



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCION CNEE-42-2014

Guatemala, 4 de febrero de 2014

LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en los artículos 6 y 59, establecen que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61, 74, 76, 77 y 78 de la misma ley estipulan que las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión, y que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que para tal efecto la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá elaborar los Términos de Referencia del o de los Estudios del VAD, teniendo el derecho a supervisar el avance de los mismos, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el Artículo 97 estipula que los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de distribución; por su parte el artículo 98 del reglamento determina que cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes, las justificaciones por cada renglón de costo a incluir y las respectivas fórmulas de ajuste, así como el respectivo informe de respaldo; la Comisión en el plazo de dos meses resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores, formulando las observaciones que considere pertinentes, con lo cual el Distribuidor a través de la empresa consultora, analizará las observaciones, efectuará las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de 15 días de recibidas las observaciones y que de persistir las discrepancias se procederá a conformar la Comisión Pericial, establecida en el artículo 75 de la Ley General de Electricidad y, en caso de omisión por parte del Distribuidor de enviar los estudios o correcciones a los mismos, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica quedará facultada para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente, con base en el estudio que ésta efectúe independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por la distribuidora.

CONSIDERANDO:

Que Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, a la que podrá denominarse indistintamente "la Distribuidora", presentó el Estudio del Valor Agregado de Distribución, atendiendo y adecuando el mismo a las observaciones planteadas por esta Comisión oportunamente, con la finalidad que el mismo sirva de base para la emisión del Pliego Tarifario, por lo que corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, aprobar dicho estudio.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y en lo que preceptúan artículos 92, 97, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad,

RESUELVE:

- I. Aprobar el Estudio Tarifario presentado por Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.
- II. La presente resolución, entrará en vigencia a partir del día de su aprobación.
- III. **PUBLÍQUESE.-**

Licenciada Carmen Urizar Hernández
Presidente



Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Aguilar
Director

Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General

Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

(361468-2)-6-febrero



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCION CNEE-43-2014

Guatemala, 4 de febrero de 2014

LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en los artículos 6 y 59, establecen que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61 y 76 de la misma ley estipulan que, las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión; asimismo, los artículos 74, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que los Términos de Referencia del Estudio del VAD, serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, vence el treinta y uno de enero del año dos mil catorce, es necesario poner en vigencia uno nuevo.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante Resolución CNEE-42-2014 de fecha cuatro de febrero de dos mil catorce, aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, la normativa citada, en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y lo preceptuado en los artículos 92, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad,

RESUELVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la Tarifa No Social, en adelante "Usuarios", que atiende Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, en adelante "La Distribuidora", para el quinquenio comprendido del año dos mil catorce al año dos mil diecinueve, de conformidad con los siguientes puntos:

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, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
2. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final deberán encuadrarse en una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario.
3. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican únicamente en tres categorías: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a once kilovatios (11 kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de potencia es mayor de once kilovatios (11 kW); y c) Usuarios con servicio en baja o media tensión que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación vigente para obtener la calidad de Gran Usuario. Conforme al artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el Gran Usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Para poder pactar libremente el precio y las condiciones de suministro a que se refiere el artículo 59 literal c) de la Ley General de Electricidad, se deberá contar previamente con la calidad de Gran Usuario conforme al procedimiento establecido en la legislación vigente. Los usuarios que tengan una demanda mayor al límite establecido y que no cuenten con la categoría de Gran Usuario, están contenidos dentro de la categoría b).
4. Para los Usuarios de la categoría a), que no estén afectos a la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, la Distribuidora les aplicará la tarifa Baja Tensión Simple (BTS).
5. Los Usuarios de la categoría b) podrán elegir libremente su propia tarifa dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión en el presente Pliego Tarifario, indicadas a continuación: Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH).
6. Para los Usuarios dentro de las opciones tarifarias BTDP, BTDFP, MTDP y MTDFP, cuyo equipo de medición no discrimine su participación en la punta, se entenderá que participan en la punta cuando el Factor de Carga promedio del Usuario, sea mayor o igual a 0.6. El Factor de Carga Promedio del Usuario se calcula como el cociente entre la energía promedio del Usuario y 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. Una vez actualizado el Factor de Carga Promedio, la clasificación de su

participación en la punta o fuera de punta, no podrá modificarse durante un período de seis meses. Pasado dicho período el Usuario podrá requerir actualizar nuevamente su participación en la punta o fuera de punta, la cual tendrá una vigencia mínima de seis meses.

7. Para el caso del Usuario de la categoría b) que requiera la aplicación de tarifas horarias en Baja Tensión o Media Tensión -BTH o MTH-, la Distribuidora deberá proporcionar todo el equipamiento de medición necesario (medidor, transformadores de corriente, transformadores de tensión, conectores, cable de acometida, etc.) para hacer efectiva la aplicación de dichas tarifas en un plazo máximo de 30 días contados a partir del requerimiento, sin costo para el Usuario.
8. En el caso que el Usuario no pueda determinar la tarifa adecuada a su tipo de consumo de energía eléctrica, la Distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario, con base a sus características de consumo. La Distribuidora deberá realizar esta actividad de revisión cada dos meses e informar al Usuario del beneficio obtenido.
9. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar tarifas y categorías distintas a las aprobadas en el presente pliego tarifario.
10. La Distribuidora aplicará la potencia contratada que haya convenido anteriormente con el Usuario, quien podrá solicitar su actualización a partir de dicha declaración. A requerimiento del Usuario, la Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre su demanda histórica, hasta los últimos veinticuatro meses. Una vez actualizado el valor de la potencia contratada, éste no podrá modificarse durante un período de seis meses. Pasado dicho período el Usuario podrá actualizar nuevamente su demanda, la cual tendrá una vigencia mínima de seis meses. El exceso de potencia utilizada será penalizado de acuerdo a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución - NTSD-.
11. Las bandas horarias correspondientes a los períodos de máxima (punta), media (intermedia) y mínima (valle) son las definidas en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista o las que en el futuro determine la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
12. La opción tarifaria acordada, regirá por un período mínimo de seis meses, contados a partir de la suscripción del contrato correspondiente. Excepcionalmente, previo al cumplimiento del plazo de los seis meses establecido, podrá realizarse una reclasificación de la tarifa, en los siguientes casos: a) Cuando el Usuario considere que la tarifa que le aplica la Distribuidora no es la adecuada, debiendo para el caso presentar una solicitud bajo juramento; y b) Cuando la Distribuidora detecte el cambio de las características en el consumo del Usuario, lo cual deberá demostrar en forma fehaciente informándole al Usuario previamente.
13. La Distribuidora deberá proporcionar sin costo para el Usuario todo el equipamiento de medición necesario (medidor, transformadores de corriente, transformadores de tensión, conectores, cable de acometida, etc.) para la tarifa aplicada a los Usuarios y al nivel de tensión al cual estén conectados, especialmente para el caso de los Usuarios con tarifa en Media Tensión.
14. Cuando el consumo de energía eléctrica de un Usuario con medición de demanda tenga un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en la Normas Técnicas del Servicio de Distribución, se penalizará con un recargo equivalente al uno por ciento (1%) del valor de los cargos mensuales de distribución de la opción tarifaria correspondiente por cada centésima (0.01) en que dicho factor sea menor al límite establecido en la normativa. En caso que dicho factor se encuentre por debajo del límite establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, la Distribuidora comunicará dicho evento al Usuario quien tendrá un plazo de tres meses para ajustar el factor de potencia. Si transcurrido dicho plazo la Distribuidora comprobara que el incumplimiento de la norma continúa, estará facultada a facturar el recargo mencionado hasta que el Usuario corrija el desvío antes indicado.
15. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, escenarios en eventos especiales, etcétera. Para este servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado para la instalación. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolviendo al Usuario el costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser nuevamente utilizados por la Distribuidora.
16. La acometida total y todos los equipos de medición (medidor, transformadores de corriente, transformadores de tensión, conectores, cable de acometida, etc.) serán suministrados por la Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto, todas las instalaciones interiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, salvo que los mismos sean causados por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando la cuadrilla que instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación.
17. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión, para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación, en períodos mayores a los anteriormente establecidos.
18. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso. Conforme a 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, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones y hayan transcurrido los treinta días de la

emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones de suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la Distribuidora no deberá seguir facturando al Usuario.

19. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. Para el restablecimiento del suministro se aplicará lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
20. Respecto a la Garantía de Pago se deberá aplicar lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo cual, la Distribuidora no deberá exigir fiador.
21. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en las agencias comerciales o en los lugares señalados por la Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.
22. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica, asimismo conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrá adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro.
23. La metodología para determinar el consumo mensual de energía de las lámparas de alumbrado público, cuando no cuenten con un sistema de medición y se aplique la Tarifa de Alumbrado Público (AP) será determinada por esta Comisión.
24. Conforme lo establecido en el artículo 105 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se establece el costo de falla que debe ser considerado en el cálculo de las indemnizaciones a usuarios finales de distribución cuando se superen los indicadores de calidad indicados en la Normas Técnicas del Servicio de Distribución - NTSD, este costo será de diez (10) veces la tarifa BTS vigente en la ciudad de Guatemala a la fecha de referencia, correspondiente al primer día del período de control.
25. Adicionalmente a las categorías tarifarias aprobadas en el presente pliego tarifario, esta Comisión podrá adicionar si se considera pertinente las categorías tarifarias que resulten de la evaluación de los resultados obtenidos del "Plan Piloto de Medición Prepago" aprobado mediante Resolución CNEE-205-2013, pero en ningún caso podrán superar la eficiencia, valores y parámetros tarifarios aprobados en la presente Resolución. La inclusión de nuevas categorías tarifarias en ningún caso implicará modificación alguna al presente pliego tarifario.
26. Definiciones de los cargos:

Cargo Unitario por Consumidor (CF): es el cargo asociado a los costos de explotación de la Distribuidora por nivel de tensión.

Cargo Unitario por Energía (CE): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del Usuario.

Cargo Unitario por Energía de Punta (CEP): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda.

Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda media.

Cargo Unitario por Energía de Valle (CEV): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda mínima.

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CPEP): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda, para los usuarios de la categoría c).

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda media, para los usuarios de la categoría c).

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CPEV): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda mínima, para los usuarios de la categoría c).

Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC): Es el cargo relacionado con la Potencia que el Usuario contrata con la Distribuidora.

Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPMax): Es el cargo aplicado al valor máximo de las potencias integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante las 24 horas de cada día del mes.

PRECIOS BASE

27. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, los precios base son los que resultan de la aplicación de la Resolución CNEE-79-2013 y de los ponderadores de energía que se aprueban en este pliego, estos estarán vigentes para el período que finaliza el 30 de abril del 2014:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	1.035930	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PPST	57.642408	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PEST _{BTS}	1.053402	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST _{AP}	1.050672	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
PEST _{BTDFP}	1.029178	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST _{BTDFP}	1.032764	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST _{MTDFP}	1.031045	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta

PEST _{MTDP}	1.032077	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST _{PUNTA}	1.151439	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST _{INTERMEDIA}	0.998389	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST _{VALLE}	1.003007	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	96.125647	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	56.226881	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFMT-MTD ₀	2.127.343692	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda
CFBT-BTD ₀	636.796807	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
CFBT-BTS ₀	14.152587	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.120501	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.041289	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBTP	1.161005	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión de Usuarios no afectados a la tarifa social
FPPMTP	1.065803	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión de Usuarios no afectados a la tarifa social
FPPBT	1.161005	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT _{MT}	1.161005	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.065803	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

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

Categoría	NHU	FCRedBT	FCTotalBT	FCTotalMT	FCRedMT	FCI	FPCont
BTS	327.200034	1.000000			1.000000		
AP	366.445534	1.000000			1.000000		
BTDP		0.964909			0.964909	0.809555	0.605902
BTDFP		0.705507			0.705507	0.783946	0.572428
MTDP					0.744076	1.000000	0.938036
MTDFP					0.804389	0.839502	1.000000
BTH			0.521439	0.567352			1.000000
MTH				0.675585			1.000000
PeajeFT _{BT}		0.893871			0.893871	0.918633	
PeajeFT _{MT}					0.893871	0.918633	

32. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E _{BTS}	35.394993%	46.391602%	18.213405%
%E _{AP}	32.173953%	1.977566%	65.848481%
%E _{BTDP}	21.646384%	51.396547%	26.957069%
%E _{BTDFP}	19.377165%	56.104425%	24.518410%
%E _{MTDP}	21.294922%	54.963736%	23.741342%
%E _{MTDFP}	20.595386%	54.839015%	24.565599%

33. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
ALFA	0.989300	Proporción del VAD que se recuperará a través del cargo por potencia contratada
FAPot	0.796307	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.919074	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT _{BTS}	0.919074	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión BTS
FAMT _{AP}	0.919074	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión AP
FAMT _{BTDP}	0.500000	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión BTDP
FAMT _{BTDFP}	0.953192	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión BTDFP
FAMT _{MTDP}	0.953192	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión MTDP
FAMT _{MTDFP}	0.953192	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión MTDFP
FAMT _{BTH}	0.953192	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión BTH
FAMT _{MTH}	0.953192	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión MTH
FAMT _{PEAJE_BT}	0.953192	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión PEAJE_BT

FAMT _{PEAJE_MT}	0.953192	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión PEAJE_MT
--------------------------	----------	--

ESTRUCTURA TARIFARIA

34. Cargos Fijos:

a) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple (CFBTS_n)

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

b) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión con Demanda (CFBTD_n)

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

c) Cargo Fijo Usuarios Media Tensión con Demanda (CFMTD_n)

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

35. Tarifa Baja Tensión Simple (BTS):

Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTS} = PEST_{BTS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot FAPot \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{NHU_{BTS}} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{NHU_{BTS}} \cdot FPPBT + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT_{BTS} \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{NHU_{BTS}} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT + AT_n$$

36. Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP):

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

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

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{BTDP} = PPST \cdot FAPot \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA) + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT_{BTDP} \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

37. Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP):

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

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

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{BTDFP} = PPST \cdot FAPot \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA) + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT_{BTDFP} \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

38. Tarifa Baja Tensión Horaria (BTH):

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

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

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

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

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

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

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{BTH} = PPST \cdot FCTotalMTB_{TH} \cdot FAPot \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FCTotalBTB_{TH} \cdot FABT \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA) + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTB_{TH} \cdot FAMT_{BTH} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

39. Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

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

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTDP} = PPST \cdot FAPot \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FPPMTP + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT_{MTDP} \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

40. Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} \cdot FPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTDFP} = PPST \cdot FAPot \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPPMTP + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT_{MTDFP} \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDFP} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT_{MTDFP} \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPCont_{MTDFP} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

41. Tarifa Media Tensión Horaria (MTH)

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

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

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

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

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

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

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTH} = PPST \cdot FCTotalMTMTH \cdot FAPot \cdot FPPMTP + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTMTH \cdot FAMT_{MTH} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

42. Tarifa Alumbrado Público (AP)

Cargo Unitario por Energía (CE)

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

43. Peaje en Función de Transportista, Usuarios BT (PeajeFT_BT), conforme lo establecido en artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

a) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Punta (CPEP)

$$CPEP_{PeajeFT_BT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

b) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI)

$$CPEI_{PeajeFT_BT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

c) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Valle (CPEV)

$$CPEV_{PeajeFT_BT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{PeajeFT_BT} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT_BT} \cdot FCI_{PeajeFT_BT} \cdot (FPPBTP \cdot FPPMTP - 1) \cdot FAPot + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{PeajeFT_BT} \cdot FCI_{PeajeFT_BT} \cdot FPPBT + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT_{PeajeFT_BT} \cdot FCRedMT_{PeajeFT_BT} \cdot FCI_{PeajeFT_BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT$$

44. Peaje en Función de Transportista, Usuarios MT (PeajeFT_MT), conforme lo establecido en artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

a) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Punta (CPEP)

$$CPEP_{PeajeFT_MT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

b) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI)

$$CPEI_{PeajeFT_MT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

c) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Valle (CPEV)

$$CPEV_{PeajeFT_MT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{PeajeFT_MT} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT_MT} \cdot FCI_{PeajeFT_MT} \cdot (FPPMTP - 1) \cdot FAPot + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT_{PeajeFT_MT} \cdot FCRedMT_{PeajeFT_MT} \cdot FCI_{PeajeFT_MT} \cdot FPPMT$$

FÓRMULAS DE AJUSTE

45. 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 cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

CCER_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 cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

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).
tarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), 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 a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
ntarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
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).
PFE_{t,i+1}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

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

Donde:

APE_n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), 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 a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1.
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, correspondientes a la Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, cargo por servicios de operación del sistema del Ente Operador Regional (EOR) y cargo por regulación del MER de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) esto con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

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

Donde:

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

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

Donde:

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

46. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

$$APENR_{TNS}_n = MPRE_{TNS}_n - MPAE_{TNS}_n$$

Donde:

APENR_{TNS}_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPRE_{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPAE_{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

$$MPRE_{TNS}_n = CCER_{TNS}_n \cdot PRE_n$$

Donde:

MPRE_{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCER_{TNS}_n	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE _n .

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

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y 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
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 (TS), Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), 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 a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE _{t,i+1} radica en que para PTE' _{t,i+1} los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

$$MPAE_{TNS}_n = \sum_{t=1}^3 \sum_{i=1}^{ntarTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE_{t,i+1} \cdot PE_t)$$

Donde:

MPAE_{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), 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 facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE _{t,i+1} radica en que para PTE' _{t,i+1} los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE _{t,i+1} - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales.
PE_t	Precio de compra de energía promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn y la energía considerada en CEDn.

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

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

47. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

$$APPNR_{TNS}_n = MPRP_{TNS}_n - MPAP_{TNS}_n$$

Donde:

APPNR_{TNS}_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPRP_{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPAP_{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

$$MPRP_{TNS}_n = CCPR_{TNS}_n \cdot PRP_n$$

Donde:

MPRP_{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCPR_{TNS}_n	Costos de Compra de Potencia Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP _n .

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

Donde:

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 Tarifa Social de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
DF_{i,t+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTP'_{i,t+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social). La diferencia con PTP' _{i,t+1} radica en que para PTP' _{i,t+1} los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTSS).
EF_{i,t+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

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

Donde:

MPAP^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
EF_{i,t+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t (Tarifas No Sociales). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)

PTP''_{i,t+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTP' _{i,t+1} radica en que para PTP'' _{i,t+1} los factores por pérdidas de potencia se calculan como (PTP' _{i,t+1} - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia, se quedan iguales
DF_{i,t+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), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP _n y las demandas máximas consideradas en CPD _n .

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

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

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

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

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

Donde:

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 49.0%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario

PIPC_{CD,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 51.0%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2011, igual a 106.20
K_{CD,N}	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1

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

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 51.8%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 48.2%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
K_{CD,N}	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
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 las demandas de los sistemas aislados para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + AP_N}{1 + AP_0} + FP_{Ac} \frac{1 + AC_N}{1 + AC_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{At} \frac{1 + At_N}{1 + At_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 32.5%
AP_N	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
AP₀	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, 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 14.3%
AC_N	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
AC₀	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, 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 20.8%
Ah_N	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ah₀	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 5.0%
FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 13.8%
Ae_N	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ae₀	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, 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 18.6%
At_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At₀	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 0.0%

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

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

Donde:

FACF_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD_{CF,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 20.2%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CF,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 79.8%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
K_{CF,N}	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

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

Donde:

FACF_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
PD_{CF,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 20.2%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
PIPC_{CF,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 79.8%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
K_{CF,N}	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

50. Ajuste Anual de los Precios Base:

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

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

Donde:

PE_{ST_i}	Precio Base de Energía de la Tarifa i, donde i= BTS, AP, BTD, BTD, MTDP, MTDFP
PE_{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E_{PUNTA}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa i, en la Banda Horaria de Punta
PE_{INTERMEDIA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
%E_{INTERMEDIA}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa i, en la Banda Horaria Intermedia
PE_{VALLE}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E_{VALLE}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa i, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

51. Ajuste Trimestral, Trimestre Febrero - Abril 2014:

Se aprueba el ajuste trimestral hasta el 30 de abril de 2014, equivalente a -0.137047 Q/kWh, resultante de una proyección de ventas de energía para el próximo trimestre de 134,208,468 kWh, que corresponde a un monto a devolver al usuario de Q18,392,832.52.

	Valor	Unidades	Definición
AT_n	-0.137047	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

52. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de diciembre de 2013:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de diciembre de 2013, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD_{BT}	1.042610	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de diciembre de 2013
FACD_{MT}	1.072547	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de diciembre de 2013
FACF_{BT}	1.064485	Factor de Ajuste de CFBT ₀ y CFBTD ₀ al 31 de diciembre de 2013
FACF_{MT}	1.064485	Factor de Ajuste del CFMTD ₀ al 31 de diciembre de 2013

Estos factores estarán vigentes para el período que finaliza el 31 de julio de 2014.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO QUE FINALIZA EL 30 DE ABRIL 2014

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo Unitario por Consumidor	15.065211	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.80206	Q / kWh
Baja Tensión con Demanda en Punta (BTD)		
Cargo Unitario por Consumidor	677.860382	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.067946	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	45.57333	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	67.544148	Q / kW-mes
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFF)		
Cargo Unitario por Consumidor	677.860382	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.063762	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	32.467651	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	55.773787	Q / kW-mes
Baja Tensión Horaria (BTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	677.860382	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	1.206412	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	1.027839	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	1.033227	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	33.252963	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	95.090567	Q / kW-mes
Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)		
Cargo Unitario por Consumidor	2264.524558	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.937643	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	36.889064	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	42.304089	Q / kW-mes
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	2264.524558	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.936569	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	33.47867	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	40.929226	Q / kW-mes

Media Tensión Horaria (MTH)

Cargo Unitario por Consumidor	2264.524558	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	1.061934	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.902564	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.907373	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	33.493485	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	40.947338	Q / kW-mes

Tarifa de Alumbrado Público (AP)

Cargo Unitario por Energía	1.722832	Q / kWh
----------------------------	----------	---------

Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.169165	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.143642	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.144412	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	155.169286	Q / kW-mes

Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.041883	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.035564	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.035755	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	52.787908	Q / kW-mes

53. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre que finaliza el 30 de abril de 2014, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.074206%
--------------------------	-----------

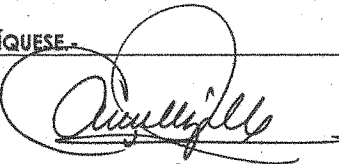
54. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR_{BTS_m}	109.03	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
CACYR_{BTD-BTH_m}	327.20	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTD, BTDFF, BTH.
CACYR_{MTD-MTH_m}	981.60	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTH.

Los cargos por corte y reconexión aprobados en la presente Resolución serán sujetos a revisión por esta Comisión cuando lo considere pertinente.

- II. La Distribuidora está obligada a entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cualquier información que se le solicite, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente Resolución.
- III. Para el caso del monto máximo del Peaje en Función de Transportista, que la Distribuidora puede cobrar, se establecen los precios y procedimientos contenidos en la presente Resolución.
- IV. Se deroga la resolución CNEE-35-2014 y cualquier otra que contravenga la presente resolución.
- V. La presente resolución, tendrá vigencia a partir del día de su aprobación, la cual será aplicable durante el quinquenio comprendido del año dos mil catorce al año dos mil diecinueve, el cual finaliza el treinta y uno de enero de dos mil diecinueve.

PUBLÍQUESE.


Licenciada Carmen Urizar Hernández
Presidente




Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova
Directora


Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director


Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General


Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

(361469-2)-6-febrero



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCION CNEE-44-2014

Guatemala, 4 de febrero de 2014

LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en los artículos 6 y 59, establecen que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61 y 76 de la misma ley estipulan que, las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión; asimismo, los artículos 74, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que los Términos de Referencia del Estudio del VAD, serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, vence el treinta y uno de enero del año dos mil catorce, es necesario poner en vigencia uno nuevo.

CONSIDERANDO:

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

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante Resolución CNEE-42-2014 de fecha cuatro de febrero de dos mil catorce, aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, cumplimiento a lo establecido en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, la normativa citada, ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y preceptuado en los artículos 92, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad,

RESUELVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atiende Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, en adelante "La Distribuidora", para el quinquenio comprendido del año dos mil catorce al año dos mil diecinueve, conformidad con los siguientes puntos:

CONDICIONES GENERALES:

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica, dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda, de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un periodo de facturación mensual o consumo promedio diario hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
3. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año que, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. Para el servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado para la instalación. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolviéndole al Usuario el costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser nuevamente utilizados por la Distribuidora.
4. La acometida total y todos los equipos de medición (medidor, transformadores corriente, transformadores de tensión, conectores, cable de acometida, etc.) son suministrados por la Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto todas las instalaciones interiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños ajenos al deterioro natural o obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, salvo que los mismos sean causados por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar precintos a todos los medidores previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados identificando cuadrilla que instaló y personal de la distribuidora responsable de la instalación.
5. Para los efectos de facturación, el periodo será mensual o bimensual, a cuyo término elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias podrá solicitar la aprobación a la Comisión, para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación, en periodos mayores a los anteriormente establecidos.
6. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle intereses por mora. La tasa de interés será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, desconexión del servicio la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) En el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones, previa notificación, y hayan transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin autorización de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones de suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la Distribuidora no debe seguir facturando al Usuario.
7. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. Para el restablecimiento del suministro se aplicará lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
8. Respecto a la Garantía de Pago se deberá aplicar lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo cual, la Distribuidora no deberá exigir fiador.
9. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en agencias comerciales o en lugares señalados por la Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.
10. La factura deberá incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas impuestas por Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro.
11. Conforme lo establecido en el artículo 105 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se establece el costo de falla que debe ser considerado en el cálculo de las tarifas.