

PUBLICACIONES VARIAS



EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE JALAPA



REVOCATORIA DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO INTERNO E INTEGRACIÓN DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN.

ACTA No. 13-23-02-2016. Sesión Pública Ordinaria celebrada por el Honorable Concejo Municipal de Jalapa el día martes veintitrés de febrero del año dos mil dieciséis, siendo las diecisiete horas en punto, reunidos en el Salón de Sesiones de la Corporación Municipal de esta ciudad, presidida por el Señor Mario Alejandro Estrada Ruano, Alcalde Municipal, con el Síndico Primero, Omar Estuardo Campososa Dardón, Síndico Segundo Rosemary Guerra Orellana, Síndico Tercero, Ricardo Daniel Martínez Zeceña, y los Concejales: Jesús Lemus Navas, Hugo René Méndez Nájera, Milder Nineth Palma Navas, Aina Gladys Gómez Rosell de Barrera, María Teresa Zén Morales de Ruedas, Arnoldo Irujoel Munguía de la Cruz, María Elena Zapata González, Norma Haydeé Cruz Ruedas, Beverly Yanelli Rivera Santos, Jovell de Jesús Martínez y Mirna Edith Reyes González, Secretarías Municipales que suscribe, para dejar constancia de lo siguiente PRIMERO: Se declara abierta la sesión por el señor Alcalde Municipal, Mario Alejandro Estrada Ruano. SEGUNDO: Se dio lectura a los puntos de agenda a tratar, habiendo sido aprobada por todos los presentes. TERCERO: Lectura del acta anterior, la cual es aprobada por unanimidad por el Honorable Concejo Municipal. CUARTO:.....QUINTO:.....SEXTO:.....SEPTIMO:.....OCTAVO:.....NOVENO:.....DECIMO: El señor Alcalde Municipal, Mario Alejandro Estrada Ruano, hace del conocimiento al Honorable Concejo de la Ampliación al Punto Cuarto del Acta No. 07-20-01-2016; el cual luego de analizar y deliberar, el Pleno del Concejo da por aprobada la Ampliación del Punto, el que queda de la siguiente manera: 'Se procede a dar lectura a oficio enviado por el Interventor de la Empresa Eléctrica Municipal, Licenciado Jorge Romeo Portillo Quijada, relacionado con el Reglamento de la Empresa Eléctrica Municipal vigente y la problemática suscitada en la Administración anterior, con referencia al pago de multa en la Superintendencia de Administración Tributaria (SAT)'. En tal sentido, indica el señor Alcalde Municipal, Mario Alejandro Estrada Ruano, que desde el momento en que se renunció a las dietas del Concejo de Administración de la Empresa Eléctrica Municipal, no queda otra alternativa que someter a discusión las reformas de dicho Reglamento, Por tal razón, el Honorable Concejo Municipal, luego del análisis y deliberación del caso, por Mayoría, ACUERDA: I) Revocar la parte de las reformas al Reglamento de la Empresa Eléctrica Municipal, según consta en Acta 05-23-08-12. II) En lo concerniente a la integración del Consejo de Administración, en consecuencia, se dejen sin efecto el Artículo 1 de las Modificaciones y de esta manera se le devuelva la independencia a la Empresa Eléctrica Municipal y el Artículo 3, entendiéndose que la Empresa Eléctrica Municipal, será dirigida por el Comité de Administración, de conformidad con el Reglamento anterior, quedando integrado entonces el Comité, por tres miembros propietarios y tres suplentes delegados por la Municipalidad de Jalapa, en la siguiente forma: 1 propietario y 1 suplente, de los miembros de la Municipalidad que serán susstituidos cuando haya cambio de las autoridades municipales, de conformidad con la Ley o por disposición del propio Concejo Municipal, cuatro vecinos honorables (dos propietarios y dos suplentes) que fungirán durante un periodo de dos años y podrán ser nombrados por otros periodos. Los vecinos miembros del Comité, podrán ser removidos por el Concejo Municipal, si no está cumpliendo con las fines para los cuales fueron designados. Los integrantes del Comité de Administración devengarán las dietas que fije la Municipalidad de acuerdo con el INDE. III). Razona su voto, el Concejale Decimo, Jovell de Jesús Martínez por haber formado parte del Concejo Municipal anterior, quien aprobó las reformas en mención. IV) Levantábase el presente acuerdo a nombre correspondiente, para los efectos legales correspondientes. V) Cúmplase. DECIMO PRIMERO:.....DECIMO SEGUNDO:.....DECIMO TERCERO:.....DECIMO CUARTO:.....DECIMO QUINTO: No habiendo más que hacer constar se da por finalizada la presente siendo las veintuna horas con diez minutos en el mismo lugar y fecha de su inicio, leída ratificada y firmada por quienes en ella intervinieron. Damos fe.....

Mario Alejandro Estrada Ruano, Alcalde Municipal. Jalapa, AGOSTO, 2016. Includes official stamp of the Municipality of Jalapa.

07704-20-31 agosto

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-223-2016

Guatemala, 25 de agosto de 2016

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en los artículos 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a usuarios del servicio de distribución final. Los artículos 61, 74, 76, 77 y 78 de la misma ley estipulan que, los tarifas a usuarios del servicio de distribución final serán determinadas por la Comisión y que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargarlo a una firma de ingeniería especializada 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 al 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 la Ley General de Electricidad en los artículos 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a usuarios del servicio de distribución final. Los artículos 61, 74, 76, 77 y 78 de la misma ley estipulan que, los tarifas a usuarios del servicio de distribución final serán determinadas por la Comisión y que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargarlo a una firma de ingeniería especializada 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 al 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 mismo reglamento, establece que cuando pase el plazo de la vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio referido 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, evaluará las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de 15 días hábiles recibidos las observaciones y que de persistir las discrepancias se procederá a conformar la Comisión Parcial, establecida en el artículo 75 de la Ley General de Electricidad y que 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 esta entidad independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por la distribuidora.

CONSIDERANDO:

Que Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, ha presentado el Estudio del Valor Agregado de Distribución en la fecha establecida en la legislación citada, por lo que esta Comisión a través de la Gerencia de Tarifas, elaboró el estudio independiente para determinar a dicho distribuidora el Valor Agregado de Distribución y en base a los artículos 78 y 79 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, correspondiente a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica por mandato legal, aprobar un estudio tarifario que sirva de base para la fijación de las tarifas definitivas, siendo éste el estudio elaborado independientemente por esta Comisión.

PORTANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con base en lo considerado y en los artículos 72, 97, 78 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad

RESUELVE:

- 1. Aprobar el estudio tarifario elaborado independientemente por esta Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el cual servirá de base para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente a Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios.
2. La presente resolución, entrará en vigencia a partir del día de su aprobación.

PUBLICUÉSE.

Handwritten signatures and official stamps of the Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Includes names like Licenciado Jorge Romeo Portillo Quijada, Licenciado Silvio Rylh Alvarado Silva de Gándara, and Licenciado Jorge Romeo Portillo Quijada.

07730-20-31 agosto

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-224-2016

Guatemala, 25 de agosto de 2016.

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 6 de la Ley General de Electricidad establece que el función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica es emitir 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 anticompetitivas contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias dentro de 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 el artículo 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a los usuarios del servicio de distribución final. El artículo 61 de la misma ley establece 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 reconocido 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 conjuntamente 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, siendo revisado por la Comisión, la metodología para la determinación de las tarifas 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 fija las tarifas, sus fórmulas de ajuste, los estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para usuarios del servicio de distribución final, los cuales tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el primer pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, está por vencer, es necesario poner en vigencia uno nuevo.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica aprobó el Estudio tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 95 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

PLIEGO TARIFARIO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, la normativa citada, en ejercicio de las facultades y atribuciones que la confiere la Ley General de Electricidad y lo prescrito en los artículos 90, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que indican que se debe emitir y publicar un pliego tarifario.

RESOLVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y los fórmulas de ajuste periódica, 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 la Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, en adelante "La Distribuidora", para el período comprendido del uno de septiembre de dos mil dieciséis, al treinta y uno de agosto de dos mil veintinueve, de conformidad con los siguientes puntos:

CONDICIONES GENERALES:

1. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 4 de la Ley General de Electricidad, al titular o pasadero 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 bajo tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a once kilovatios (11 kW); b) Usuarios con servicio en bajo o media tensión, cuya demanda de potencia es mayor de once kilovatios (11 kW); y c) Usuarios en tensión en bajo o media tensión que cumplen 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 Soja Tensión Simple (BIS).
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 (BIDP), Baja Tensión con Demanda fuera de Punta (BIDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión con Demanda en Punta (MIDP), Media Tensión con Demanda fuera de Punta (MIDFP), Media Tensión Horaria (MTH).
6. Para los usuarios dentro de las opciones tarifarias BTH, BIDP, BIDFP y MIDFP, 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 0.8. 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. 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 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 libremente con el Usuario, quien podrá solicitar su actualización a partir de dicha declaración. A requerimiento del Usuario, la Distribuidora está obligada a proporcionar 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 -NSTD-.
 11. Los bandos horarios correspondientes a los períodos de máxima (punta), media (intermedia) y mínima (valle) son los definidos en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista o los 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 reafiliación 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, la cual deberá comunicarse en forma fehaciente internamente 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 el nivel de tensión al cual están 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 inactiva inferior a lo establecido en las 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 mes (véase B.6.1) 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 comprobare 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 cuyo 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, todos 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 medidores o todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todas las precisiones instaladas, así como de la fecha que instalo 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 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la devolución o 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 opina trimestral, actualizándose según la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicado por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá aplicar ningún otro cargo debido al atraso.
- Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la discontinuación del servicio lo podrá solicitar 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 diez o más facturas consecutivas y haya sido transcurridos los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Pasado el costo 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.

- Respecto a la Garantía de Pago se deberá aplicar la establecida en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por la cual la Distribuidora no deberá exigir factor.
- 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.
- De acuerdo a la opción técnica, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que están directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica, conforme conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y sobre el cumplimiento de las Condiciones Estándar de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los recargos por tasas e impuestos de ley, no contemplados en el artículo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro.
- La metodología para determinar el consumo mensual de energía de las temporales de alumbrado público, cuando no cuenten con un sistema de medición y se aplique la tarifa de Alumbrado Público (A-P) será determinada por esta Comisión.
- Conforme lo establecido en el artículo 105 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se establece el costo de falta que debe ser considerado en el cálculo de las indemnizaciones a usuarios finales de distribución cuando se superen los indicadores de calidad indicados en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución - NTSd, este costo será de diez (10) veces la tarifa B1S vigente en la ciudad de Guatemala a la fecha de referencia, correspondiente al primer año del periodo de control.
- 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 periodo de máxima demanda.

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

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

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

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

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

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 periodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante las 24 horas de cada día del mes.

PRECIOS BASE

- 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, periodo del 1 mayo de 2016 al 30 de abril del 2017, los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.898830	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PPST	57.014683	Q/kWh-mes	Precio Base de Potencia de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PEST _{EP}	0.898830	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
PEST _{EPDF}	0.898830	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST _{EPDF}	0.898830	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST _{EMDF}	0.898830	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST _{EMDF}	0.898830	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST _{PUNTA}	0.898830	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST _{INTERMEDIA}	0.898830	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST _{VALLE}	0.898830	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDST	45.036884	Q/kWh-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	25.744640	Q/kWh-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

28. Los Cargos Base de Consumidor (CB) son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBT-MTDs	851.428784	Q/Usuario-mes	Cargo fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda
CFBT-BTDs	244.786775	Q/Usuario-mes	Cargo fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
CFBT-SBS	10.642860	Q/Usuario-mes	Cargo fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPBET	1.038680	factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPBEMT	1.045688	factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPBPATP	1.120019	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión de Usuarios no afectos a la tarifa social
FPMPATP	1.056432	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión de Usuarios no afectos a la tarifa social
FPFBT	1.128016	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPFBT_MT	1.126016	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión Coincidente con la Red de Media Tensión
FPFBT	1.038432	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

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

Categoría	NHU	FCRedBT	FCTotalBT	FCTotalMT	FCRedMT	FCI	FPCont
BTS	594.041274	1.000000			1.000000		
AP	363.532767	1.000000			1.000000		
BTDF		0.930731			0.930735	0.764858	0.615949
BTDFP		0.634170			0.634170	0.803652	0.594974
MTDF					0.584897	0.590840	0.580018
MTDFP					0.852448	0.825456	1.000000
BTH			0.484314	0.481683			1.000000
MTH				0.772480			1.000000
PotajeFT_BT	0.846779				0.846779	0.695252	
PotajeFT_MT					0.846779	0.695252	

31. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E _{EP}	32.565097%	47.740901%	19.594002%
%E _{EP}	32.476223%	2.012637%	65.509141%
%E _{EMDF}	21.405461%	51.574083%	27.020456%
%E _{EMDF}	18.357453%	59.672978%	21.949550%
%E _{EPDF}	19.106636%	59.360125%	21.533240%
%E _{EMDF}	21.560393%	35.744483%	22.695125%

32. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
ALFA	0.977056	Proporción del VAD que se recuperará a través del cargo por potencia contratada
FAPot	0.889212	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	1.133358	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.133452	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

33. Cargos Fijos:

a) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple (CFBTS_S)

$$CFBTS_S = CFBTS_S * FACF_{BT}$$

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

$$CFBTD_S = CFBTD_S * FACF_{BT}$$

c) Cargo fijo Usuarios Media Tensión con Demanda (CFMTD₂)

$$CFMTD_2 = CFMTD_1 \cdot FACE_{MT}$$

34. Tarifa Baja Tensión Simple (BTS):

Cargo Unitario por Energía (CE)

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

35. Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

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

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

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

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

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

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

37. Tarifa Baja Tensión Horaria (BTH)

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

$$CEP_{BTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$$

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

$$CEV_{BTH} = PEST_{VALLE} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{BTH} = PPST \cdot FCTotalMTBTH \cdot FAPot \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FCTotalBTBTH \cdot FABT \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA) + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTBTH \cdot FAMT \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

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

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

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

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

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

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

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

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

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

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

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

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

40. Tarifa Media Tensión Horaria (MTH)

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

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

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

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

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

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

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

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

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

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

41. Tarifa Alumbrado Público (AP)

Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{AP} = PEST_{AP} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + PPST \cdot FAPot \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot \frac{FCRedBT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT + AT_n$$

42. Peaje en Función de Transportista, Usuarios BI (Peaje BI), conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

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

$$CPEP_{PUNTA_{BT}} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPPEBT - FPPEMT - 1)$$

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

$$CPEI_{PUNTA_{BT}} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPPEBT - FPPEMT - 1)$$

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

$$CPEV_{PUNTA_{BT}} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPPEBT - FPPEMT - 1)$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

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

43. **Peaje en función de Transporte. Usuarío MT (PeajePT_Mt), conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:**

a) **Carga Unitaria por Pérdidas de Energía Punta (CPEP)**

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

b) **Carga Unitaria por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI)**

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

c) **Carga Unitaria por Pérdidas de Energía Valle (CPEV)**

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

d) **Carga Unitaria por Potencia Máxima (CPMax)**

$$CPMax_{PuntoPT_Mt} = PPST \cdot FCRedMT_{PuntoPT_Mt} \cdot FC1_{PuntoPT_Mt} \cdot (FPPMTP - 1) \cdot FAPot + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FPMT \cdot FCRedMT_{PuntoPT_Mt} \cdot FC1_{PuntoPT_Mt} \cdot FPPMT$$

44. **Carga por Corte y Reconexión (CACYR)**

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

$$CACYR_{BTS_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTS_0}$$

$$CACYR_{BTD-BTH_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTD-BTH_0}$$

$$CACYR_{MID-MIH_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{MID-MIH_0}$$

Donde:

CACYR _{BTS_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para la tarifa BTS.
CACYR _{BTD-BTH_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTD, BTDFF, BTH.
CACYR _{MID-MIH_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MIDF, MIDFF, MIH.
FACACYR _m	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR _{BTS_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para la tarifa BTS.
CACYR _{BTD-BTH_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas: BTD, BTDFF, BTH.
CACYR _{MID-MIH_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MIDF, MIDFF, MIH.

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

	Valor	Unidad	Descripción
CACYRBTS_0	100.335771	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
CACYRBTD-BTH_0	301.007312	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTD, BTDFF, BTH.
CACYRMTD-MIH_0	903.021935	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MIDF, MIDFF, MIH.

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 trasladadas 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.

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

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 _{i,j}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa j. 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 I= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDPI), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFF), Media Tensión con Demanda en Punta (MIDPI), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MIDFF), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en función de Transportista Baja Tensión (PeajePT_BT), Peaje en función de Transportista Media Tensión (PeajePT_MT).

PTP _{i,j}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa i en el mes j+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
tarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde I = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP).
EF _{i,j}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa j. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PFP _{i,j}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes j+1 a cada tarifa j.

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

Donde:

APE _n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n.
CCER _n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n.
tarETNS	Tipos de tarifas existentes, donde I = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDPI), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFF), Media Tensión con Demanda en Punta (MIDPI), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MIDFF), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en función de Transportista Baja Tensión (PeajePT_BT), Peaje en función de Transportista Media Tensión (PeajePT_MT).
EF _{i,j}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa j. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE _{i,j}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa i en el mes j+1.
PFE _{i,j}	Precio Base Facturado de Energía en el mes j+1 a cada tarifa j.

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO _n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR _n	Cuentas Reales en el trimestre n, correspondientes a la Cuenta por Administración y Operación del Mercado Mayorista, cargo por servicios de operación del sistema del Ente Operador Regional (EOR), cargo por regulación del MER de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y el costo de Garantía de Pago establecido en los Contratos Existentes, esto con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

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

Donde:

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

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

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 Reconocidos en el trimestre n
APPNR _n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidos 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

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

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 APEn.

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

Donde:

PRE _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 _{i,j+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde i = 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'_{i,j+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria i. La diferencia con PTE _{i,j+1} radica en que en para PTE'_{i,j+1} los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

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

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 i = 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 _{i,j+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE'_{i,j+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria i. La diferencia con PTE _{i,j+1} radica en que para PTE'_{i,j+1} los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE _{i,j+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	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 APEn.

$$PRP_n = \left(\frac{CPD_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{ntarD} (DF_{i,j+1} \cdot PTP'_{i,j+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{ntarTOT} (EF_{i,j+1} \cdot PTP'_{i,j+1})}{CPD_n} \right)$$

Donde:

MPRP ^{TNS} _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 la registrada 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 i = 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,j+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTP'_{i,j+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria i (Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social). La diferencia con PTP _{i,j+1} radica en que para PTP'_{i,j+1} los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarTOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde i = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTSS).
EF _{i,j+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

$$MPAP^{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{ntarTNS} (EF_{i,j+1} \cdot PTP'_{i,j+1} \cdot PP_i) + \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{ntarD} (DF_{i,j+1} \cdot PTP'_{i,j+1} \cdot PP_i)$$

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,j+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i (Tarifa No Social). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarTNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde i = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
PTP'_{i,j+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria i. La diferencia con PTP _{i,j+1} radica en que para PTP'_{i,j+1} los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTP _{i,j+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,j+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)

ntarD	Tiempo de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Medio Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Medio Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Medio Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Medio Tensión (PeajeFT_MT).
FP _n	Precio de compra de potencia promedio de las Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP _n y las demandas máximas consideradas en CPD _n .

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

- Si $MPPRP_{n-1}^{TNS} - MPAP_{n-1}^{TNS} \leq 0 \rightarrow APPNR_{n-1}^{TNS} = 0$
- Si $MPPRP_{n-1}^{TNS} - MPAP_{n-1}^{TNS} > 0 \rightarrow APPNR_{n-1}^{TNS} = MPPRP_{n-1}^{TNS} - MPAP_{n-1}^{TNS}$

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:

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

Donde:

FACD _{ST}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD _{CD,ST}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 51,966054%
TC _n	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquaf.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2014, igual a 7,59675 Q/US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC _{CD,ST}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 48,033946%
IPC _n	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2014, igual a 118,06
K _{CD,N}	Factor de reducción del CD en el periodo "N" igual a 1

$$FACD_{ST} = \left(PD_{CD,ST} \cdot \frac{TC_n}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,ST} \cdot \frac{IPC_n}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CDM \sum_{i=1}^n D_{max,ST}}$$

Donde:

FACD _{ST}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD _{CD,ST}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 47,731629%
TC _n	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquaf.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2014, igual a 7,59675 Q/US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC _{CD,ST}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 52,268371%
IPC _n	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2014, igual a 118,06
K _{CD,N}	Factor de reducción del CD en el periodo "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
D _{max,ST}	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.

$$FAA = FP_{ST} \cdot \frac{1 + AP_n}{1 + AP_0} + FP_{AC} \cdot \frac{1 + AC_n}{1 + AC_0} + FP_{AD} \cdot \frac{1 + AD_n}{1 + AD_0} + FP_{AH} \cdot \frac{1 + AH_n}{1 + AH_0} + FP_{AE} \cdot \frac{1 + AE_n}{1 + AE_0} + FP_{AT} \cdot \frac{1 + AT_n}{1 + AT_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP _{ST}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810,99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25,60%
AP _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 ₀	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810,99.00 del Arancel

	Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2014, 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 19,45%
AD _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 efectuó el ajuste
AD ₀	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 2014, 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 17,76%
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 efectuó el ajuste
AH ₀	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318,15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2014, 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 1,55%
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 efectuó el ajuste
AE ₀	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535,21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2014, 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 35,19%
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 efectuó el ajuste
AT ₀	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504,33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2014, igual a 0,0%

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

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

Donde:

FACF _{ST}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD _{CF,ST}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 20,232927%
TC _n	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquaf.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2014, igual a 7,59675 Q/US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIPC _{CF,ST}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 79,767073%
IPC _n	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2014, igual a 118,06
K _{CF,N}	Factor de reducción del CF en el periodo "N" igual a 1

$$FAC_{CM} = \left(PD_{CM} \cdot \frac{TC_M}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CM} \cdot \frac{IPC_M}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CM}}{K_{CM}}$$

Donde:

FAC_{CM}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MI
PD_{CM}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MI, igual a 20.232927%
TC_M	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquatl.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 2014, igual a 7.59476 Q/US\$
PIPC_{CM}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MI, igual a 79.767073%
IPC_M	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2014, igual a 118.06
K_{CM}	Fecha de reducción del Q en el símbolo "Q" igual a 1

50. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACR_m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
IPC_m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_n	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2014, igual a 118.06

51. Ajuste Anual de los Precios Base:

Conforme la establecido en el artículo 34 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con base a los precios de compra de energía de la Distribuidora por Banda Horaria, la Comisión podrá determinar Precios Base de Energía Ponderados por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PEST_m = PE_{PUNTA} * \%E_{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_{VALLE}$$

Donde:

PE_{ST}	Precio Base de Energía de la Tarifa i, donde i= B1S, AP, B1DP, B1DPP, MIDP, MIDFP
PE_{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
PE_{INTERMEDIA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
PE_{VALLE}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E_{PUNTA}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa i, en la Banda Horaria de Punta
%E_{INTERMEDIA}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa i, en la Banda Horaria Intermedia
%E_{VALLE}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa i, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE JULIO DE 2016

52. Ajuste Trimestral, Trimestre Septiembre - Noviembre 2016:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de septiembre al 30 de noviembre de 2016, es de:

Ati	Valor	Unidades	Definición
	0.012076	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

53. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de julio de 2016:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de julio de 2016, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD_{ST}	1.027784	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de julio de 2016
FACD_{MT}	1.071643	Factor de Ajuste del COMT al 31 de julio de 2016
FACF_{ST}	1.049249	Factor de Ajuste de CFBISe y CFBIDe al 31 de julio de 2016
FACF_{MT}	1.040349	Factor de Ajuste del CFMIDe al 31 de julio de 2016
FACACR_m	1.062934	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de julio de 2016

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de septiembre de 2016 al 28 de febrero de 2017.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERIODO DEL 1 DE SEPTIEMBRE AL 30 DE NOVIEMBRE DE 2016

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo Unitario por Consumidor	11.147010	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.352272	Q / kWh
Baja Tensión con Demanda en Punta (B1DP)		
Cargo Unitario por Consumidor	256.841230	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.044721	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	44.343284	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	42.437215	Q / kW-mes
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (B1DPP)		
Cargo Unitario por Consumidor	256.841230	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.044721	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	30.819387	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	28.485890	Q / kW-mes
Baja Tensión Horaria (BTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	256.841230	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	1.044721	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	1.044721	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	1.044721	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	29.242081	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	45.552302	Q / kW-mes
Media Tensión con Demanda en Punta (M1DP)		
Cargo Unitario por Consumidor	893.360800	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.951972	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	30.489599	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	18.168656	Q / kW-mes
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (M1DPP)		
Cargo Unitario por Consumidor	893.360800	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.951972	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	37.017263	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	22.763736	Q / kW-mes
Media Tensión Horaria (M1TH)		
Cargo Unitario por Consumidor	893.360800	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.951972	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.951972	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.951972	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	40.640218	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	24.691470	Q / kW-mes
Tarifa de Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía	1.471144	Q / kWh
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_B1)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.132612	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.132612	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.132612	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	80.378132	Q / kW-mes
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.041618	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.041618	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.041618	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	27.271112	Q / kW-mes

54. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de septiembre al 30 de noviembre de 2016, por la Distribuidora es de:

Tasa de Interés por mora	1.033613%
--------------------------	-----------

55. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del 01 de septiembre de 2016 al 28 de febrero de 2017 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACR_{ST}	106.650312	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
CACR_{ST-B1DP}	319.950936	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías: B1DP, B1DPP, BTH.
CACR_{ST-M1DP}	729.622007	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías: M1DP, M1DPP, MTH.

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 Pago en Función de Transportista, que la Distribuidora puede cobrar, se establecen los precios y procedimientos contenidos en la presente Resolución.

IV. La presente resolución, entrará en vigencia el uno de septiembre de dos mil dieciséis.

PUBLÍQUESE.-

Handwritten signatures and stamps of the CNEE officials, including the President, Secretary General, and Director.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-225-2016

Guatemala, 25 de agosto de 2016

LA COMISIÓN 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 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 el artículo 6 y 39, establece que están sujetas a regulación las tarifas de suministro de electricidad que se presta a los usuarios del servicio de distribución final. El artículo 61 de la misma ley estipula 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 las componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD), mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería especializada por la Comisión, y que los fórmulas de Referencia del Estudio del VAD serán elaboradas 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 justamente 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, siendo revisada por la Comisión, la metodología para la determinación de las tarifas 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 82 y 83 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, los estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para usuarios del servicio de distribución final, los cuales tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, está por vencer, es necesario emitir en vigencia una 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 los nombres, 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 su reglamento; la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referida a la potencia de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución (VAD); el precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar únicamente 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 aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 78 y 79 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 la preceptuado en los artículos 92, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que indican que se debía emitir y publicar un pliego tarifario.

RESUELVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódicas, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atiende la Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, en adelante "la Distribuidora", para el período comprendido del uno de septiembre de dos mil dieciséis, al treinta y uno de agosto de dos mil diecisiete, de conformidad con los siguientes puntos:

CONCLUSIONES 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 consume la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un periodo de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.

2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.

3. El servicio de suministro eléctrico temporal de aquel cuyo duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. 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.

4. 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 cuadrito que instale y personal de la distribuidora responsable de la instalación.

5. Para los efectos de facturación, el período será mensual e inmensurable, 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.

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, calculándose como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicado por el Banco de Guatemala, correspondiente al bimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.

Conforme a lo establecido en el artículo 90 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio lo 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 facturas, previa notificación, y hayan transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consume energía sin aprobación de la Distribuidora; (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la Distribuidora no deberá 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 los 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 están 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, previo autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los multas por lujos e impuestos de 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 falta 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 - Instar, este costo será de diez (10) veces la tarifa OTG vigente en la ciudad de Guatemala a la fecha de referencia, correspondiente al primer día del período de control.

12. Definiciones de los Cargos, según el artículo 89 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

Cargo unitario por Consumidor (CU): el cargo unitario 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.