481205%
BTDfp	13.855279%	68.073972%	18.070749%
BTDfpA	17.715326%	65.003331%	17.281343%
MTDp	16.415967%	65.331695%	18.252338%
MTDpA	22.736084%	45.174070%	32.089845%
MTDfp	18.973410%	57.575429%	23.451161%
MTDfpA	17.715326%	65.003331%	17.281343%

### 3.3.4.4. Factores de ajuste de potencia

Categorías	KPMT	KPBT
BTS TS		
BTS		
BTSA		
AP		
VSC		
BTDp	0.500000	0.550000
BTDpA	0.900000	0.840000
BTDfp	0.800000	1.602102
BTDfpA	1.300000	1.850000
MTDp	1.300000	
MTDpA	1.900000	
MTDfp	1.300000	
MTDfpA	3.300000	
BTH	0.800000	0.650000
MTH	1.100000	
PeajeBT	0.900000	0.700000
PeajeMT	0.870000	

KPMT: Factores de ajuste de costos de distribución en Media Tensión entre opciones tarifarias

KPBT: Factores de ajuste de costos de distribución en Baja Tensión entre opciones tarifarias

FAPot	FAMT	FABT
<b>1.030000</b>	0.900328	0.900328

FAPot: factor de ajuste de potencia

FAMT: factor de ajuste de potencia, Media Tensión

FABT: factor de ajuste de potencia, Baja Tensión

## 3.4. Estructura Tarifaria

A continuación, se presentan las fórmulas de los cargos y las fórmulas de los parámetros correspondientes a las Categorías Tarifarias.

### 3.4.1. Clientes BTS

Estos son los clientes BTS de tarifa no social.

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

$$CF_{BTS} = CF_{BT} * FACF_{BT}$$

### 3.4.1.2. Cargo Único por Energía (CUE)

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

### 3.4.2. Clientes BTS Autoprodutores

Estos son los clientes BTS de tarifa no social.

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

$$CF_{B TSA} = CF_{BT} * FACF_{BT}$$

#### 3.4.2.2. Cargo Único por Energía (CUE) – Por consumo de la red

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

#### 3.4.2.3. Cargo Único por Energía Generada (CUEG) – Por inyecciones a la red

$$CUEG_{B TSA} = PEST_{B TSA} + AT$$

### 3.4.3. Clientes AP

Corresponde a los clientes de Alumbrado Público (AP)

#### 3.4.3.1. Cargo por Energía (CE)

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

### 3.4.4. Clientes APPN

Corresponde a los clientes de Alumbrado privado o publicitario nocturno (APPN)

#### 3.4.4.1. Cargo por Energía (CE)

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

### 3.4.5. Clientes VSC

Corresponde a los clientes de vigilancia, señalización o comunicaciones (VSC)

#### 3.4.5.1. Cargo por Energía (CE)

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

### 3.4.6. Clientes BTDP

Son aquellos clientes BT sin medición horaria con participación en la punta (BTDP)

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

$$CF_{BTDP} = CF_{BT} * FACF_{BT}$$

#### 3.4.6.2. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} * FPEBT * FPEMT + AT$$

#### 3.4.6.3. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDP} = PPST * FCRedMT_{BTDP} * FCI_{BTDP} * FAPot * FPPBT * FPPMT * kPP_{BTDP}$$

#### 3.4.6.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPC_{BTDP} = CDBT * FCRedBT_{BTDP} * FCI_{BTDP} * FPCont_{BTDP} * kPBT_{BTDP} * FPPBT * FABT * FACD_{BT} + CDMT * FCRedMT_{BTDP} * FCI_{BTDP} * FPCont_{BTDP} * kPMT_{BTDP} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT}$$

### 3.4.7. Clientes BTDPa

Son aquellos clientes BT con demanda en punta y autoprodutores (BTDPa)

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

$$CF_{BTDPa} = CF_{BT} * FACF_{BT}$$

#### 3.4.7.2. Cargo por Energía (CE) – por consumo de la red

$$CE_{BTDPa} = PEST_{BTDPa} * FPEBT * FPEMT + AT$$

### 3.4.7.3. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTDPA} = PPST * FCR_{edMTP_{BTDPA}} * FCI_{BTDPA} * FAPot * FPPBT * FPPMT$$

### 3.4.7.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPC_{BTDPA} = CDBT * FCR_{edBT_{BTDPA}} * FCI_{BTDPA} * FPC_{ont_{BTDPA}} * kPBT_{BTD} * FPPBT * FABT * FACD_{BT} + CDMT * FCR_{edMT_{BTDPA}} * FCI_{BTDPA} * FPC_{ont_{BTDPA}} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} * KPMT_{BTDPA}$$

### 3.4.7.5. Cargo por Energía Generada (CEI) – Por inyecciones a la red

$$CEG_{BTDPA} = PEST_{BTDPA} + AT$$

## 3.4.8. Clientes BTDFP

Son aquellos clientes BT sin medición horaria con baja participación en la punta (BTDFP)

### 3.4.8.1. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDFP} = CF_{BTD} * FACF_{BT}$$

### 3.4.8.2. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} * FPEBT * FPEMT + AT$$

### 3.4.8.3. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDFP} = PPST * FCR_{edMT_{BTDFP}} * FCI_{BTDFP} * FAPot * FPPBT * FPPMT * kPP_{BTDFP}$$

### 3.4.8.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPC_{BTDFP} = CDBT * FCR_{edBT_{BTDFP}} * FCI_{BTDFP} * FPC_{ont_{BTDFP}} * kPBT_{BTDFP} * FPPBT * FABT * FACD_{BT} + CDMT * FCR_{edMT_{BTDFP}} * FCI_{BTDFP} * FPC_{ont_{BTDFP}} * KPMT_{BTDFP} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT}$$

## 3.4.9. Clientes BTDFPA

Son aquellos clientes BT con demanda fuera de punta y autoprodutores (BTDFPA)

### 3.4.9.1. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDFPA} = CF_{BTD} * FACF_{BT}$$

### 3.4.9.2. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDFPA} = PEST_{BTDFPA} * FPEBT * FPEMT + AT$$

### 3.4.9.3. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTDFPA} = PPST * FCR_{edMTP_{BTDFPA}} * FCI_{BTDFPA} * FAPot * FPPBT * FPPMT$$

### 3.4.9.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPC_{BTDFPA} = CDBT * FCR_{edBT_{BTDFPA}} * FCI_{BTDFPA} * FPC_{ont_{BTDFPA}} * kPBT_{BTDFPA} * FPPBT * FABT * FACD_{BT} + CDMT * FCR_{edMT_{BTDFPA}} * FCI_{BTDFPA} * FPC_{ont_{BTDFPA}} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} * KPMT_{BTDFPA}$$

### 3.4.9.5. Cargo por Energía Generada (CEI) – Por inyecciones a la red

$$CEG_{BTDfpa} = PEST_{BTDfpa} + AT$$

### 3.4.10. Clientes BT Horaria (BTHD)

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

$$CF_{BTHD} = CF_{BTD} * FACF_{BT}$$

#### 3.4.10.2. Cargo por Energía (CE)

##### CEP: Cargo por energía de punta

$$CEP_{BTHD} = PEST_{PUNTA} * FPEBT * FPEMT + AT$$

##### CEI: Cargo por energía intermedia

$$CEI_{BTHD} = PEST_{INTERMEDIA} * FPEBT * FPEMT + AT$$

##### CEV: Cargo por energía de valle

$$CEV_{BTHD} = PEST_{VALLE} * FPEBT * FPEMT + AT$$

#### 3.4.10.3. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTHD} = PPST * FCRedMTP_{BTHD} * FCIP_{BTHD} * FAPot * FPPBT * FPPMT$$

#### 3.4.10.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPC_{BTHD} = CDBT * FCRedBT_{BTHD} * FCI_{BTHD} * FPCont_{BTHD} * FPPBT * FABT * FACD_{BT} * KPBT_{BTHD} + CDMT * FCRedMT_{BTHD} * FCI_{BTHD} * FPCont_{BTHD} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} * KPMT_{BTHD}$$

### 3.4.11. Clientes BT de Peaje (PeajeFT\_BT)

#### 3.4.11.1. Cargo por Energía (CE)

$$CEP_{PeajeBT} = (PEST_{Punta} + AT_n) * (FPEMT * FPEBT - 1)$$

$$CEI_{PeajeBT} = (PEST_{Intermedia} + AT_n) * (FPEMT * FPEBT - 1)$$

$$CEV_{PeajeBT} = (PEST_{Valle} + AT_n) * (FPEMT * FPEBT - 1)$$

#### 3.4.11.2. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT\_BT}$$

$$= PPST * FCRedMT_{PeajeFT\_BT} * FCI_{PeajeFT\_BT} * (FPPBT * FPPMT - 1) * FAPot + CDBT * FCRedBT_{PeajeFT\_BT} * FCI_{PeajeFT\_BT} * FPPBT * FABT * FACD_{BT} * KPBT_{PeajeFT\_BT} + CDMT * FCRedMT_{PeajeFT\_BT} * FCI_{PeajeFT\_BT} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} * KPMT_{PeajeFT\_BT}$$

### 3.4.12. Clientes MTDp

Corresponde a Clientes MT sin medición horaria con participación en la punta (MTDp)

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

$$CF_{MTDp} = CF_{MTD} * FACF_{MT}$$

#### 3.4.12.2. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDp} = PEST_{MTDp} \times FPEMT + AT_n$$

#### 3.4.12.3. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDp} = PPST * FRedMT_{MTDp} * FCI_{MTDp} * FAPot * FPPMT * kPP_{MTDp}$$

#### 3.4.12.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPC_{MTDp} = CDMT * FRedMT_{MTDp} * FCI_{MTDp} * FPCont_{MTDp} * kPMT_{MTD} * FPPMT * FAMT * FACD_{MT}$$

### 3.4.13. Clientes MTDpA

Son aquellos clientes MT con demanda en punta y autoprodutores (MTDpA)

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

$$CF_{MTDpA} = CF_{MTD} * FACF_{MT}$$

#### 3.4.13.2. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDpA} = PEST_{MTDpA} * FPEMT + AT$$

#### 3.4.13.3. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTDpA} = PPST * FRedMTP_{MTDpA} * FCI_{MTDpA} * FAPot * FPPMT$$

#### 3.4.13.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPC_{MTDpA} = CDMT * FRedMT_{MTDpA} * FCI_{MTDpA} * FPCont_{MTDpA} * FPPMT * FAMT * FACD_{MT} * kPMT_{MTDpA}$$

#### 3.4.13.5. Cargo por Energía Generada (CEG) – Por inyecciones a la red

$$CEG_{MTDpA} = PEST_{MTDpA} + AT$$

### 3.4.14. Clientes MTDfp

Corresponde a Clientes MT sin medición horaria con baja participación en la punta (MTDfp)

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

$$CF_{MTDFP} = CF_{MTD} * FACF_{MT}$$

#### 3.4.14.2. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} * FPEMT + AT_n$$

#### 3.4.14.3. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDFP} = PPST * FRedMT_{MTDFP} * FCI_{MTDFP} * FAPot * FPPMT * kPP_{MTDFP}$$

#### 3.4.14.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPC_{MTDFP} = CDMT * FCR_{edMT_{MTDFP}} * FCI_{MTDFP} * FPC_{ont_{MTDFP}} * kPMT_{MTD} * FPPMT * FAMT * FACD_{MT}$$

#### 3.4.15. Clientes MTDfpA

Son aquellos clientes MT con demanda fuera de punta y autoprodutores (MTDfpA)

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

$$CF_{MTDfpA} = CF_{MTD} * FACF_{MT}$$

##### 3.4.15.2. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDfpA} = PEST_{MTDfpA} * FPEMT + AT$$

##### 3.4.15.3. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTDfpA} = PPST * FCR_{edMTP_{MTDfpA}} * FCI_{MTDfpA} * FAPot * FPPMT$$

##### 3.4.15.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPC_{MTDfpA} = CDMT * FCR_{edMT_{MTDfpA}} * FCI_{MTDfpA} * FPC_{ont_{MTDfpA}} * FPPMT * FAMT * FACD_{MT} * KPMT_{MTDFPA}$$

##### 3.4.15.5. Cargo por Energía Generada (CEG) – Por inyecciones a la red

$$CEG_{MTDfpA} = PEST_{MTDfpA} + AT$$

#### 3.4.16. Clientes MT Horaria (MTHD)

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

$$CF_{MTHD} = CF_{MTD} * FACF_{MT}$$

##### 3.4.16.2. Cargo por Energía (CE)

**CEP: Cargo por energía de punta**

$$CEP_{MTHD} = PEST_{PUNTA} * FPEMT + AT$$

**CEI: Cargo por energía intermedia**

$$CEI_{MTHD} = PEST_{INTERMEDIA} * FPEMT + AT$$

**CEV: Cargo por energía de valle**

$$CEV_{MTHD} = PEST_{VALLE} * FPEMT + AT$$

##### 3.4.16.3. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTHD} = PPST * FCR_{edMTP_{MTHD}} * FCIP_{MTHD} * FAPot * FPPMT$$

##### 3.4.16.4. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPC_{MTHD} = CDMT * FCR_{edMT_{MTHD}} * FCI_{MTHD} * FPC_{ont_{MTHD}} * FPPMT * FAMT * FACD_{MT} * KPMT_{MTHD}$$

### 3.4.17. Clientes de Peaje MT

Los clientes de Peajes deben pagar los costos asociados al uso de la red y a las pérdidas de energía y potencia que provocan por el uso de la misma.

#### 3.4.17.1. Cargo por Energía (CE)

$$CEP_{PeajeMT} = (PEST_{Punta} + AT_n) \times (FPEMT - 1)$$

$$CEI_{PeajeMT} = (PEST_{Intermedia} + AT_n) \times (FPEMT - 1)$$

$$CEV_{PeajeMT} = (PEST_{Valle} + AT_n) \times (FPEMT - 1)$$

#### 3.4.17.2. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

CPMaxPeajeFT\_MT

$$= PPST * FCRedMT_{PeajeFT\_MT} * FCI_{PeajeFT\_MT} * (FPPMT - 1) * FAPot + CDMT * FCRedMT_{PeajeFT\_MT} * FCI_{PeajeFT\_MT} * FPPMT * FAMT * FACD_{MT} * KPMT_{PeajeFT\_MT}$$

### 3.4.18. Clientes de Tarifa Base Social

Estos son los clientes BTS de tarifa social.

$$CF_{BTSS} = CF_{BT} * FACF_{BT}$$

#### 3.4.18.1. Cargo por Energía (CE)

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

## 3.5. Fórmulas de Ajuste Tarifa No Social

El presente punto contiene la propuesta de fórmulas de ajuste del pass-through de compra de energía y potencia, de los valores agregados de distribución y del cargo por reconexión para la tarifa no social.

### 3.5.1. Saldo del Costo de Abastecimiento Pendiente de Trasladar a Tarifas

Concluida la vigencia del actual pliego tarifario, para la implantación del nuevo pliego es necesario el análisis a la fecha de su puesta en vigencia de la recuperación de todos los costos que para la Distribuidora constituyen un pass-through hacia el precio final.

La metodología de ajuste tarifario vigente en el pliego actual, en consideración del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, permite trimestralmente el traslado a los precios al consumidor final de las variaciones del precio de compra de la energía y potencia respecto a los precios base.

De la propia aplicación de la metodología de ajuste, existe en la actualidad un deslizamiento temporal entre las tarifas que se aplican en la venta de energía de un determinado trimestre y las compras que se utilizaron para calcular dicha tarifa. Producto de este deslizamiento existen

importes pendientes de trasladar a tarifa debido a las compras de agosto, septiembre y octubre de 2024, tanto para tarifa social como no social.

El importe correspondiente a las diferencias de compra de los meses de agosto, septiembre y octubre de 2024 se deberán proyectar en función de la mejor información disponible a la fecha de aprobación del presente informe.

### 3.5.2. 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 en el trimestre n.
$CP_i$	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

$CCER_n$	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n.
$CE_i$	Costos de Energía para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Energía de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

$APP_n$	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
---------	---

$CCPR_n$	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
$DF_{t,i+1}$	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).
$ntarD$	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores (BTDPA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores (BTDFPA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoprodutores en Punta (MTDPA), Media Tensión con Demanda Autoprodutores Fuera de Punta (MTDFPA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT MT).
$PTP_{t,i+1}$	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo con la estructura tarifaria) en cada tarifa ten el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
$ntarETNS$	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoprodutores (B TSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
$EF_{t,i+1}$	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).
$PFP_{t,i+1}$	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

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

Donde:

$APE_n$	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
$CCER_n$	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n.

$ntarETNS$	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores (BTDPA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores (BTDFPA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoprodutores en Punta (MTDPA), Media Tensión con Demanda Autoprodutores Fuera de Punta (MTDFPA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT MT).
$EF_{t,i+1}$	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).
$PTE_{t,i+1}$	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo con la estructura tarifaria) en cada tarifa ten el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
$PFE_{t,i+1}$	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t

$$APO_n = \sum COR_n$$

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 con el 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) Cargos 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 de contratos de compras de energía y cualquier otro costo relacionado con su gestión (arbitrajes, costas judiciales, etc.). 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:

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

Donde:

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

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

Donde:

$AT_n$	Ajuste Trimestral en el trimestre n
$MR_{n+1}$	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
$EP_{n+1}$	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1
$APEPNR_n$	Ajuste por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas en el trimestre n

### 3.5.2.1. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidos:

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

$$APEPNR_n^{TNS} = MPRE_n^{TNS} + MPRP_n^{TNS} - MPAE_n^{TNS} - MPAP_n^{TNS}$$

Donde:

$APEPNR_n^{TNS}$	Ajuste por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$MPRE_n^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$MPAE_n^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social en el trimestre n
$MPRP_n^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$MPAP_n^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social en el trimestre n

$$MPRE_n^{TNS} = CCER_n^{TNS} * PRE_n$$

Donde:

$MPRE_n^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social. en el trimestre n
$CCER_n^{TNS}$	Costos de Compra de Energía Reales pagados a los generadores (solo generación) en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n.

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

Donde:

$PRE_n$	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
$CED_n$	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora de acuerdo con 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 Autoproductores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda en Punta Autoproductores (BTDPA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproductores (BTDFPA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoproductores en Punta (MTDPA), Media Tensión con Demanda Autoproductores Fuera de Punta (MTDFPA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT MT).
$PTE'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo con 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.

$$MPAE_n^{TNS} = \left( \frac{\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{t,i+1} * PTE''_{t,i})}{EF_{t,i+1}} \right) * CCER_n^{TNS}$$

Donde:

$MPAE_n^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionadas a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en 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 Autoproductores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda en Punta Autoproductores (BTDFPA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproductores (BTDFPA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoproductores en Punta (MTDPA), Media Tensión con Demanda Autoproductores Fuera de Punta (MTDFPA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT MT).
$PTE''_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo con 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 $PTE_{t,i+1} - 1$ para las categorías tarifarias Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía. Para el resto de categorías, son iguales.
$CCER_n^{TNS}$	Costos de Compra de Energía Reales pagados a los generadores (solo generación) en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n.

$$MPRP_n^{TNS} = CCPR_n^{TNS} * PRP_n$$

Donde:

$MPRP_n^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social en el trimestre n
----------------	--

$CCPR_n^{TNS}$	Costos de Compra de Potencia Reales pagados a los generadores (solo generación) en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n.
----------------	---

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

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 afectas a la Tarifa Social de la distribuidora (en kW), de acuerdo con lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
$ntarD$	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda en Punta Autoproductores (BTDPA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproductores (BTDFPA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoproductores en Punta (MTDPA), Media Tensión con Demanda Autoproductores Fuera de Punta (MTDFPA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista 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).
$EF_{t,i=1}$	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 que no facturan demanda, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoproductores (B TSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
$PTP'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo con la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No afectas a la Tarifa Social). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que en para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1.

$$MPAP_n^{TNS} = \left( \frac{\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{t,i+1} * PTP''_{t,i}) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} * PTP''_{t,i})}{(EF_{t,i+1} * PTP_{t,i+1}) + DF_{t,i+1}} \right) * CCPR_n^{TNS}$$

Donde:

$MPAE_n^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$EF_{t,i=1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t (Tarifa Social y Tarifas No afectas a la Tarifa Social). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
$ntarD$	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda en Punta Autoproductores (BTDPA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproductores (BTDFPA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoproductores en Punta (MTDPA), Media Tensión con Demanda Autoproductores Fuera de Punta (MTDFPA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista 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).
$ntarTOT$	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSa), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
$PTP''_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo con la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No afectas a la Tarifa Social). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que en $PTP''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia son $PTP_{t,i+1} - 1$ y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT MT) en las que solo se facturan pérdidas de potencia, mientras que para el resto de categorías, quedan iguales.
$CCPR_n^{TNS}$	Costos de Compra de Potencia Reales pagados a los generadores (solo generación) para abastecer la demanda de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n.

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

- Si  $(MPRE_n^{TNS} + MPRP_n^{TNS} - MPAE_n^{TNS} - MPAP_n^{TNS}) \leq 0 \rightarrow APEPNR_n^{TNS} = 0$
- Si  $(MPRE_n^{TNS} + MPRP_n^{TNS} - MPAE_n^{TNS} - MPAP_n^{TNS}) > 0 \rightarrow APEPNR_n^{TNS} = \frac{MPRE_n^{TNS} + MPRP_n^{TNS} - MPAE_n^{TNS} - MPAP_n^{TNS}}{MPRE_n^{TNS} + MPRP_n^{TNS} - MPAE_n^{TNS} - MPAP_n^{TNS}}$

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

#### 3.5.3.1. Ajuste semestral de los cargos de distribución

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

$$FACD_{BT} = \left( PD_{CD,BT} * \frac{TC_N}{TC_O} * \frac{IPP_N}{IPP_O} * FAA + PIPC_{CD,BT} * \frac{IPC_N}{IPC_O} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

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 <b>55.159492%</b>
$TC_N$	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banquat.qob.gt">www.banquat.qob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
$TC_O$	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.85222
$FAA$	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a <b>44.840508%</b>
$IPC_N$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
$IPC_O$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2022, igual a <b>167.35</b>
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
$IPP_N$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels –WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics".

$IPP_O$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor de <b>255.204</b> .
---------	---

$$FACD_{MT} = \left( PD_{CD,MT} * \frac{TC_N}{TC_O} * \frac{IPP_N}{IPP_O} * FAA + PIPC_{CD,MT} * \frac{IPC_N}{IPC_O} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{\sum_m Dmax_{m,MT}}$$

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 <b>48.405558%</b>
$TC_N$	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banquat.gob.gt">www.banquat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
$TC_O$	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.85222
$FAA$	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,MT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a <b>51.594442%</b>
$IPC_N$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
$IPC_O$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2022, igual a <b>167.35</b>
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
$IPP_N$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics".

$IPP_o$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", correspondiente a diciembre de 2016 cuyo valor de <b>255.204</b> .
<i>Cuota</i>	<i>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.</i>
$Dmax_{m,MT}$	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 demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los

$$FAA = FP_{Ap} * \frac{1 + Ap_n}{1 + Ap_o} + FP_{Ac} * \frac{1 + Ac_n}{1 + Ac_o} + FP_{Ah} * \frac{1 + Ah_n}{1 + Ah_o} + FP_{Ae} * \frac{1 + Ae_n}{1 + Ae_o} + FP_{At} * \frac{1 + At_n}{1 + At_o}$$

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 <b>41.383815%</b>
$Ap_n$	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.
$Ap_o$	Tasa arancelaria del poste de concreto con código No 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, 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 <b>28.453311%</b>
$Ac_n$	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código W 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
$Ac_o$	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 2022, 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 <b>0.000000%</b>
$Ah_n$	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.
$Ah_o$	Tasa arancelaria de los herrajes con código W 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 5.0%
$FP_{Ae}$	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código No 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a <b>13.216049%</b>
$Ae_n$	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.
$Ae_o$	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código W 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, 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 <b>16.946826%</b>
$At_n$	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
$At_o$	Tasa arancelaria del transformador con código W 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 0.0%

### 3.5.3.2. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF)

$$FACF_{BT} = \left( PD_{CF,BT} * \frac{TC_N}{TC_O} * \frac{IPP_N}{IPP_O} * FAA + PIPC_{CF,BT} * \frac{IPC_N}{IPC_O} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

$FACF_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios de Baja Tensión (CFBT)
$PD_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT igual a <b>17.07061%</b>
$TC_N$	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banquat.gob.gt">www.banquat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a
$TC_O$	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.85222

$FAA$	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total de los costos de usuarios en BT igual a <b>82.92939%</b>
$IPC_N$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
$IPC_O$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2016, igual a <b>167.35</b>
$K_{CF,N}$	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
$IPP_N$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics".
$IPP_O$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor de <b>255.204</b> .

$$FACF_{MT} = \left( PD_{CF,MT} * \frac{TC_N}{TC_O} * \frac{IPP_N}{IPP_O} * FAA + PIPC_{CF,MT} * \frac{IPC_N}{IPC_O} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

$FACF_{MT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios de Media Tensión (CFMT)
$PD_{CF,MT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT igual a <b>17.07061%</b>
$TC_N$	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banquat.gob.gt">www.banquat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
$TC_O$	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.85222
$FAA$	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CF,MT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total de los costos de usuarios en MT igual a <b>82.92939%</b>

$IPC_N$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
$IPC_0$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2022, igual a <b>167.35</b>
$K_{CF,N}$	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
$IPP_N$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics".
$IPP_0$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor de 255.204.

### 3.5.3.3. 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 ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
$IPC_0$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35

## 3.6. Fórmulas de Ajuste Tarifa Social

El presente punto contiene la propuesta de fórmulas de ajuste del pass-through de compra de energía y potencia, de los valores agregados de distribución y del cargo por reconexión para la tarifa social.

### 3.6.1. Saldo del Costo de Abastecimiento Pendiente de Trasladar a Tarifas

Concluida la vigencia del actual pliego tarifario, para la implantación del nuevo pliego es necesario el análisis a la fecha de su puesta en vigencia de la recuperación de todos los costos que para la Distribuidora constituyen un pass through hacia el precio final.

La metodología de ajuste tarifario vigente en el pliego actual, en consideración del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, permite trimestralmente el traslado a los precios al consumidor final de las variaciones del precio de compra de la energía y potencia respecto a los precios base.

De la propia aplicación de la metodología de ajuste, existe en la actualidad un deslizamiento temporal entre las tarifas que se aplican en la venta de energía de un determinado trimestre y las compras que se utilizaron para calcular dicha tarifa. Producto de este deslizamiento existen importes pendientes de trasladar a tarifa debido a las compras de agosto, septiembre y octubre de 2024, tanto para tarifa social como no social.

El importe correspondiente a las diferencias de compra de los meses de agosto, septiembre y octubre de 2024 se deberán proyectar en función de la mejor información disponible a la fecha de aprobación del presente informe.

### 3.6.2. 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 para la demanda de Tarifa Social en el trimestre n.
$CP_i$	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia de la Tarifa Social de acuerdo con lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

$CCER_n$	Costos de Compra de Energía Reales para la Tarifa Social en el trimestre n.
----------	---

$CE_i$	Costos de Energía para la Tarifa Social en el mes $i$ del trimestre $n$ . En este concepto, deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Energía de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
--------	---

$$APP_n = CCPR_n - \sum_1^3 (EF_{i+1} * PTP_{i+1} * PFP_{i+1})$$

Donde:

$APP_n$	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre $n$
$CCPR_n$	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre $n$ .
$PTP_{i+1}$	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo con la estructura tarifaria) en cada tarifa $t$ en el mes $i+1$ . Son de aplicación para la energía facturada.
$EF_{i+1}$	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 $(i+1)$ .
$PFP_{i+1}$	Precio Base Facturado de Potencia en el mes $i+1$ a cada tarifa $t$

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

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 con la estructura tarifaria) en cada tarifa $t$ en el mes $i+1$ . Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
$PFP_{i+1}$	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 con el 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) Cargos 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 de contratos de compras de energía y cualquier otro costo relacionado con su gestión (arbitrajes, costas judiciales, etc.). 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:

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

Donde:

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

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

Donde:

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

### 3.6.2.1. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas:

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

$$APEPNR_n^{TS} = MPRE_n^{TS} + MPRP_n^{TS} - MPAE_n^{TS} - MPAP_n^{TS}$$

Donde:

$APEPNR_n^{TS}$	Ajuste por Pérdidas de Energía y Potencia 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
$MPRP_n^{TS}$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$MPAP_n^{TS}$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social en el trimestre n

$$MPRE_n^{TS} = CCER_n^{TS} * PRE_n$$

Donde:

$MPRE_n^{TS}$	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 pagados a los generadores (solo generación) para abastecer el consumo de la Tarifa Social, en el trimestre n.

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

Donde:

$PRE_n$	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
$CED_n$	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora de acuerdo con 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

$ntarTOT$	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores (BTDPA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores (BTDFPA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoprodutores en Punta (MTDPA), Media Tensión con Demanda Autoprodutores Fuera de Punta (MTDFPA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT MT).
$PTE'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo con 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.

$$MPAE_n^{TS} = \left( \frac{\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{t,i+1} * PTE'_{t,i})}{EF_{t,i+1}} \right) * CCER_n^{TS}$$

Donde:

$MPAE_n^{TS}$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionadas a las categorías tarifarias de 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 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 Autoprodutores (BTSA), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores (BTDPA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores (BTDFPA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión con Demanda Autoprodutores en Punta (MTDPA), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoprodutores Fuera de Punta (MTDFPA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT MT).

$PTE''_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo con la estructura tarifaria) en el mes $i+1$ y categoría tarifaria $t$ . La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en $PTE''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como $PTE_{t,i+1} - 1$ para las categorías tarifas Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía, mientras que para el resto de categorías, quedan iguales.
$CCER_n^{TS}$	Costos de Compra de Energía Reales pagados a los generadores (solo generación) para abastecer el consumo de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre $n$ .

$$MPRP_n^{TS} = CCPR_n^{TS} * PRP_n$$

Donde:

$MPRP_n^{TS}$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social en el trimestre $n$
$CCPR_n^{TS}$	Costos de Compra de Potencia Reales pagados a los generadores (solo generación) en la Tarifa Social, en el trimestre $n$ .

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

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 afectas a la Tarifa Social de la distribuidora (en kW), de acuerdo con lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre $n$ .
$ntarD$	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde $t$ = Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda en Punta Autoproductores (BTDPA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproductores (BTDFPA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoproductores en Punta (MTDPA), Media Tensión con Demanda Autoproductores Fuera de Punta (MTDFPA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista 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).
$EF_{t,i=1}$	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 que no facturan demanda, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
$PTP'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo con la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No afectas a la Tarifa Social). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que en para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1.

$$MPAP_n^{TS} = \left( \frac{\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{t,i+1} * PTP'_{t,i}) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} * PTP'_{t,i})}{(EF_{t,i+1} * PTP_{t,i+1}) + DF_{t,i+1}} \right) * CCPR_n^{TS}$$

Donde:

$MPAE_n^{TS}$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de 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 cada tarifa t (Tarifa Social y Tarifas No afectas a la Tarifa Social). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
$ntarD$	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores (BTDPA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores (BTDFPA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoprodutores en Punta (MTDPA), Media Tensión con Demanda Autoprodutores Fuera de Punta (MTDFPA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista 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).

$ntarTOT$	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
$PTP''_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo con la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No afectas a la Tarifa Social). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que en $PTP''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia son $PTP_{t,i+1} - 1$ para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT MT) en las que solo se facturan pérdidas de potencia, mientras que para el resto de categorías, quedan iguales.
$CCPR_n^{TS}$	Costos de Compra de Potencia Reales pagados a los generadores (solo generación) para abastecer la demanda de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n.

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

- Si  $(MPRE_n^{TS} + MPRP_n^{TS} - MPAE_n^{TS} - MPAP_n^{TS}) \leq 0 \rightarrow APEPNR_n^{TS} = 0$
- Si  $(MPRE_n^{TS} + MPRP_n^{TS} - MPAE_n^{TS} - MPAP_n^{TS}) > 0 \rightarrow APEPNR_n^{TS} = MPRE_n^{TS} + MPRP_n^{TS} - MPAE_n^{TS} - MPAP_n^{TS}$

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

#### 3.6.3.1. Cargos de Distribución (CD)

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

$$FACD_{BT} = \left( PD_{CD,BT} * \frac{TC_N}{TC_0} * \frac{IPP_N}{IPP_0} * FAA + PIPC_{CD,BT} * \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

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 <b>55.159492%</b>
$TC_N$	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banquat.gob.gt">www.banquat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
$TC_0$	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022 de 7.85222
$FAA$	Factor de Ajuste Arancelario

$PIPC_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a <b>44.840508%</b>
$IPC_N$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
$IPC_O$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2022, igual a 167.35
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
$IPP_N$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics".
$IPP_O$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor de 255.204.

$$FACD_{MT} = \left( PD_{CD,MT} * \frac{TC_N}{TC_O} * \frac{IPP_N}{IPP_O} * FAA + PIPC_{CD,MT} * \frac{IPC_N}{IPC_O} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{\sum_m Dmax_{m,MT}}$$

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 <b>48.405558%</b>
$TC_N$	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banquat.qob.gt">www.banquat.qob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
$TC_O$	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.85222
$FAA$	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,MT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a <b>51.594442%</b>

$IPC_N$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gov.gt">www.ine.gov.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
$IPC_0$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2022, igual a 167.35
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
$IPP_N$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics".
$IPP_0$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor de <b>255.204</b> .
CuotaCNEE	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.
$Dmax_{m,MT}$	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 demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA = FP_{Ap} * \frac{1 + Ap_n}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} * \frac{1 + Ac_n}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} * \frac{1 + Ah_n}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} * \frac{1 + Ae_n}{1 + Ae_0} + FP_{At} * \frac{1 + At_n}{1 + At_0}$$

Donde:

$FAA$	Factor de Ajuste Arancelario
$FP_{Ap}$	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 41.383815%
$Ap_n$	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.

$Ap_o$	Tasa arancelaria del poste de concreto con código No 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, 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 <b>28.453311%</b>
$Ac_n$	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código W 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
$Ac_o$	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 2022, 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 <b>0.000000%</b>
$Ah_n$	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.
$Ah_o$	Tasa arancelaria de los herrajes con código W 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 5.0%
$FP_{Ae}$	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código No 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a <b>13.216049%</b>
$Ae_n$	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.
$Ae_o$	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código W 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, 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 <b>16.946826%</b>
$At_n$	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.
$At_o$	Tasa arancelaria del transformador con código W 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 0.0%

### 3.6.3.2. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF)

$$FACF_{BT} = \left( PD_{CF,BT} * \frac{TC_N}{TC_O} * \frac{IPP_N}{IPP_O} * FAA + PIPC_{CF,BT} * \frac{IPC_N}{IPC_O} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

$FACF_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios de Baja Tensión (CFBT)
$PD_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT igual a <b>17.07061%</b>
$TC_N$	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banquat.qob.gt">www.banquat.qob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
$TC_O$	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.85222
$FAA$	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total de los costos de usuarios en BT igual a <b>82.92939%</b>
$IPC_N$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gov.gt">www.ine.gov.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
$IPC_O$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2022, igual a 167.35
$K_{CF,N}$	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
$IPP_N$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics".
$IPP_O$	Índice mensual de Precios al Productor –PPI– para bienes Industriales sin combustibles ( <i>Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels – WPU03T15M05</i> ) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor de 255.204.

### 3.6.3.3. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

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 ( <a href="http://www.ine.qob.gt">www.ine.qob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
$IPC_o$	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35

## 3.7. Pliego Tarifario Propuesto

En este punto se presentan las propuestas para las Tarifa Base y la Tarifa Social, las cuales se han desarrollado con los VAD expuestos en el punto 3 del presente informe, los factores de pérdidas del periodo tarifario y las fórmulas tarifarias, parámetros de caracterización de carga y fórmulas de ajuste desarrollados en puntos anteriores.

Se presentan los valores base del VAD con vigencia a partir del 1 de noviembre de 2024.

		Base Dic/22	Nov24 - Abr25
<b>CDMT</b>	Q/kW-mes	<b>111.973995</b>	119.236125
<b>CDBT</b>	Q/kW-mes	<b>198.548178</b>	206.482442
<b>CF<sub>BT</sub></b>	Q/Cliente_mes	<b>25.612745</b>	27.218260
<b>CF<sub>BTD</sub></b>	Q/Cliente_mes	<b>1 153.434645</b>	1 225.736795
<b>CF<sub>MTD</sub></b>	Q/Cliente_mes	<b>4 394.431934</b>	4 669.893469
<b>CACYRBTS_0</b>	Q/Reconex.	<b>292.492302</b>	313.805658
<b>CACYRBTD_BTH_0</b>	Q/Reconex.	<b>877.508464</b>	941.450832
<b>CACYRMTD_MTH_0</b>	Q/Reconex.	<b>2 632.840950</b>	2 824.691048

Los factores de ajuste utilizados son los siguientes:

	Nov24-Abr25
<b>FACD<sub>MT</sub></b>	106.49%
<b>FACD<sub>BT</sub></b>	104.00%
<b>FACF</b>	106.27%
<b>FACACYR</b>	107.29%

Como componente del FACDMT se ha considerado un monto preliminar correspondiente a cuota CNEE de GTQ **4.9** millones (Se considera la cuota promedio correspondiente al AT61 (Semestre oct/23 - mar/24)) y una sumatoria de demandas máximas de potencia de **2,117,544 kW**\_semestre (Se considera preliminarmente la suma de potencias máximas del periodo ene/22 - jun/22). Estos valores deben revisarse previo a la entrada en vigencia del nuevo pliego tarifario.

En el caso de los cargos por corte y reconexión, los mismos dan continuidad a los cargos que fueran determinados durante el EVAD 2018 y que se han venido actualizando por IPC durante el presente ciclo tarifario.

Los índices de precios considerados son los siguientes:

Índice	Base Dic/22	Nov24 - Abr25
<b>TCN (Q/U\$S)</b>	<b>7.85</b>	<b>7.77</b>
<b>IPC</b>	<b>167.35</b>	<b>179.54</b>
<b>PPI</b>	<b>255.20</b>	<b>261.38</b>

Debido a la fecha en la cual se está haciendo la presentación del presente informe, los índices de precios definitivos a considerar no se encuentran disponibles. En virtud de ello, se han adoptado los siguientes criterios para su proyección a septiembre de 2024:

- Tipo de cambio: se consideró el promedio simple de los valores del dólar registrados en mayo 2024, publicados por el Banco de Guatemala.
- IPC: se consideró el valor publicado por el INE del IPC a diciembre de 2023, el cual se multiplicó por la tasa esperada de inflación para Guatemala en 2024 igual a 4.00%, indicada por el Banco de Guatemala en su informe de política monetaria a marzo de 2024 (La previsión de Banguat para 2024 (Informe de política monetaria a Marzo 2024), mensualizada y llevada a set/24).
- PPI: el valor a setiembre de 2024 se estimó a partir de los valores publicados por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", correspondientes a diciembre de 2022 y abril 2024, cuya tasa de crecimiento resultante se empleó para, tomando el índice a abril 2024, establecer el índice a setiembre 2024.

Los factores de pérdidas de energía y potencia y los precios de energía y potencia aplicados son los indicados en los numerales 3.3.1 y 3.3.4 del presente informe.

### **3.7.1. Cuadro Tarifario – Tarifa No Social**

A continuación, se presenta el pliego tarifario propuesto para las tarifas No Sociales. Los cargos tarifarios por energía no incluyen el valor del ajuste trimestral (AT), el cual oportunamente durante el mes de octubre de 2024 debe calcularse e incorporarse al pliego a entrar en vigencia en el mes de noviembre de 2024:

#### **Tarifas proyectadas para iniciar vigencia el 1 de noviembre de 2024**

<b>Baja Tensión Simple (BTS)</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
----------------------------------	---------------	--------------

Cargo Unitario por Consumidor	Q/Mes	27.218260
Cargo Unitario por Energía	Q/kWh	2.489636
<b>Baja Tensión Simple Autoproducer (BTSA)</b>		
<b>Cargo Unitario por Consumidor</b>	<b>Q/Mes</b>	<b>27.218260</b>
<b>Cargo Unitario por Energía</b>	<b>Q/kWh</b>	<b>2.196342</b>
<b>Alumbrado Público (AP)</b>		
<b>Cargo Unitario por Energía</b>	<b>Q/kWh</b>	<b>2.624044</b>
<b>Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN)</b>		
<b>Cargo Unitario por Energía</b>	<b>Q/kWh</b>	<b>2.624044</b>
<b>Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC)</b>		
<b>Cargo Unitario por Energía</b>	<b>Q/kWh</b>	<b>2.053287</b>
<b>Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp)</b>		
<b>Cargo Unitario por Consumidor</b>	<b>Q/Mes</b>	<b>1 225.736795</b>
<b>Cargo Unitario por Energía</b>	<b>Q/kWh</b>	<b>1.428026</b>
<b>Cargo por Potencia Máxima</b>	<b>Q/kW mes</b>	<b>44.745489</b>
<b>Cargo por Potencia Contratada</b>	<b>Q/kW mes</b>	<b>121.759786</b>
<b>Baja Tensión con Demanda de Punta Autoproducer (BTDpA)</b>		
<b>Cargo Unitario por Consumidor</b>	<b>Q/Mes</b>	<b>1 225.736795</b>
<b>Cargo Unitario por Energía</b>	<b>Q/kWh</b>	<b>1.427136</b>
<b>Cargo por Potencia de Punta</b>	<b>Q/kW mes</b>	<b>61.182050</b>
<b>Cargo por Potencia Contratada</b>	<b>Q/kW mes</b>	<b>118.570890</b>
<b>Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp)</b>		
<b>Cargo Unitario por Consumidor</b>	<b>Q/Mes</b>	<b>1 225.736795</b>
<b>Cargo Unitario por Energía</b>	<b>Q/kWh</b>	<b>1.432299</b>
<b>Cargo por Potencia Máxima</b>	<b>Q/kW mes</b>	<b>26.009731</b>
<b>Cargo por Potencia Contratada</b>	<b>Q/kW mes</b>	<b>103.520956</b>
<b>Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproducer (BTDfpA)</b>		
<b>Cargo Unitario por Consumidor</b>	<b>Q/Mes</b>	<b>1 225.736795</b>
<b>Cargo Unitario por Energía</b>	<b>Q/kWh</b>	<b>1.427136</b>
<b>Cargo por Potencia de Punta</b>	<b>Q/kW mes</b>	<b>44.190357</b>

Cargo por Potencia Contratada	Q/kW mes	99.898864
<b>Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD)</b>		
<b>Cargo Unitario por Consumidor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
Cargo Unitario por Consumidor	Q/Mes	1 225.736795
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q/kWh	1.463035
Cargo Unitario por Energía en Resto	Q/kWh	1.437337
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q/kWh	1.391357
Cargo por Potencia de Punta	Q/kW mes	53.427450
Cargo por Potencia Contratada	Q/kW mes	162.623758
<b>Peaje en Baja Tensión (PeajeBT)</b>		
<b>Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	Q/kWh	0.282117
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Resto	Q/kWh	0.277161
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	Q/kWh	0.268295
Cargo por Potencia Máxima	Q/kW mes	202.766136
<b>Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp)</b>		
<b>Cargo Unitario por Consumidor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
Cargo Unitario por Consumidor	Q/Mes	4 669.893469
Cargo Unitario por Energía	Q/kWh	1.243098
Cargo por Potencia Máxima	Q/kW mes	44.855035
Cargo por Potencia Contratada	Q/kW mes	78.503282
<b>Media Tensión con Demanda de Punta Autoproduccion (MTDpA)</b>		
<b>Cargo Unitario por Consumidor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
Cargo Unitario por Consumidor	Q/Mes	4 669.893469
Cargo Unitario por Energía	Q/kWh	1.242273
Cargo por Potencia de Punta	Q/kW mes	44.617759
Cargo por Potencia Contratada	Q/kW mes	78.274547
<b>Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp)</b>		
<b>Cargo Unitario por Consumidor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
Cargo Unitario por Consumidor	Q/Mes	4 669.893469
Cargo Unitario por Energía	Q/kWh	1.243979
Cargo por Potencia Máxima	Q/kW mes	37.076509
Cargo por Potencia Contratada	Q/kW mes	68.889309
<b>Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproduccion (MTDfpA)</b>		
<b>Cargo Unitario por Consumidor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
Cargo Unitario por Consumidor	Q/Mes	4 669.893469
Cargo Unitario por Energía	Q/kWh	1.242273
Cargo por Potencia de Punta	Q/kW mes	37.646549

<b>Cargo por Potencia Contratada</b>	Q/kW mes	67.008407
<b>Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD)</b>		
<b>Cargo Unitario por Consumidor</b>	Q/Mes	4 669.893469
<b>Cargo Unitario por Energía en Punta</b>	Q/kWh	1.273521
<b>Cargo Unitario por Energía en Resto</b>	Q/kWh	1.251152
<b>Cargo Unitario por Energía en Valle</b>	Q/kWh	1.211128
<b>Cargo por Potencia de Punta</b>	Q/kW mes	50.981865
<b>Cargo por Potencia Contratada</b>	Q/kW mes	66.425854
<b>Peaje en Media Tensión (PeajeMT)</b>		
<b>Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta</b>	Q/kWh	0.092603
<b>Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Resto</b>	Q/kWh	0.090976
<b>Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle</b>	Q/kWh	0.088066
<b>Cargo por Potencia Máxima</b>	Q/kW mes	80.256008

Cargos por Corte y Reconexión	Unidad	Valor
Usuarios en las categorías BTS, BTSA y BTSP	Q	313.80566
Usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDPa, BTDFpA y BTHD	Q	941.45083
Usuarios en las categorías MTDp, MTDfP, MTDpA, MTDfPpA y MTHD	Q	2 824.69105

### 3.7.2. Cargos por energía generada por autoprodutores

Cargos por energía generada	Unidad	Valor
Baja Tensión Simple Autoprod. (BTSA)	Q/kWh	1.150249
Baja Tensión con Demanda de Punta Autoprod. (BTDPa)	Q/kWh	1.151942
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprod. (BTDFpA)	Q/kWh	1.151942
Media Tensión con Demanda de Punta Autoprod. (MTDPa)	Q/kWh	1.151942
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprod. (MTDFpA)	Q/kWh	1.151942

Valores sin AT.

### 3.7.3. Cuadro tarifario Tarifa Social

A continuación, se presenta el pliego tarifario propuesto para la Tarifas Social. El cargo tarifario por energía no incluye el valor del ajuste trimestral (AT), el cual oportunamente durante el mes de octubre de 2024 debe calcularse e incorporarse al pliego a entrar en vigencia en el mes de noviembre de 2024:

Tarifas proyectadas para iniciar vigencia el 1 de noviembre de 2024		
Baja Tensión Simple Social (BTSS)	Unidad	Valor
Cargo Unitario por Consumidor	Q/Mes	27.218260
Cargo Unitario por Energía	Q/kWh	2.35532

### 3.7.4. Cuadro tarifario – cargos por reconexión

Cargos por Corte y Reconexión	Unidad	Valor
Usuarios en las categorías BTSS	Q	313.80566

En Anexo “DC\_Pliego.xls” se presentan las memorias del cálculo del cuadro tarifario.

El cálculo puede auditarse a través de las siguientes hojas:

- **Ajuste Tarifa Base:** Contiene los precios de compra de energía y potencia a trasladar a tarifa, Factores de expansión de pérdidas y potencia que forman parte de las fórmulas tarifarias, componentes que forman parte del cálculo de los FACD, FACF y FACACYR, Composición de los VAD en transables y no transables, tasas arancelarias, Cuota CNEE y Cargos Base Unitarios y su indexación a fecha de aplicación del pliego.
- **Cargos Tarifarios:** Contiene las fórmulas tarifarias que permiten el cálculo de los cargos tarifarios.
- **Cuadros:** En esta hoja se presentan los cargos abiertos por componentes y el pliego tarifario.

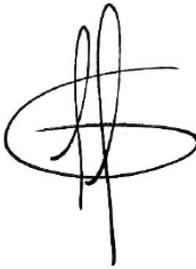
## 4. Soportes

Los soportes al presente informe lo constituyen los siguientes contenidos que se adjuntan:

- DC\_Pliego.xlsm: planilla de cálculo con la memoria que da lugar a los cargos tarifarios propuestos. Si en hoja “Ajuste Tarifa Base” se colocan en cero (0) la celda A1 (anula los factores de ajuste del VAD, lo que permite ver cargos tarifarios en moneda de dic/22) y la celda G1 (anula en los cargos tarifarios las componentes de recupero de costos de compra de energía y de potencia), puede verificarse en Hoja “Cuadro”, celda N142, que el ingreso

promedio 2025-2029 por componentes VAD, es igual al VAD promedio 2025-2029 calculado para DEORSA e informado en la etapa F (USD 181.94 millones).

- Carpeta: Etapa A1, la cual incluye informe de etapa A1 y sus soportes
- Carpeta: Etapa A2, la cual incluye informe de etapa A2 y sus soportes
- Carpeta: Etapa B, la cual incluye informe de etapa B y sus soportes
- Carpeta: Etapa C1, la cual incluye informe de etapa C1 y sus soportes
- Carpeta: Etapa C2, la cual incluye informe de etapa C2 y sus soportes
- Carpeta: Etapa D, la cual incluye informe de etapa D y sus soportes
- Carpeta: Etapa E, la cual incluye informe de etapa E y sus soportes
- Carpeta: Etapa F, la cual incluye informe de etapa F y sus soportes



Tristán García  
Gerente de Proyectos – Quantum



Dimas Carranza  
Gerente de Regulación y Tarifas - DEOCSA