

TRAMITE: Estudio Tarifario de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A.), para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de ELFEC S.A., para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, con sus respectivas Fórmulas de Indexación, la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018, su fórmula de actualización los factores típicos de carga y participaciones de energía por bloques horarios.

VISTOS:

La nota AE-287-DPT-58/2019 de 04 de febrero de 2019; la nota AE-500-DPT-94/2019 de 18 de febrero de 2019; el Acta de Reunión N° 18 de 21 de febrero de 2019; la nota AE-584-DPT-120/2019 de 22 de febrero de 2019; la nota AE-690-DPT-138/2019 de 11 de marzo de 2019; la nota AE-801-DPT-165/2019 de 22 de marzo de 2019; el Acta N° 25 de 29 de marzo de 2019; la Resolución AETN N° 616/2019 de 03 de mayo de 2019; la nota con Registro N° 6787 de 20 de mayo de 2019; la nota AETN-1504-DPT-284/2019 de 28 de mayo de 2019; la nota AETN-1630-DPT-312/2019 de 06 de junio de 2019; la nota con Registro N° 8125 de 14 de junio de 2019; la nota con Registro N° 8504 de 24 de junio de 2019, ELFEC S.A.; la nota con Registro N° 8878 de 1° de julio de 2019; la nota AETN-1923-DPT-368/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1930-DPT-375/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1937-DPT-382/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1944-DPT-389/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1951-DPT-395/2019 de 05 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9618 de 15 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9619 de 15 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9620 de 15 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9621 de 15 de julio de 2019; la nota AETN-2078-DPT-420/2019 de 22 de julio de 2019; la Resolución AETN N° 741/2019 de 22 de julio de 2019; la Resolución AETN N° 741/2019 de 22 de julio de 2019; la nota con Registro N° 10095 de 24 de julio de 2019; la nota con Registro N° 10417 de 31 de julio de 2019; la nota con Registro N° 10481 de 1° de agosto de 2019; la nota con Registro N° 10482 de 1° de agosto de 2019; la nota AETN-2211-DPT-460/2019 de 07 de agosto de 2019; la nota con Registro N° 11862 de 30 de agosto de 2019; la nota AETN-2456-DPT-490/2019 de 02 de septiembre de 2019; la nota AETN-2461-DPT-496/2019 de 02 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13227 de 25 de septiembre de 2019; la nota AETN-2786-DPT-535/2019 de 02 de octubre de 2019; el Acta N° 92 de 04 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 13885 de 08 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 14175 de 11 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 982/2019 de 28 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 15095 de 31 de octubre de 2019; el Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 1111/2019 de 09 de diciembre de 2019; la Resolución AETN N° 1112/2019 de 09 de diciembre de 2019; la Resolución AETN N° 1113/2019 de 09 de diciembre de 2019; el Informe AETN-DPT N° 830/2019 de 09 de diciembre de 2019; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y,

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante nota AE-287-DPT-58/2019 de 04 de febrero de 2019, la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), actualmente denominada Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AETN) remitió los términos de referencia



para la elaboración del Estudio Tarifario de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A.).

Que mediante nota AE-500-DPT-94/2019 de 18 de febrero de 2019, se invitó al equipo técnico del Área Comercial de ELFEC S.A. a una capacitación relativa a la Determinación de Tarifas de Distribución en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo 2019 – 2023.

Que el 21 de febrero de 2019, en dependencias del Ente Regulador, funcionarios de la AETN realizaron la capacitación a personal de ELFEC S.A. referente a la Determinación de Tarifas de Distribución en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo 2019 – 2023, firmándose a su conclusión el Acta de Reunión N° 18 de la misma fecha.

Que mediante nota AE-584-DPT-120/2019 de 22 de febrero de 2019, se remitió a ELFEC S.A. la lista de empresas consultoras con registro vigente las cuales están certificadas para realizar Estudios Tarifarios.

Que mediante nota AE-690-DPT-138/2019 de 11 de marzo de 2019, se informó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) que mediante nota AE-287-DPT-58/2019 de 04 de febrero de 2019, se remitieron los Términos de Referencia para el Estudio Tarifario de ELFEC S.A., el mismo que establece que una Firma Consultora podrá realizar el Estudio Tarifario de acuerdo a la lista de empresas consultoras habilitadas por el Ente Regulador.

Que mediante nota AE-801-DPT-165/2019 de 22 de marzo de 2019, se invitó al personal técnico de ELFEC S.A., responsable de la elaboración de la información del Programa de Inversiones del periodo 2020-2023, a participar de la reunión programada para el 29 de marzo de 2019, en oficinas del Ente Regulador.

Que el 29 de marzo, en dependencias de la AETN se sostuvo una reunión con el personal técnico de ELFEC S.A. en el marco de la aprobación del Plan de Expansión y Programa de Inversiones para el periodo 2020 – 2023 propuesto por la Distribuidora, firmándose a su conclusión el Acta N° 25 de la misma fecha.

Que mediante Resolución AETN N° 616/2019 de 03 de mayo de 2019, se aprobaron los montos válidos y reconocidos por la AETN, de las inversiones comprometidas de ELFEC S.A. correspondiente al periodo 2015 – 2017.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 6787 de 20 de mayo de 2019, ELFEC S.A. presenta el Informe de Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga correspondiente al Estudio Tarifario 2020 - 2023.

Que mediante nota AETN-1504-DPT-284/2019 de 28 de mayo de 2019, se invitó a representantes de ELFEC S.A. y la Consultora ESTUDIOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. a realizar una presentación de los Estudios de Proyección de la Demanda.

Que mediante nota AETN-1630-DPT-312/2019 de 06 de junio de 2019, se reitera el requerimiento a ELFEC S.A. de presentación de los documentos de respaldo del proceso de contratación de la empresa consultora encargada de realizar el Estudio Tarifario.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 8125 de 14 de junio de 2019, ELFEC S.A. presentó la documentación de respaldo del proceso de contratación de la empresa consultora encargada de realizar el Estudio Tarifario.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 8504 de 24 de junio de 2019, ELFEC S.A. presentó el Programa de Inversiones correspondiente al Estudio Tarifario 2020 - 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 8878 de 1° de julio de 2019, ELFEC S.A. entregó ocho (8) tomos impresos correspondientes al Plan de Expansión y Programa de Inversiones para el periodo 2020-2023.

Que mediante nota AETN-1923-DPT-368/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a ELFEC S.A. la presentación a detalle de costos a nivel Libro Mayor.

Que mediante nota AETN-1930-DPT-375/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a ELFEC S.A. la presentación de copias del Contrato de Administración, Operación y Mantenimiento de Redes, cantidad de kilómetros de línea operados por la Distribuidora y un Resumen Ejecutivo de los Proyectos de Electrificación rural que se ejecutarán en los siguientes cuatro (4) años.

Que mediante nota AETN-1937-DPT-382/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a ELFEC S.A. la presentación de activos de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota AETN-1944-DPT-389/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a ELFEC la presentación de los Estados Financieros de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018 en el formato del formulario ISE 220.

Que mediante nota AETN-1951-DPT-395/2019 de 05 de julio de 2019, se remitieron las observaciones al Estudio de Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga presentados por ELFEC S.A., mediante nota con Registro N° 6787 de 20 de mayo de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9618 de 15 de julio de 2019, ELFEC S.A. presentó la información sobre los Estados Financieros, solicitada mediante nota AETN-1944-DPT-389/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9619 de 15 de julio de 2019, ELFEC S.A. presentó información de los costos 2015-2018, requerida para el Estudio Tarifario 2020 - 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9620 de 15 de julio de 2019, ELFEC S.A. presentó la información sobre los activos de las gestiones 2015 - 2018, requerida mediante nota AETN-1937-DPT-382/2019 de 05 de julio de 2019.



Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9621 de 15 de julio de 2019, ELFEC S.A. presentó la información sobre el Contrato de Administración, Operación y Mantenimiento de Redes y cantidad de kilómetros de línea operados por la Distribuidora, requerida mediante nota AETN-1930-DPT-375/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota AETN-2078-DPT-420/2019 de 22 de julio de 2019, se remitió a ELFEC S.A. aspectos a ser considerados en el Estudio Tarifario 2020 – 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 741/2019 de 22 de julio de 2019, se aprobaron los montos válidos y reconocidos por la AETN de las inversiones comprometidas de ELFEC S.A. correspondiente a la gestión 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10095 de 24 de julio de 2019, ELFEC S.A. presentó respuestas a las observaciones a la Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10417 de 31 de julio de 2019, ELFEC S.A. solicitó ampliación de plazo hasta el 1° de agosto para la presentación del Estudio Tarifario.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10481 de 1° de agosto de 2019, ELFEC S.A. presenta el Estudio Tarifario Noviembre 2019 – Octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10482 de 1° de agosto de 2019, ELFEC S.A. presentó las complementaciones y rectificaciones a la presentación de la Proyección de la Demanda remitida mediante nota con Registro N° 10095 de 24 de julio de 2019.

Que mediante nota AETN-2211-DPT-460/2019 de 07 de agosto de 2019, se requirió a ELFEC S.A. realizar la presentación del Estudio Tarifario remitido mediante nota con Registro N° 10481 de 1° de agosto de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 11862 de 30 de agosto de 2019, ELFEC S.A. presentó información complementaria a la Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga, en cumplimiento a la nota AETN-1951-DPT-395/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota AETN-2456-DPT-490/2019 de 02 de septiembre de 2019, se remitieron las observaciones al Programa de Inversiones presentado por ELFEC S.A. para el periodo 2020 – 2023.

Que mediante nota AETN-2461-DPT-496/2019 de 02 de septiembre de 2019, se remitieron las observaciones respectivas al Estudio Tarifario presentado por ELFEC S.A. mediante nota con Registro N° 10481 de 1° de agosto de 2019.



Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13227 de 25 de septiembre de 2019, ELFEC S.A. presentó el Estudio Tarifario 2020 – 2023, considerando las observaciones realizadas por el Ente Regulador.

Que mediante nota AETN-2786-DPT-535/2019 de 02 de octubre de 2019, se solicitó a ELFEC S.A. realizar la presentación del Estudio Tarifario presentado mediante nota con Registro N° 13227 de 25 de septiembre de 2019.

Que el 04 de octubre de 2019, en dependencias de la AETN, personal de ELFEC S.A. realizó la presentación de las observaciones realizadas por el Ente Regulador al modelo tarifario, firmándose a su conclusión el Acta N° 92 de la misma fecha.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13885 de 08 de octubre de 2019, ELFEC S.A. presentó el Programa de Inversiones con las correcciones a las observaciones realizadas por el Ente Regulador.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 14175 de 11 de octubre de 2019, ELFEC S.A. presentó información complementaria a las observaciones realizadas por el Ente Regulador al Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2019 – 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 982/2019 de 28 de octubre de 2019, se aprueba el Programa de Inversiones de ELFEC S.A. para el periodo tarifario 2020 – 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 15095 de 31 de octubre de 2019, ELFEC S.A. presentó el Estudio Tarifario 2020 – 2023, que contiene la información final referente a inversiones, costos, proyección de la demanda e inversiones históricas ejecutadas, además de modificaciones y complementaciones solicitadas por el Ente Regulador.

Que el Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019, instruyó a las empresas Distribuidoras del Sistema Interconectado Nacional (SIN) continuar con la aplicación de los Factores de Estabilización aprobados mediante Resolución AETN N° 610/2019 de 02 de mayo de 2019, en tanto y en cuanto se aprueben las nuevas Estructuras Tarifarias en cumplimiento al proceso de Revisión Ordinaria de Tarifas (ROT).

Que mediante Resolución AETN N° 1111/2019 de 09 de diciembre de 2019, se aprobaron los Costos de Suministro de ELFEC S.A. para el periodo 2020 – 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 1112/2019 de 09 de diciembre de 2019, se aprobaron la Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga de ELFEC S.A. para el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 1113/2019 de 09 de diciembre de 2019, se aprobaron los Cargos de Conexión, Reconexión y Depósito de Garantía de ELFEC S.A. para el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023.

Que mediante Informe AETN-DPT N° 830/2019 de 09 de diciembre de 2019, se recomendó aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de ELFEC S.A., para el periodo



noviembre 2019 - octubre 2023, con sus respectivas Fórmulas de Indexación, la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018, su fórmula de actualización, los factores típicos de carga y participaciones de energía por bloques horarios.

CONSIDERANDO: (Marco Legal)

Que el artículo 20 de la Constitución Política del Estado (CPE), establece:

I. Toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos de agua potable, alcantarillado, electricidad, gas domiciliario, postal y telecomunicaciones.

II. Es responsabilidad del Estado, en todos sus niveles de gobierno, la provisión de los servicios básicos a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. En los casos de electricidad, gas domiciliario y telecomunicaciones se podrá prestar el servicio mediante contratos con la empresa privada. La provisión de servicios debe responder a los criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria; con participación y control social.

III. El acceso al agua y alcantarillado constituyen derechos humanos, no son objeto de concesión ni privatización y están sujetos a régimen de licencias y registros, conforme a ley."

Que el artículo 51 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, señala: "Los precios máximos para el suministro de electricidad de las empresas de Distribución a sus Consumidores Regulados contendrán las tarifas base y las fórmulas de indexación. (...)"

Que el artículo 53 de la Ley de Electricidad, señala: "La revisión y aprobación de tarifas se efectuará en base a estudios que serán encargados por el Titular a empresas consultoras especializadas, precalificadas por el Regulador, que preparará los términos de referencia y será destinataria de los estudios.

La Superintendencia de Electricidad aprobará o rechazará los estudios efectuados por los consultores, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada, formulando las observaciones que considere pertinentes".

Que el artículo 54 de la Ley de Electricidad, establece: "La Tasa de Retorno sobre el patrimonio afectado a la Concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base, será el promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años. (...)"

Que el artículo 55 de la Ley de Electricidad, establece: "La Superintendencia de Electricidad aprobará, para cada empresa de Distribución, estructuras tarifarias definidas en función de las características de técnicas del suministro y del consumo de electricidad".

Que el artículo 1 de la Ley N° 650 de 19 de enero de 2015 señala: "Se eleva a rango de Ley, la "Agenda Patriótica del Bicentenario 2025", que contiene los trece (13) pilares de la Bolivia Digna y Soberana". En este marco el pilar dos (2) hace referencia a la socialización y universalización de los servicios básicos con soberanía para Vivir Bien. De esta manera para el año 2025 se establece la meta de cobertura eléctrica de 100% a nivel nacional.

Que el artículo 1 de la Ley N° 786 de 09 de marzo de 2016, señala: *“La presente Ley tiene por objeto aprobar el Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020, establecer la obligatoriedad de su aplicación y los mecanismos de coordinación, evaluación y seguimiento”.*

Que el citado Plan considera en el Pilar 2 (Universalización de los Servicios Básicos), punto 2.3 (Electricidad), la meta 3, referida al acceso universal y equitativo de la población al servicio de electricidad, estableciendo que los resultados esperados al 2020 consideran lograr un 97% de cobertura de energía eléctrica y luz a nivel nacional, alcanzando el 100% de cobertura de energía eléctrica y luz en el área urbana, y el 90% de cobertura de energía eléctrica y luz en el área rural.

Que el artículo 42 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece: *“Se calcularán los precios máximos de Distribución para cada nivel de tensión, los que estarán compuestos por las tarifas base y fórmulas de indexación. La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de:*

- a) Cargo por Consumidor;
- b) Cargo por Potencia de Punta;
- c) Cargo por Potencia Fuera de Punta; y,
- d) Cargo por Energía

Las tarifas base serán indexadas mensualmente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen tanto la variación de los costos de distribución como los incrementos de eficiencia operativa y que permitan el traspaso directo de variaciones en los costos de compras de energía e impuestos.”

Que el artículo 43 del RPT, señala: *“La Superintendencia aprobará por Resolución para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los Consumidores Regulados en la zona de su Concesión, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos indicados en el artículo 42 del presente Reglamento o una combinación de ellos*

La aplicación de las tarifas para cada categoría de consumidor a los consumos respectivos, deberá dar como resultado ingresos iguales a los que serían obtenidos por la aplicación de la tarifa base, a la totalidad de los consumos servidos en cada nivel de tensión.”

Que el artículo 44 del RPT, señala: *“La proyección de la demanda de electricidad de los Consumidores ubicados en la zona de Concesión del Distribuidor y abastecidos por éste, se efectuará, para el periodo de cuatro años, en forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor; comprenderá los consumos de energía y demandas de potencia incluyendo factores de coincidencia, el número de consumidores y el consumo promedio.*

Se verificará la correlación de la demanda de electricidad con los factores económicos y demográficos relevantes. Las variaciones significativas de las tasas de crecimiento deberán ser debidamente explicadas por el Distribuidor.

En base a las proyecciones de demanda, se efectuarán proyecciones de los balances de energía y potencia eléctrica que incluyan para cada nivel de tensión, los valores de compras, cantidades disponibles, pérdidas y ventas."

Que el artículo 45 del RPT establece: "Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución. Los costos de suministro comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, impuestos, tasas, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación de activos tangibles, cuota anual de amortización de activos intangibles, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro y sean aprobados por la Superintendencia por Resolución. (...)"

Que el artículo 46 del RPT establece: "No se reconocerán como costos de suministro, para el cálculo de las tarifas base: La parte de los costos financieros que exceda los límites dispuestos por la Superintendencia, las multas y sanciones aplicadas al Titular por incumplimiento o transgresión de disposiciones legales, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor de acuerdo con el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad y otros costos que a criterio de la Superintendencia, sean excesivas o no correspondan al ejercicio de la Concesión".

Que el artículo 47 del RPT fue modificado mediante el artículo 5 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, estableciendo: "Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cuatro años.

Las proyecciones de costos se determinarán a precios del año base que corresponde al año anterior al que se efectúe el estudio tarifario, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Superintendencia de Electricidad.

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por el Titular a la Superintendencia, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación mediante Resolución. El Titular deberá ejecutar las inversiones conforme al crecimiento de la demanda, cumpliendo los estándares de calidad aplicables a la actividad de Distribución y solo podrán ser modificados, con la aprobación de la Superintendencia, cuando se produzcan variaciones significativas en las proyecciones de la demanda.

Para las proyecciones de costos para el periodo de cuatro años, la Superintendencia establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del periodo anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación de la empresa en dicho periodo".

Que el artículo 48 del RPT establece: "El costo de Distribución para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de: operación, mantenimiento, administrativos y generales, impuestos y tasas, cuota anual de depreciación, cuota anual de amortización y costos financieros. (...)"

Que el artículo 49 del RPT establece: *“Los Ingresos Previstos, para cada nivel de tensión incluirán Ingresos por Ventas y Otros Ingresos. (...)”*.

Que el artículo 50 del RPT establece: *“El Patrimonio Afecto a la Concesión será igual al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo (...)”*.

Que el artículo 51 del RPT señala: *“La Utilidad para el cálculo de la Tarifa Base de Distribución, será obtenida multiplicando la tasa de retorno definida por la Superintendencia mediante Resolución, con aplicación de lo determinado en el artículo 54 de la Ley de Electricidad, por el valor del patrimonio afecto a la Concesión establecido en el artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT)”*.

Que el artículo 58 del RPT, establece: *“Las tarifas base de Distribución, sus fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de depósitos de garantía, serán aprobados cada cuatro años, entrarán en vigencia en el mes de noviembre del año que corresponda y tendrán vigencia por este periodo, salvo que se produjese una revisión extraordinaria de tarifas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 52 de la Ley de Electricidad.”*

Que el artículo 60 del RPT señala: *“Nueve meses antes de la entrada en vigencia de las tarifas, la Superintendencia entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que estos deberán encargar a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Superintendencia. (...)”*.

Que el Decreto Supremo N° 26598 de 11 de junio de 2008, modificó el artículo 55 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), en relación a las fórmulas de indexación de las tarifas base.

Que el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establece en su artículo 51, incisos b), c) y d), que las competencias de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al mencionado Decreto Supremo, son las siguientes:

- “b) Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.*
- c) Implementar los aspectos relativos a la regulación, control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.*
- d) Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros de acuerdo a la normativa vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible y sea pública”*.

Que los incisos i) y j) del artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009 modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establecen que el Director Ejecutivo de la AETN, tiene entre otras, las siguientes atribuciones:

- i) Aprobar mediante Resolución Administrativa y controlar la aplicación, cuando corresponda, de los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la industria eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional.
- j) Controlar, fiscalizar y regular toda la cadena del sector eléctrico de acuerdo a la normativa vigente, en todo el territorio nacional, tanto dentro como fuera del sistema interconectado nacional".

Que el Decreto Supremo N° 1536 de 20 de marzo de 2013, incorporó en la parte final del Artículo 2 del Decreto Supremo N° 27302, de 23 de diciembre de 2003, el siguiente texto:

"La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE, dentro el periodo tarifario vigente, podrá efectuar la modificación de las estructuras tarifarias de los consumidores de la categoría residencial o domiciliaria, incorporando un rango para consumos superiores a 1000 kilovatios - hora (kWh), y aprobará nuevos factores de estabilización, con la finalidad de contrarrestar el crecimiento de los Fondos de Estabilización.

El rango de consumo establecido en el Parágrafo precedente, podrá ser modificado de forma progresiva por la AE mediante Resolución Administrativa y no deberá afectar a consumos inferiores a 500 kilovatios - hora (kWh). Para el efecto, la AE anualmente realizará un estudio de evaluación de la medida establecida".

Que la Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, aprobó la tasa de depreciación de activos tangibles que deben obligatoriamente aplicar las empresas distribuidoras.

Que la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, aprobó la "Metodología para la Proyección de la Demanda de Electricidad en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica" y la "Metodología para la Presentación de los Planes de Expansión y Programas de Inversión" que deben emplear las Distribuidoras en el marco del Estudio Tarifario.

Que el inciso II.5 del Anexo 1 de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, establece los Métodos y Variables Asociadas, indicando que para las proyecciones de mediano plazo por zona eléctrica y sector de consumo se dará preferencia a los métodos analíticos y tendenciales.

Que el inciso II.6 del Anexo 1 de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, establece los parámetros para la determinación de energía y potencia.

Que la Resolución AE N° 078/2013 de 15 de febrero de 2013, aprobó el Procedimiento para la presentación de la información contenida en los Formularios de Información del Sector Eléctrico (ISE).

Que mediante Resolución AE N° 791/2018 de 26 de octubre de 2018, se aprobaron los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Potencia Desplazada, Reserva Fría y Compensación por Ubicación y Peajes Unitarios por uso de las instalaciones de Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión (STI), con sus correspondientes Fórmulas de Indexación, para su aplicación en el período noviembre 2018 - abril 2019.

Que la Disposición Primera de la Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, la Autoridad establece: *“Aprobar la Tasa de Retorno de nueve coma uno por ciento (9,1%), a ser aplicada por las empresas de Distribución para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023”.*

Que los incisos a) y b) de la Disposición Primera de la Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019, referida a la determinación de los costos financieros para el periodo tarifario noviembre 2019 - octubre 2023, señala:

“a) La Tasa Máxima de Interés (TMI) a ser reconocida para los préstamos contratados al 31 de julio de 2019 en Moneda Nacional, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,5 puntos porcentuales. En caso de existir préstamos contratados al 31 de julio de 2019 en Moneda Extranjera, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,6 puntos porcentuales.

b) Los otros gastos financieros resultantes de préstamos contratados por el Titular comprendidos en los contratos de deuda de largo plazo, deberán ser justificados de forma documentada por las empresas de distribución y no deben superar el 0,30% del monto total de cada préstamo en el caso de pasivos de largo plazo contraídos con el sistema bancario y/o emisiones de bonos”.

Que en cuanto a la figura de caso fortuito y fuerza mayor, el *“Diccionario de Ciencias Jurídicas Políticas y Sociales”* de Manuel Ossorio, señala que:

“Llámesese así el suceso que no ha podido preverse o que, previsto, no ha podido evitarse. Los casos fortuitos, lo mismo que los de fuerza mayor, pueden ser producidos por la naturaleza o por el acto del hombre. Para algunos autores no existe diferencia ni teórica ni práctica entre el hecho fortuito y la fuerza mayor, ya que esta última también es consecuencia de un hecho imprevisible. Jurídicamente, la diferencia entre una y otra tiene escasa importancia, ya que ambas pueden ser justificativas del incumplimiento de una obligación. Otros autores estiman que el caso fortuito guarda mayor relación con los hechos de la naturaleza (desbordamiento de ríos, terremotos, tempestades, incendios); en tanto que la fuerza mayor se origina en hechos lícitos o ilícitos del hombre (guerras, coacción material, huelgas, bloqueos)”.

Conceptualmente se establece que:

“Caso Fortuito: Se reputa caso fortuito al obstáculo interno atribuible al hombre, imprevisto o inevitable, proveniente de las condiciones mismas en que la obligación debía ser cumplida (conmociones civiles, huelgas, bloqueos, revoluciones, etc.)”.

CONSIDERACIÓN: (Análisis)

Que mediante Informe AETN-DPT N° 830/2019 de 09 de diciembre de 2019, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, concluyó y recomendó lo siguiente:

“(…) 12. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El estudio tarifario presentado por ELFEC S.A., cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad Y Tecnología Nuclear (AETN), en el marco de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001.
- Como resultado del estudio tarifario la tarifa media obtenida presenta una variación de -0,03% respecto de la tarifa media vigente a diciembre de 2018.

13. RECOMENDACIONES

Producto del análisis realizado y de las conclusiones del presente informe, se recomienda lo siguiente:

- Aprobar mediante Resolución las tarifas base resultantes del Modelo Tarifario de ELFEC S.A. y sus fórmulas de indexación, de acuerdo al Anexo 1 del presente informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la estructura tarifaria base a diciembre de 2018 de acuerdo al Anexo 2 del presente informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la fórmula de actualización de la estructura base, como se muestra en el Anexo 3 del presente informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución los factores de carga y participaciones de energía por bloques horarios típicos como se muestra en el Anexo 4 del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023”.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AETN-DPT N° 830/2019 de 09 de diciembre de 2019, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, corresponde aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de ELFEC S.A., para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, con sus respectivas Fórmulas de Indexación, la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018, su fórmula de actualización, los factores típicos de carga y participaciones de energía por bloques horarios.

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la AETN)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que en tal sentido, se promulgó el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, en cuyo artículo 3 establece la creación de la AE, instituyendo en el artículo 4 que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias

Resolución AETN N° 1114/2019, Página 12 de 14

DIRECTOR LEGAL
S.C.N.G.
Vº
AETN



Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Decreto Supremo N° 3058 de 22 de enero de 2017, se modificó el Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, la Organización del Órgano Ejecutivo para crear el Ministerio de Energías, estableciendo su estructura, atribuciones y competencias, teniendo como tarea implementar políticas destinadas a los sectores eléctrico, evaporítico y nuclear.

Que mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, se modificó el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, otorgando nuevas atribuciones y cambio de denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad como Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución Ministerial N° 186-19 de 20 de noviembre de 2019, se designó al ciudadano Luis Fernando Añez Campos como Director Ejecutivo a.i. de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución AETN Interna N° 108/2019 de 22 de noviembre de 2019, se designó al ciudadano Sergio Carlos Navarro Quiroga, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

POR TANTO:

El Director Ejecutivo a.i. de la AETN, conforme a designación contenida en la Resolución Ministerial N° 186-19 de 20 de noviembre de 2019, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019 y demás disposiciones legales en vigencia;

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A), así como las Fórmulas de Indexación para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, conforme al Anexo N° 1 de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A), la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, conforme al Anexo N° 2 de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A), la fórmula de actualización de la Estructura Tarifaria Base, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, conforme al Anexo N° 3 de la presente Resolución.

CUARTA.- Aprobar para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A), los factores de carga y participaciones de energía por bloques horarios típicos para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, conforme al Anexo N° 4 de la presente Resolución.



[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

QUINTA.- Notificar a la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A) , con el Informe AETN-DPT N° 830/2019 de 09 de diciembre de 2019.

SEXTA.- De acuerdo al inciso i) del artículo 12 a la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 concordante con lo establecido en el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se dispone la publicación de la presente Resolución en un órgano de prensa de amplia circulación nacional.


Regístrese, comuníquese y archívese.



Ing. Luis Fernando Añez Campos
DIRECTOR EJECUTIVO a.i.
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

FER

Es conforme:



Sergio C. Navarro Quiroga
DIRECTOR LEGAL
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

ANEXO N° 1

Cargos de las Tarifas Base Diciembre 2018 (en Bs sin IVA)

Tarifas Base

1. Cargo Consumidor

CCPD	[Bs/Cons-mes]	19,169
CCMD	[Bs/Cons-mes]	95,659
CCGD	[Bs/Cons-mes]	381,887

2. Cargo Potencia Fuera de Punta

CFAT	[Bs/kW-mes]	8,183
CFMT	[Bs/kW-mes]	48,243
CFBT	[Bs/kW-mes]	58,846

3. Cargo Potencia de Punta

CPAT	[Bs/kW-mes]	119,757
CPMT	[Bs/kW-mes]	-
CPBT	[Bs/kW-mes]	-

4. Cargo Energía Alta Tensión

CEATa	[Bs/kWh]	0,1177
CEATm	[Bs/kWh]	0,1054
CEATb	[Bs/kWh]	0,1133

5. Cargo Energía Media Tensión

CEMTa	[Bs/kWh]	0,1193
CEMTm	[Bs/kWh]	0,1068
CEMTb	[Bs/kWh]	0,1148

6. Cargo Energía Baja Tensión

CEBTa	[Bs/kWh]	0,1320
CEBTm	[Bs/kWh]	0,1181
CEBTb	[Bs/kWh]	0,1270

FORMULAS DE INDEXACIÓN

El Artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas, define las fórmulas de indexación de las tarifas de los Cargos Base de la siguiente manera:

Cargos por Consumidor

Las fórmulas para la indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes n para los niveles de demanda k son las siguientes:

$$CCK,n = CCK,0 * [a*IPCn-2 / IPC0 + b*PD/PD0 - (n*Xcc)]$$

Donde:

- CCK,n: Cargo por consumidor indexado
 CCK,0: Cargo por consumidor base
 a: Porción de costos de distribución en moneda nacional.
 b: Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
 IPCn-2: Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación
 IPC0: 101,76 Índice de precios al consumidor correspondiente al mes de octubre de 2018.
 PD: Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
 PD0: Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2018.
 Xcc: Índice de disminución mensual de los costos de consumidor
 k: Pequeñas demandas, medianas demandas y grandes demandas
 n: Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargo por Potencia:

Primer componente: Cargo por potencia de punta

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia de Punta correspondientes al mes n para la red del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CPPj,n = CPPEj,n * FPPj, * (1 - n*Xppj)$$

Donde:

- CPPj,n: Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación
 CPPEj,n: Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación
 FPPj,: Factor de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j
 Xppj: Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j
 j: Baja tensión, media tensión y alta tensión
 n: Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Segundo Componente: Cargos por Potencia Fuera de Punta

Las fórmulas para la indexación de los cargos por potencia fuera de punta correspondientes al mes n del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CFPj,n = CFPj,0 * [a*IPCn-2/IPC0 + b*PD/PD0 - n*p1j*Xcomj - n*p2j*Xcagj + p3j*ZI + p4j*ZT]$$

Donde:

- CFPj,n: Cargo por potencia fuera de punta indexado para el nivel de tensión j
 CFPj,0: Cargo por potencia fuera de punta base para la red del nivel de tensión j
 a: Porción de costos de distribución en moneda nacional.
 b: Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
 IPCn-2: Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación
 IPC0: 101,76 Índice de precios al consumidor correspondiente al mes de octubre de 2018
 PD: Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
 PD₀: Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2018.
 p1j: Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
 p2j: Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
 p3j: Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
 p4j: Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
 Xcag: Índice de disminución mensual de costos administrativos y generales del nivel de tensión
 Xcom: Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión
 ZI: Índice de variación de los impuestos directos
 ZT: Índice de variación de las tasas
 j: Baja tensión, media tensión, alta tensión y alumbrado público
 n: Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Energía

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Energía correspondientes al mes n para el nivel de tensión j son las siguientes:

$$CE_{j,a,m,b} = CEE_{j,a,m,b} * FPE_j * (1 - n * Xpe_j)$$

Donde:

- CE_{j,a,m,b}: Cargo por energía indexado del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación
 CEE_{j,a,m,b}: Cargo por Energía a la entrada del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación
 FPE_j: Factor de pérdidas medias de energía base del nivel de tensión j
 Xpe_j: Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j
 J: Baja tensión, media tensión y alta tensión
 n: Número del mes de la indexación respecto del mes base
 a,m,b: Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente

ANEXO N° 2
ESTRUCTURA TARIFARIA PARA FACTURACIÓN DE
LA EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA
COCHABAMBA S.A. (ELFEC S.A.)

diciembre-2018

Cargos con Impuestos

		dic-18
Domiciliaria PDBT		
Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	20,776
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,763
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	1,015
De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	1,021
De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,021
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,021
Horario Valle	Bs/kWh	0,756
Aplicación.- Consumidores domiciliarios en Baja Tensión (* El cargo Horario Valle, se aplica aquellos clientes que fueron dotados o adquirieron el equipo de medición homologado por ELFEC, para la telemedición, esta tarifa se aplica al consumo realizado en horario de 00:00 a 5:00 am)		
Domiciliaria PDMT		
Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	21,413
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,682
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,956
De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	0,967
De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,967
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,967
Aplicación.- Consumidores domiciliarios en Media Tensión		
Domiciliaria MD BT		
Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	24,047
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,385
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,539
De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	0,616
De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,616
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,616

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1114/2019
TRÁMITE N° 2019-29077-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0018-0003-0003-0001
La Paz, 09 de diciembre de 2019

Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	32,417
Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Mediana Demanda en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia		
Domiciliaria MDMT		
Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	24,024
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,384
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,538
De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	0,612
De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,612
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,612
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	22,045
Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Mediana Demanda en Media Tensión.		
General PDBT		
Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	24,606
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	1,451
De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	1,602
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	1,053
Aplicación.- Consumidores generales en Baja Tensión.		
General G - PD G MT		
Cargo Fijo	Bs/mes	24,449
Cargos variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,251
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	1,316
De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	1,590
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	1,091
Aplicación.- Consumidores generales en Media Tensión.		
General G MD BT		
Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	0,755
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	61,375
Aplicación.- Consumidores generales de Medianas Demandas en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia		
General G - MD MT		
Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	0,753
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	52,146
Aplicación.- Consumidores generales de Medianas Demandas en Media Tensión.		

General G GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,744
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,816
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,731
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,655
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	61,375
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	32,431

Aplicación.- Consumidores generales de Grandes Demandas en Baja Tensión.
(solamente suministros con contrato anterior a noviembre 2015)

General G – GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,744
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,808
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,734
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,657
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	52,415
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	19,360

Aplicación.- Consumidores generales de Grandes Demandas en Media Tensión.

Industrial Pequeñas Demandas I - PD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	20,996
Cargos Variables		
De 0 a 700 kWh	Bs/kWh	0,926
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	0,492

Aplicación.- Consumidores Industriales de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.

Industrial Pequeñas Demandas I - PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	20,996
Cargos Variables		
De 0 a 700 kWh	Bs/kWh	0,852
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	0,495

Aplicación.- Consumidores Industriales de Pequeñas Demandas en Media Tensión.

Industrial Medianas Demandas I - MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,980
Cargo Variable	Bs/kWh	0,338
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	48,356

Aplicación.- Consumidores Industriales de Medianas Demandas en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia.

Industrial Medianas Demandas I - MD MT

Cargo Fijo	Bs/kW-mes	9,980
Cargo Variable	Bs/kWh	0,338
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	38,491

Aplicación.- Consumidores Industriales de Medianas Demandas en Media Tensión.

Industrial Grandes Demandas I - GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,900
Cargos Variables		
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,391
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,352
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,304
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW	65,224
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW	34,466

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Baja Tensión (solamente suministros con contrato anterior a noviembre 2015)

Industrial Grandes Demandas I - GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,900
Cargos Variables		
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,382
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,341
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,298
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW	56,287
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW	20,791

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Media Tensión.

Industrial Grandes Demandas I - GD ST

Cargo Fijo	Bs/mes	14,900
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,328
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,287
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,258
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	101,271
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	20,791

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Subtransmisión (ST).

Alumbrado Público – PD AP BT

Cargo Variable	Bs/kWh	0,917
----------------	--------	-------

Aplicación.- Consumos destinados a la iluminación y señalización pública, en calles, avenidas, plazas y parques.

CONSUMO FUERA DE PUNTA:

Esta categoría da cumplimiento a la ley 3008 del 22 de mayo de 2005, por tanto no se aplican tasas municipales, y está destinada riego, módulos lecheros y otros consumidores que teniendo consumos en el período de punta estén en condiciones de retirar su demanda fuera de este periodo, mediante la instalación de un equipo de corte. Los consumos que serán retirados del periodo de punta deben ser verificables en los meses anteriores a la solicitud de esta categoría, de acuerdo a las siguientes modalidades:

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1114/2019
TRÁMITE N° 2019-29077-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0018-0003-0003-0001
La Paz, 09 de diciembre de 2019

Fuera de Punta PD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	15,074
Cargos Variables	Bs/kWh	0,367

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.

Fuera de Punta PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	15,074
Cargos Variables	Bs/kWh	0,363

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Media Tensión.

Fuera de Punta MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,756
Cargos Variables	Bs/kWh	0,312
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	34,558

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia

Fuera de Punta MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,756
Cargos Variables	Bs/kWh	0,312
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	22,568

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Media Tensión.

AGRO:

Esta categoría se aplica a consumidores que utilizan el suministro de electricidad para bombeo de sistemas comunitarios de riego para la producción agrícola y para módulos lecheros, de acuerdo a las siguientes modalidades:

AGRO PD-BT

Cargo Fijo	Bs/mes	16,277
Cargos Variables	Bs/kWh	0,359

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.

AGRO PD-MT

Cargo Fijo	Bs/mes	16,277
Cargos Variables	Bs/kWh	0,359

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Media Tensión.

AGRO MD-BT

Cargo Fijo	Bs/mes	10,536
Cargos Variables	Bs/kWh	0,338
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	24,371

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia

AGRO MD-MT

Cargo Fijo	Bs/mes	10,536
Cargos Variables	Bs/kWh	0,338
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	24,371

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Media Tensión.

AGUA POTABLE:

Esta categoría se aplica a consumidores que utilizan el suministro de electricidad en sistemas de bombeo de las empresas, cooperativas o asociaciones dedicadas exclusivamente a la distribución y comercialización de agua potable en áreas rurales, periurbanas o que prestan su servicio a distintos distritos municipales, no comprende a urbanizaciones ni edificios, de acuerdo a las siguientes modalidades:

Agua Potable PD BT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	14,744
Cargo Variable	Bs./kWh	0,721

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.

Agua Potable PD MT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	14,744
Cargo Variable	Bs./kWh	0,701

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Media Tensión.

Agua Potable MD BT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	14,744
Cargo Variable	Bs./kWh	0,451
Cargo Potencia	Bs./kW	64,145

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia

Agua Potable MD MT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	14,744
Cargo Variable	Bs./kWh	0,411
Cargo Potencia	Bs./kW	52,113

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Media Tensión.

Agua Potable GD BT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	14,744
CV. Pico	Bs./kWh	0,523
CV. Resto	Bs./kWh	0,466
CV. Valle	Bs./kWh	0,414
C. Potencia Punta	Bs./kW	111,498
C. Potencia Fuera de Punta	Bs./kW	36,524

Aplicación.- Consumidores de Grandes Demandas en Baja Tensión (solamente suministros con contrato anterior a noviembre 2015)

Agua Potable GD MT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	14,744
CV. Pico	Bs./kWh	0,494

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1114/2019
TRÁMITE N° 2019-29077-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0018-0003-0003-0001
La Paz, 09 de diciembre de 2019

CV. Resto	Bs./kWh	0,439
CV. Valle	Bs./kWh	0,392
C. Potencia Punta	Bs./kW	105,186
C. Potencia Fuera de Punta	Bs./kW	34,458

Aplicación.- Consumidores de Grandes Demandas en Media Tensión.

SEGURIDAD CIUDADANA

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs./Cliente	20,776
De 21 a 120 kWh	Bs./kWh	0,803
De 121 a 300 kWh	Bs./kWh	0,993
Excedente a 300 kWh	Bs./kWh	1,010

Aplicación.- Exclusiva a consumo de los Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control, Incluye Cámaras de Seguridad Ciudadana.

COMERCIAL:

Comercial PDBT

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	24,606
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	1,451
De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	1,602
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	1,053

Aplicación.- Consumidores Comerciales en Baja Tensión.

Comercial PDMT

Cargo Fijo	Bs/mes	24,449
Cargos variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,251
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	1,316
De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	1,590
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	1,091

Aplicación.- Consumidores Comerciales en Media Tensión.

Comercial C - MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	0,755
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	61,375

Aplicación.- Consumidores Comerciales de Medianas Demandas en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia

Comercial C - MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	0,753
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	52,146

Aplicación.- Consumidores Comerciales de Medianas Demandas en Media Tensión.

Comercial C- GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,744
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,816
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,731
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,655
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	61,375
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	32,431

Aplicación.- Consumidores Comerciales de Grandes Demandas en Baja Tensión (solamente suministros con contrato anterior a noviembre 2015)

Comercial C – GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,744
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,808
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,734
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,657
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	52,415
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	19,360

Aplicación.- Consumidores Comerciales de Grandes Demandas en Media Tensión.

TRANSPORTE ELÉCTRICO MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	0,546
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	61,375

Aplicación: Consumidores que empleen al suministro de energía eléctrica para desplazar vehículos de transporte público, y aquellos que destinen el suministro a la recarga de vehículos eléctricos a través de estaciones de carga pública.

TRANSPORTE ELÉCTRICO MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	0,546
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	52,146

Aplicación: Consumidores que empleen al suministro de energía eléctrica para desplazar vehículos de transporte público, y aquellos que destinen el suministro a la recarga de vehículos eléctricos a través de estaciones de carga pública.

TRANSPORTE ELÉCTRICO GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,744
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,677
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,619
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,560

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1114/2019
TRÁMITE N° 2019-29077-33-0-0-DPT
CIAE N° 0018-0003-0003-0001
La Paz, 09 de diciembre de 2019

Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	52,275
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	19,309

Aplicación: Consumidores que empleen al suministro de energía eléctrica para desplazar vehículos de transporte público, y aquellos que destinen el suministro a la recarga de vehículos eléctricos a través de estaciones de carga pública.

REVENTA - GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,900
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,382
Bloque Medio	Bs/kWh	0,341
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,297
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW	56,287
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW	20,791

Aplicación.- Consumidores que empleen el suministro para distribuir electricidad a consumidores regulados, a esta categoría no aplican tasas municipales.

TEMPORAL PDBT

CARGO VARIABLE	Bs/kWh	1,358
----------------	--------	-------

Aplicación.- Usuarios del servicio en Baja Tensión que requieren el suministro por un periodo definido, para lo cual presentara una declaración de uso de energía, por lo que no requieren firmar contrato de suministro de energía eléctrica toda vez que se aplica un procedimiento interno para la otorgación del servicio, que contemplara solamente los elementos básicos de la norma NB777, en el que se estipula la vigencia, y se valora de manera inicial el consumo que pretende realizar, mismo que puede ser acotado a través de un elemento de control automático.- consumo destinado principalmente a eventos, puestos móviles y trabajos temporales.

ESCENARIOS DEPORTIVOS ED MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	1,605
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	0,000

Aplicación.- USO: Para escenarios deportivos de Medianas Demandas en Baja Tensión, de propiedad municipal, gubernamental u otro con autorización del gobierno central o municipal.

ESCENARIOS DEPORTIVOS ED MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	1,603
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	0,000

Aplicación.- USO: Para escenarios deportivos de Medianas Demandas en Media Tensión, de propiedad municipal, gubernamental u otro con autorización del gobierno central o municipal.

[Handwritten signature]
F

ESCENARIOS DEPORTIVOS ED GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,744
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	1,897
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	1,723
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	1,542

Aplicación.- USO: Para escenarios deportivos de Grandes Demandas en Media Tensión, de propiedad municipal, gubernamental u otro con autorización del gobierno central o municipal.

[Handwritten signature]

ANEXO N° 3

Fórmula de Actualización de la Estructura Base

$$CTn = CT \text{ dic18} * (ITn / ITdic18) * FED$$

Dónde:

- CTn: Es el cargo tarifario de la tarifa vigente a aplicar en el mes n.
CT dic18: Es el cargo tarifario de la tarifa vigente el mes de diciembre de 2018.
ITn: Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes n a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.
ITdic18: Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes diciembre de 2018 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
FED: Factor de estabilización de distribución.

ANEXO N° 4

Factores Típicos para el Periodo
Noviembre 2019 – Octubre 2023

El presente Anexo tiene por objetivo permitir la facturación de aquel usuario reclasificado de acuerdo a su demanda y que transitoriamente no cuenta con el medidor apropiado para tal fin.

La Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A.), presentó en su Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023, factores de carga típicos por categorías y sus participaciones de energía por bloques horarios, los cuales serán utilizados para calcular la potencia a facturar a los usuarios que no cuentan con medición de potencia, a continuación se muestra los citados factores:

FACTORES DE CARGA Y PARTICIPACIÓN POR BLOQUES HORARIOS CATEGORIAS ELFEC					
REGIMEN	CATEGORIA APLICACIÓN	FC	Eb	Em	Ea
GD-BT	AGP-GDBT	0,50	0,34	0,45	0,20
GD-MT	AGP-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
MD-BT	AGP-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	AGP-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	AGP-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	AGP-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
MD-BT	AGRO-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	AGRO-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	AGRO-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	AGRO-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
PD-AP-BT	AP-PDBT	0,47	0,56	0,09	0,35
GD-MT	COM-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
MD-BT	COM-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	COM-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	COM-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	COM-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
MD-BT	DOM-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	DOM-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-R-BT	DOM-PDBT	0,61	0,20	0,45	0,36
PD-R-MT	DOM-PDMT	0,49	0,19	0,47	0,34
GD-MT	ED-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
MD-BT	ED-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	ED-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
MD-BT	FP-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	FP-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	FP-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	FP-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
GD-BT	GEN-GDBT	0,50	0,34	0,45	0,20
GD-MT	GEN-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
MD-BT	GEN-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	GEN-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	GEN-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	GEN-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
GD-BT	IND-GDBT	0,50	0,34	0,45	0,20
GD-MT	IND-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
GD-AT	IND-GDST	0,79	0,51	0,18	0,31
MD-BT	IND-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	IND-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	IND-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	IND-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
GD-MT	RE-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
PD-G-BT	SGC-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	SGC-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
GD-MT	STE-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
MD-BT	STE-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	STE-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	TEM-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
GD-BT	COM-GDBT	0,50	0,34	0,45	0,20

INFORME AETN-DPT N° 830/2019

A: Luis Fernando Añez Campos
DIRECTOR EJECUTIVO a.i.

VIA: Waskar Rodríguez Gandarillas
DIRECTOR DE PRECIOS, TARIFAS E INVERSIONES

DE: Fernando R. Vargas Paredes
ASISTENTE TECNICO II a.i.

Ref.: **DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS BASE DE LA EMPRESA DE
LUZ Y FUERZA ELECTRICA COCHABAMBA S.A. (ELFEC) PARA SU
APLICACIÓN EN EL PERIODO TARIFARIO NOVIEMBRE 2019 –
OCTUBRE 2023**

Trámite: 2019-29077-33-0-0-0-DPT

CIAE: 0018-0003-0003-0001

Fecha: La Paz, 09 de diciembre de 2019



RESUMEN EJECUTIVO: De acuerdo a lo establecido en el artículo 51 de la Ley de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y al artículo 58 del Reglamento de Precios y Tarifas, se recomienda aprobar mediante resolución las Tarifas Base, sus fórmulas de indexación, la Estructura Tarifaria Base y su fórmula de actualización para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC) correspondientes al período noviembre 2019 - octubre 2023.

Señor Director:

1. ANTECEDENTES

Mediante nota AE-287-DPT-58/2019 de 04 de febrero de 2019, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) remitió los términos de referencia para la elaboración del Estudio Tarifario de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC).

Mediante nota AE-500-DPT-94/2019 de 18 de febrero de 2019, se invitó al equipo técnico del Área Comercial de ELFEC a una capacitación relativa a la Determinación de Tarifas de Distribución en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo 2019 – 2023.

El acta N° 18/2019 de 21 de febrero de 2019, el cual indica que se realizó la capacitación relativa a la Determinación de Tarifas de Distribución en el marco de la

Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo 2019 – 2023 y se atendieron las consultas de la Distribuidora.

Mediante nota AE-584-DPT-120/2019 de 22 de febrero de 2019, se envió a la Distribuidora la lista de empresas consultoras con registro vigente las cuales están certificadas para realizar Estudios Tarifarios.

Mediante nota AE-690-DPT-138/2019 de 11 de marzo de 2019, se informa a ENDE CORPORACION que mediante nota AE-287-DPT-58/2019 de 04 de febrero de 2019, se envió los Términos de Referencia para el Estudio Tarifario de ELFEC, el mismo que establece que una Firma Consultora podrá realizar el Estudio Tarifario de acuerdo a la lista de empresas consultoras habilitadas por la AE.

Mediante nota AE-801-DPT-165/2019 de 22 de marzo de 2019, se invitó al personal técnico de ELFEC, responsable de la elaboración de la información del Programa de Inversiones del periodo 2020-2023, a participar de la reunión que se llevó a cabo el 29 de marzo de 2019 en oficinas del Ente Regulador.

El acta N° 25/2019 de 29 de marzo de 2019, el cual indica que se realizó una reunión con el personal técnico de la Distribuidora en el marco de la aprobación del Plan de Expansión y Programa de Inversiones propuesto por la ELFEC para el periodo 2020 – 2023.

Mediante Resolución AETN N° 616/2019 de 03 de mayo de 2019, se aprobaron los montos válidos y reconocidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), de las inversiones comprometidas de ELFEC correspondiente al periodo 2015 – 2017.

Mediante nota GG-GC-ET 2237 recepcionada con Registro N° 6787 de 20 de mayo de 2019, ELFEC presenta el Informe de Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga correspondiente al Estudio Tarifario 2020 - 2023.

Mediante nota AETN-1504-DPT-284/2019 de 28 de mayo de 2019, se invita a representantes de ELFEC y la Consultora ESTUDIOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. ha realizar una presentación de los Estudios de Proyección de la Demanda.

Mediante nota AETN-1630-DPT-312/2019 de 06 de junio de 2019, se reitera la solicitud a ELFEC de presentación de documentos de respaldo del proceso de contratación de la empresa consultora encargada de realizar el Estudio Tarifario.

Mediante nota GG-GC-ET 2647 recepcionada con Registro N° 8125 de 14 de junio de 2019, ELFEC remite documentos de respaldo del proceso de contratación de la empresa consultora encargada de realizar el Estudio Tarifario.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 8504 de 24 de junio de 2019, ELFEC remite el Programa de Inversiones correspondiente al Estudio Tarifario 2020 - 2023.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 8878 de 1 de julio de 2019, ELFEC entregó 8 tomos impresos correspondientes al Plan de Expansión y Programa de Inversiones para el periodo 2020-2023.

Mediante nota AETN-1923-DPT-368/2019 de 05 de julio de 2019, se solicita a ELFEC la presentación a detalle de costos a nivel Libro Mayor.

Mediante nota AETN-1930-DPT-375/2019 de 05 de julio de 2019, se solicita a ELFEC la presentación de copias de contrato de administración, operación y mantenimiento de redes, cantidad de kilómetros de línea operados por la distribuidora y un resumen ejecutivo de los proyectos de electrificación rural que se ejecutarán en los siguientes cuatro (4) años.

Mediante nota AETN-1937-DPT-382/2019 de 05 de julio de 2019, se solicita a ELFEC la presentación de activos de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Mediante nota AETN-1944-DPT-389/2019 de 05 de julio de 2019, se solicita a ELFEC la presentación de los estados financieros de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018 en el formato del formulario ISE 220.

Mediante nota AETN-1951-DPT-395/2019 de 05 de julio de 2019, se remite las observaciones al Estudio de Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga presentados por ELFEC mediante nota con Registro N° 6787 de 20 de mayo de 2019.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 9618 de 15 de julio de 2019, ELFEC remite la información sobre estados financieros solicitada por esta Autoridad en nota AETN-1944-DPT-389/2019 de 05 de julio de 2019.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 9619 de 15 de julio de 2019, ELFEC remite información de costos 2015 – 2018 requerida para el Estudio Tarifario 2020 – 2023.

Mediante nota GC-ET 3427 recepcionada con Registro N° 9620 de 15 de julio de 2019, ELFEC remite la información sobre los activos de las gestiones 2015 - 2018 solicitada por la AETN en nota AETN-1937-DPT-382/2019 de 05 de julio de 2019.

Mediante nota GC-ET 3432 recepcionada con Registro N° 9621 de 15 de julio de 2019, ELFEC remite la información sobre el contrato de administración, operación y mantenimiento de redes y cantidad de kilómetros de línea operados por la distribuidora solicitada en nota AETN-1930-DPT-375/2019 de 05 de julio de 2019.

Mediante nota AETN-2078-DPT-420/2019 de 22 de julio de 2019, el Ente Regulador remite aspectos a ser considerados por ELFEC en el Estudio Tarifario 2020 – 2023.

Mediante Resolución AETN N° 741/2019 de 22 de julio de 2019, se aprobaron los montos válidos y reconocidos por la AETN de las inversiones comprometidas de ELFEC correspondiente a la gestión 2018.

Mediante nota GC-ET 3551 recepcionada con Registro N° 10095 de 24 de julio de 2019, ELFEC presenta respuestas a las observaciones a la Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga.

Mediante nota GG-GC-ET 3288 recepcionada con Registro N° 10417 de 31 de julio de 2019, ELFEC solicita ampliación de plazo hasta el 01 de agosto para la presentación del Estudio Tarifario.

Mediante nota GC-ET 3818 recepcionada con Registro N° 10481 de 01 de agosto de 2019, ELFEC presenta el Estudio Tarifario Noviembre 2019 – Octubre 2023.

Mediante nota GC-ET 3816 recepcionada con Registro N° 10482 de 01 de agosto de 2019, ELFEC remite complementaciones y rectificaciones a la presentación de la Proyección de la Demanda remitida mediante nota con Registro N° 10095 de 24 de julio de 2019.

Mediante nota AETN-2211-DPT-460/2019 de 07 de agosto de 2019, se solicita a ELFEC realizar la presentación del Estudio Tarifario remitido en nota GC-ET 3818 con Registro N° 10481 de 01 de agosto de 2019.

Mediante nota GC-ET 4339 recepcionada con Registro N° 11862 de 30 de agosto de 2019, ELFEC presenta información complementaria a la Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga de acuerdo a lo solicitado por la AETN mediante nota AETN-1951-DPT-395/2019 de 05 de julio de 2019.

Mediante nota AETN-2456-DPT-490/2019 de 2 de septiembre de 2019, se remite las observaciones al Programa de Inversiones presentado para el periodo 2020 - 2023

Mediante nota AETN-2461-DPT-496/2019 de 02 de septiembre de 2019, se remite las observaciones respectivas al Estudio Tarifario presentado por ELFEC mediante nota GC-ET 3818 con Registro N° 10481 de 01 de agosto de 2019.

Mediante nota GC-ET 4859 recepcionada con Registro N° 13227 de 25 de septiembre de 2019, ELFEC presenta el Estudio Tarifario 2020 – 2023 considerando las observaciones emitidas por la AETN.

Mediante nota AETN-2786-DPT-535/2019 de 02 de octubre de 2019, se solicita a ELFEC realizar la presentación del Estudio Tarifario remitido mediante nota GC-ET 4859 con Registro N° 13227 de 25 de septiembre de 2019.

El acta N° 92 de 04 de octubre de 2019, el cual indica que se realizó la presentación de las observaciones realizadas por el Ente Regulador al modelo tarifario y la Distribuidora mostró las correcciones punto a punto.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 13885 de 8 de octubre de 2019, ELFEC presentó el Programa de Inversiones que contiene las correcciones a las observaciones presentadas por el Regulador.

Mediante nota recepcionada con Registro N° 14175 de 11 de octubre de 2019, ELFEC remitió información complementaria a las observaciones al Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2019 – 2023.

Mediante Resolución AETN N° 982/2019 de 28 de octubre de 2019, se aprueba el Programa de Inversiones de ELFEC para el periodo tarifario 2020 – 2023.

Mediante nota GC-ET 5609 con Registro N° 15095 de 31 de octubre de 2019, ELFEC presenta el Estudio Tarifario 2020 – 2023, el cual contiene la información final referente a inversiones, costos, proyección de la demanda e inversiones históricas ejecutadas, además de modificaciones y complementaciones solicitadas por esta Autoridad.

Mediante Resolución AETN N° 1111/2019 de 09 de diciembre de 2019, se aprobó los Costos de Suministro de ELFEC para el periodo 2020 – 2023.

Mediante Resolución AETN N° 1112/2019 de 09 de diciembre de 2019, se aprobó la Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga de ELFEC para el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023.

Mediante Resolución AETN N° 1113/2019 de 09 de diciembre de 2019, se aprobó los Cargos de Conexión, Reconexión y Depósito de Garantía de ELFEC para el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023.

2. MARCO LEGAL

El artículo 1 de la Ley N° 650 de 19 de enero de 2015 señala: *“Se eleva a rango de Ley, la “Agenda Patriótica del Bicentenario 2025”, que contiene los trece (13) pilares de la Bolivia Digna y Soberana”*. En este marco el pilar dos (2) hace referencia a la socialización y universalización de los servicios básicos con soberanía para Vivir Bien. De esta manera para el año 2025 se establece la meta de cobertura eléctrica de 100% a nivel nacional.

El artículo 1 (OBJETO) de la Ley N° 786 de 09 de marzo de 2016, señala: *“La presente Ley tiene por objeto aprobar el Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020, establecer la obligatoriedad de su aplicación y los mecanismos de coordinación, evaluación y seguimiento”*.

El citado Plan considera en el Pilar 2 (Universalización de los Servicios Básicos), punto 2.3 (Electricidad), la meta 3, referida al acceso universal y equitativo de la población al servicio de electricidad, estableciendo que los resultados esperados al 2020 consideran lograr un 97% de cobertura de energía eléctrica y luz a nivel nacional, alcanzando el 100% de cobertura de energía eléctrica y luz en el área urbana, y el 90% de cobertura de energía eléctrica y luz en el área rural.

Los incisos I), II) y III) del artículo 20 de la Constitución Política del Estado (CPE), promulgada el 07 de febrero de 2009, establecen:

I. Toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos de agua potable, alcantarillado, electricidad, gas domiciliario, postal y telecomunicaciones.

II. Es responsabilidad del Estado, en todos sus niveles de gobierno, la provisión de los servicios básicos a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. En los casos de electricidad, gas domiciliario y telecomunicaciones se podrá prestar el servicio mediante contratos con la empresa privada. La provisión de servicios debe responder a los criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria; con participación y control social.

III. El acceso al agua y alcantarillado constituyen derechos humanos, no son objeto de concesión ni privatización y están sujetos a régimen de licencias y registros, conforme a ley."

El artículo 1 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece:

"(...) Están sometidas a la presente ley, todas las personas individuales y colectivas dedicadas a la Industria Eléctrica, cualesquiera sea su forma y lugar de constitución. (...)"

Los incisos e) y f) del artículo 29 (CONTRATOS DE CONCESIÓN Y LICENCIA) de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece:

"(...) e) El programa de inversiones y cronograma de ejecución, incluyendo fechas de iniciación y conclusión de obras e instalaciones;

f) Las garantías de cumplimiento del contrato establecidas en la reglamentación;(...)"

El artículo 47 (CONTABILIDAD Y AUDITORÍA) de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, señala: *"La Superintendencia de Electricidad establecerá un sistema uniforme de cuentas de uso obligatorio para todas las empresas del sector, siguiendo principios contables universalmente aceptados para la industria eléctrica.*

El artículo 51 (PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN) de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, faculta a la extinta Superintendencia de Electricidad para que apruebe, por el periodo de 4 años, los precios máximos de suministro de electricidad para los consumidores regulados de cada empresa de Distribución.

El artículo 53 (ESTUDIOS TARIFARIOS) de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, señala: *"La aprobación y revisión de tarifas se efectuará en base a estudios que serán encargados por el Titular a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Superintendencia de Electricidad, que preparará los términos de referencia y será destinataria de los estudios.*

La Superintendencia de Electricidad aprobará o rechazará los estudios efectuados por los consultores, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada, formulando las observaciones que considere pertinentes”.

El artículo 54 (TASA DE RETORNO Y COSTOS FINANCIEROS) de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece: *“La Tasa de Retorno sobre el patrimonio afectado a la Concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base, será el promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años. (...)”.*

El artículo 55 (ESTRUCTURAS TARIFARIAS) de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, establece: *“La Superintendencia de Electricidad aprobará, para cada empresa de Distribución, estructuras tarifarias definidas en función de las características de técnicas del suministro y del consumo de electricidad”.*

La Ley N° 264 del Sistema Nacional de Seguridad Ciudadana “Para una vida segura”, promulgada el 31 de julio de 2012.

El Decreto Supremo N° 1436 de 14 de diciembre de 2012, que reglamenta la Ley N° 264 del Sistema Nacional de Seguridad Ciudadana “Para una vida segura”.

El artículo 1 de la Ley N° 650 de 19 de enero de 2015 señala: *“Se eleva a rango de Ley, la “Agenda Patriótica del Bicentenario 2025”, que contiene los trece (13) pilares de la Bolivia Digna y Soberana”.* En este marco el pilar dos (2) hace referencia a la socialización y universalización de los servicios básicos con soberanía para Vivir Bien.

El artículo 1 (OBJETO) de la Ley N° 786 de 09 de marzo de 2016, señala: *“La presente Ley tiene por objeto aprobar el Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020, establecer la obligatoriedad de su aplicación y los mecanismos de coordinación, evaluación y seguimiento”.*

El artículo 42 (PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece: *“Se calcularán los precios máximos de Distribución para cada nivel de tensión, los que estarán compuestos por las tarifas base y fórmulas de indexación. La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de:*

- a) Cargo por Consumidor;
- b) Cargo por Potencia de Punta;
- c) Cargo por Potencia Fuera de Punta; y,
- d) Cargo por Energía

Las tarifas base serán indexadas mensualmente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen tanto la variación de los costos de distribución como los incrementos de eficiencia operativa y que permitan el traspaso directo de variaciones en los costos de compras de energía e impuestos.”

El artículo 43 (ESTRUCTURAS TARIFARIAS) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, señala que: *"La Superintendencia aprobará por Resolución para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los Consumidores Regulados en la zona de su Concesión, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos indicados en el artículo 42 del presente Reglamento o una combinación de ellos."*

La aplicación de las tarifas para cada categoría de consumidor a los consumos respectivos, deberá dar como resultado ingresos iguales a los que serían obtenidos por la aplicación de la tarifa base, a la totalidad de los consumos servidos en cada nivel de tensión."

El artículo 44 (PROYECCIÓN DE LA DEMANDA) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, señala: *"La proyección de la demanda de electricidad de los Consumidores ubicados en la zona de Concesión del Distribuidor y abastecidos por éste, se efectuará, para el periodo de cuatro años, en forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor; comprenderá los consumos de energía y demandas de potencia incluyendo factores de coincidencia, el número de consumidores y el consumo promedio."*

Se verificará la correlación de la demanda de electricidad con los factores económicos y demográficos relevantes. Las variaciones significativas de las tasas de crecimiento deberán ser debidamente explicadas por el Distribuidor."

En base a las proyecciones de demanda, se efectuarán proyecciones de los balances de energía y potencia eléctrica que incluyan para cada nivel de tensión, los valores de compras, cantidades disponibles, pérdidas y ventas."

El artículo 45 (COSTOS DE SUMINISTRO) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece: *"Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución. Los costos de suministro comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, impuestos, tasas, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación de activos tangibles, cuota anual de amortización de activos intangibles, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro y sean aprobados por la Superintendencia por Resolución. (...)"*

El artículo 46 (COSTOS NO RECONOCIDOS) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece: *"No se reconocerán como costos de suministro, para el cálculo de las tarifas base: La parte de los costos financieros que exceda los límites dispuestos por la Superintendencia, las multas y sanciones aplicadas al Titular por incumplimiento o transgresión de disposiciones legales, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor de acuerdo con el inciso d) del artículo 15 de la*

Ley de Electricidad y otros costos que a criterio de la Superintendencia, sean excesivas o no correspondan al ejercicio de la Concesión”.

El artículo 47 (PROYECCION DE COSTOS) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, mismo que fue modificado mediante el artículo 5 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, establece: *“Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cuatro años.*

Las proyecciones de costos se determinarán a precios del año base que corresponde al año anterior al que se efectúe el estudio tarifario, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Superintendencia de Electricidad.

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por el Titular a la Superintendencia, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación mediante Resolución. El Titular deberá ejecutar las inversiones conforme al crecimiento de la demanda, cumpliendo los estándares de calidad aplicables a la actividad de Distribución y solo podrán ser modificados, con la aprobación de la Superintendencia, cuando se produzcan variaciones significativas en las proyecciones de la demanda.

Para las proyecciones de costos para el periodo de cuatro años, la Superintendencia establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del periodo anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación de la empresa en dicho periodo”.

El artículo 48 (COSTOS DE DISTRIBUCION) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece: *“El costo de Distribución para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de: operación, mantenimiento, administrativos y generales, impuestos y tasas, cuota anual de depreciación, cuota anual de amortización y costos financieros. (...).”*

El artículo 49 (INGRESOS PREVISTOS) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece: *“Los Ingresos Previstos, para cada nivel de tensión incluirán Ingresos por Ventas y Otros Ingresos. (...).”*

El artículo 50 (PATRIMONIO AFECTO A LA CONCESION) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece: *“El Patrimonio Afecto a la Concesión será igual al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo (...).”*

El artículo 51 (UTILIDAD) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, señala: *“La Utilidad para el cálculo de la Tarifa Base de Distribución, será obtenida multiplicando la tasa de retorno definida por la Superintendencia mediante Resolución, con aplicación de lo determinado en el artículo 54 de la Ley de Electricidad, por el valor del patrimonio afecto a la Concesión establecido en el artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT)”*.

El artículo 53 (CÁLCULO Y APLICACIÓN DE LAS TARIFAS BASE) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, dispone la forma en que serán determinadas las tarifas base señaladas en el Artículo 42 del RPT.

ARTÍCULO 55 (FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE LAS TARIFAS BASE) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, determina las fórmulas de indexación de los cargos componentes de las tarifas base de Distribución.

El Decreto Supremo N° 26598 de 11 de junio de 2008, que modifica el artículo 55 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), en relación a las fórmulas de indexación de las tarifas base.

El artículo 58 (APROBACION DE TARIFAS) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece: *“Las tarifas base de Distribución, sus fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de depósitos de garantía, serán aprobados cada cuatro años, entrarán en vigencia en el mes de noviembre del año que corresponda y tendrán vigencia por este periodo, salvo que se produjese una revisión extraordinaria de tarifas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 52 de la Ley de Electricidad.”*

El artículo 60 (ESTUDIOS TARIFARIOS) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, señala: *“Nueve meses antes de la entrada en vigencia de las tarifas, la Superintendencia entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que estos deberán encargar a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Superintendencia. (...)”*.

El inciso e) del artículo 3 (CREACIÓN DE LAS AUTORIDADES DE FISCALIZACIÓN Y CONTROL SOCIAL) del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, establece la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), misma que asumió las atribuciones y competencias de la extinta Superintendencia de Electricidad.

El Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019, modificó el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, otorgando nuevas atribuciones y cambiando la denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad como Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

El inciso, II) del artículo 2 (MODIFICACIONES) del Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019 modifica el Título VII del Decreto Supremo N° 0071, de 09 de abril de 2009.

Los incisos b), c) y d) del artículo 51 (COMPETENCIAS DE LA AUTORIDAD) modificado en el marco del Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019, establece que las competencias de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al presente Decreto Supremo, son las siguientes:

b) Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales;

c) Implementar los aspectos relativos a la regulación; control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la Constitución Política del Estado;

d) Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros de acuerdo a la normativa vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible y sea pública”.

Los incisos i) y j) del artículo 53 (ATRIBUCIONES DEL DIRECTOR EJECUTIVO) modificado en el marco del Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019, establece que adicionalmente a las atribuciones establecidas en la norma sectorial específica, el Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, tiene entre otras, las siguientes atribuciones:

i) Aprobar mediante Resolución Administrativa y controlar la aplicación, cuando corresponda, de los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la industria eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional;

j) Controlar, fiscalizar y regular toda la cadena del sector eléctrico de acuerdo a la normativa vigente, en todo el territorio nacional, tanto dentro como fuera del sistema interconectado nacional.”

La Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, aprueba la tasa de depreciación de activos tangibles que deben obligatoriamente aplicar las empresas distribuidoras.

La Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, aprueba la "Metodología para la Proyección de la Demanda de Electricidad en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica" y la "Metodología para la Presentación de los Planes de Expansión y Programas de Inversión" que deben emplear las Distribuidoras en el marco del Estudio Tarifario.

El inciso II.5 del Anexo 1 de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002 establece los Métodos y Variables Asociadas, indicando que para las proyecciones de mediano plazo por zona eléctrica y sector de consumo se dará preferencia a los métodos analíticos y tendenciales.

El inciso II.6 del Anexo 1 de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002 establece los parámetros para la determinación de energía y potencia.

La Resolución AE N° 078/2013 de 15 de febrero de 2013, aprueba el Procedimiento para la presentación de la información contenida en los Formularios de Información del Sector Eléctrico (ISE).

La Resolución AE N° 791/2018 de 26 de octubre de 2018, aprueba los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Potencia Desplazada, Reserva Fría y Compensación por Ubicación y Peajes Unitarios por uso de las instalaciones de Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión (STI), con sus correspondientes Fórmulas de Indexación, para su aplicación en el período noviembre 2018 - abril 2019.

Mediante la Disposición Primera de la Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, la Autoridad establece: *"Aprobar la Tasa de Retorno de nueve coma uno por ciento (9,1%), a ser aplicada por las empresas de Distribución para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023"*.

Los incisos a) y b) de la instrucción primera de la Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019, referida a la determinación de los costos financieros para el periodo tarifario noviembre 2019 - octubre 2023, señala lo siguiente:

"a) La Tasa Máxima de Interés (TMI) a ser reconocida para los préstamos contratados al 31 de julio de 2019 en Moneda Nacional, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,5 puntos porcentuales. En caso de existir préstamos contratados al 31 de julio de 2019 en Moneda Extranjera, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,6 puntos porcentuales.

b) Los otros gastos financieros resultantes de préstamos contratados por el Titular comprendidos en los contratos de deuda de largo plazo, deberán ser justificados de forma documentada por las empresas de distribución y no deben superar el 0,30% del monto total de cada préstamo en el caso de pasivos de largo plazo contraídos con el sistema bancario y/o emisiones de bonos".

3. PROYECCION DE LA DEMANDA

Las proyecciones de demanda fueron analizadas en la Resolución AETN N° 1112/2019 de 09 de diciembre de 2019, para ELFEC durante el periodo 2020 - 2023 y se detallan a continuación:

3.1. Consumidores y Consumo de Energía

El número de consumidores y consumos proyectados para las gestiones 2019 - 2023 y considerados en el informe final del Estudio Tarifario presentado por ELFEC, se resume en el Cuadro siguiente.

CONSOLIDADO CONSUMIDORES (N°)

MES	Domiciliario	General	Industrial	Alumbrado Público	Fuera de Punta	Agropecuario	Agua Potable	Seguridad Ciudadana	Industrial Alta Tensión	Industrial Gran Demanda	General Gran Demanda	Total ELFEC
2018	497.870	74.828	7.905	187	266	2.215	1.751	578	1	390	154	586.145
2019	513.469	76.866	8.015	187	266	2.318	1.825	580	1	389	173	604.089
2020	528.641	79.328	8.117	187	266	2.442	1.919	581	1	395	186	622.063
2021	543.539	81.790	8.219	187	266	2.566	2.013	582	1	401	199	639.763
2022	558.283	84.252	8.321	187	266	2.690	2.107	583	1	407	212	657.309
2023	572.975	86.714	8.423	187	266	2.814	2.201	584	1	413	225	674.803

VENTAS DE ENERGÍA (MWh)

MES	Domiciliario	General	Industrial	Alumbrado Público	Fuera de Punta	Agropecuario	Agua Potable	Seguridad Ciudadana	Industrial Alta Tensión	Industrial Gran Demanda	General Gran Demanda	Total ELFEC
2018	535.458	187.727	54.212	115.213	2.586	20.670	27.494	688	104	270.637	51.891	1.266.678
2019	554.580	190.424	55.485	117.266	2.688	24.474	29.400	815	26	281.449	55.713	1.312.319
2020	570.499	193.748	56.701	122.135	2.804	25.179	30.912	883	29	291.607	58.572	1.353.069
2021	586.813	198.449	57.853	126.880	2.936	26.419	32.324	957	29	301.285	61.162	1.396.107
2022	602.877	202.753	59.006	131.644	3.059	27.555	33.636	1.038	29	309.978	63.702	1.435.275
2023	618.812	206.765	60.137	136.407	3.181	28.682	34.942	1.126	29	318.723	66.251	1.475.054

3.2. Pérdidas

De acuerdo a lo recomendado por la AETN en la nota AETN-2078-DPT-420/2019 de 22 de julio de 2019, se realizó la comparación de pérdidas entre el valor propuesto en el Estudio Tarifario 2020 – 2023, el valor de pérdidas aprobado en el Estudio Tarifario 2016 – 2019 y las pérdidas promedio de las gestiones 2016 – 2018:

Perdidas Totales ET 2020-2023	8,23%
Perdidas Totales ET 2016-2019	9,7%
Pertidas totales prom. 2016-2018	8,8%

Del anterior cuadro se puede verificar que las pérdidas totales propuestas por ELFEC para el Estudio Tarifario 2020-2023 establecidas en la Resolución AETN N° 1112/2019

de 09 de diciembre de 2019, son menores en comparación con el valor de pérdidas aprobado en el Estudio Tarifario 2016 – 2019 y las pérdidas promedio de las gestiones 2016 – 2018.

Las pérdidas de energía del año base (2018), fueron determinadas como la diferencia entre las compras (energía disponible a la entrada) y las ventas de energía.

Determinación de las pérdidas de energía 2020 – 2023

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	PROMEDIO
TOTAL ELFEC							
Alta Tensión	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%
Media Tensión	1,33%	1,33%	1,33%	1,33%	1,33%	1,33%	1,33%
Baja Tensión	9,56%	9,56%	9,58%	9,58%	9,58%	9,58%	9,57%
Total	8,23%	8,23%	8,23%	8,23%	8,23%	8,23%	8,23%
Técnicas	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%
No Técnicas	2,03%	2,03%	2,03%	2,03%	2,03%	2,03%	2,03%

Las proyecciones de pérdidas porcentuales consideran valores proyectados de compras, ventas y pérdidas obtenidas en función al año base (2018).

Por tanto el promedio de pérdidas para el periodo 2020 - 2023 dio como resultado el valor porcentual de 8,23% (0,823) para ELFEC.

Balance de Energía y Potencia

El cálculo de la demanda dio como resultado el siguiente balance de energía y potencia:

BALANCE DE ENERGIA Y POTENCIA

TARIFA / NIVEL DE TENSION	2020	2021	2022	2023
BT	1.036.481.088	1.068.438.204	1.099.489.652	1.130.196.148
PD-R-BT	568.454.708	584.710.729	600.716.598	616.594.403
PD-G-BT	200.844.260	207.291.071	213.304.734	219.156.708
PD-AP-BT	122.134.900	126.880.137	131.643.594	136.407.113
MD-BT	38.619.574	39.823.372	40.940.116	42.034.293
GD-BT	7.141.338	7.361.894	7.566.143	7.766.238
PERDIDAS TECNICAS	69.355.230	71.510.004	73.568.921	75.607.901
PERDIDAS NO TECNICAS	29.931.077	30.860.996	31.749.546	32.629.492
MT	1.471.819.199	1.517.546.654	1.561.240.028	1.604.510.269
PD-R-MT	645.860	664.330	682.515	700.555
PD-G-MT	23.499.866	24.435.031	25.301.124	26.154.616
MD-MT	43.561.198	44.915.402	46.170.867	47.399.626
GD-MT	348.055.986	358.910.311	368.831.375	378.719.336
VENTAS NIVEL INFERIOR	1.036.481.088	1.068.438.204	1.099.489.652	1.130.196.148
PERDIDAS TECNICAS	19.575.201	20.183.376	20.764.496	21.339.989
PERDIDAS NO TECNICAS	-	-	-	-
AT	1.474.437.303	1.520.246.101	1.564.017.039	1.607.364.133
GD-AT	111.560	115.029	118.182	121.345
VENTAS NIVEL INFERIOR	1.471.819.199	1.517.546.654	1.561.240.028	1.604.510.269
PERDIDAS TECNICAS	2.506.543	2.584.418	2.658.829	2.732.519
PERDIDAS NO TECNICAS	-	-	-	-

PERDIDAS TOTALES	121.368.051	125.138.794	128.741.792	132.309.900
	8,23%	8,23%	8,23%	8,23%

TOTAL	1.353.069	1.395.107	1.435.275	1.475.054
AT	112	115	118	121
MT	415.763	428.925	440.986	452.974
BT	937.195	966.067	994.171	1.021.959

CONCEPTO	2020	2021	2022	2023
Compra de Energía (MWh)	1.353.069,3	1.395.107,3	1.435.275,2	1.475.054,2
Potencia de Punta (kW)	250.997,9	258.796,1	266.247,4	273.626,5
Pot Maxima Sistema (kW)	258.151,5	266.171,9	273.835,5	281.424,9
Factor de Carga (%)	0,652	0,652	0,652	0,652
Factor de Coincidencia (%)	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%

4. INVERSIONES

Luego de haber recibido el Programa de Inversiones para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023 propuesto por ELFEC, la AETN realizó una verificación de la consistencia del citado Plan de Expansión y Programa de Inversiones, de acuerdo a lo establecido en el artículo 47 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001.

En este sentido, mediante Resolución AETN N° 982/2019 de 28 de octubre de 2019, el Programa de Inversiones aprobado a ELFEC para el periodo tarifario noviembre 2019 - octubre 2023, alcanza a un monto total de Bs620.074.735 (Seiscientos Veinte millones Setenta y Cuatro mil Setecientos Treinta y Cinco 00/100 bolivianos) como se muestra a continuación:

Programa de Inversiones sugerido a ELFEC para el período noviembre 2019 - octubre 2023
(Expresado en Bolivianos)

DESCRIPCION	2020	2021	2022	2023	Monto Total Inversión (Bs)
Alta Tensión	89.532.564	25.947.176	24.759.595	12.272.694	152.512.029
Media Tensión	65.409.851	55.069.169	50.087.249	25.975.602	196.541.871
Baja Tensión	27.914.623	28.589.615	29.322.991	30.111.274	115.938.503
Propiedad General	65.769.722	33.536.040	31.772.856	24.003.715	155.082.333
TOTAL (Bs)	248.626.760	143.141.999	135.942.691	92.363.285	620.074.735

5. COSTOS

5.1. Costos Operativos

Bajo el concepto de Costos Operativos se incluyen los Costos de Operación y Mantenimiento, los Costos Administrativos y Generales y los Costos de Consumidores. Los costos para el año base fueron determinados a partir de los costos reportados por ELFEC, los mismos que fueron clasificados como Compras de energía, Costos Operativos que incluyen los Costos de Consumidores Costos de Mantenimiento, Costos de Operación y Costos Administrativos y Generales, excluyendo los costos no afectos a la concesión y aquellos costos que fueron recalculados en el modelo tarifario.

En relación a los costos eficientes, el Ente Regulador realizó una validación individual de cada uno de los movimientos registrados en la base de datos, comparando el concepto del costo en la base de datos con los conceptos de "Costos No Reconocidos" del artículo 46 del Reglamento de Precios y Tarifas. De la misma forma verificó la aplicación de los artículos 45, 46 y 47 del Reglamento de Precios y Tarifas vigente sobre cada uno de los conceptos revisados. En este contexto la AETN remitió la nota AETN-2461-DPT-496/2019 de 02 de septiembre de 2019, referida a las observaciones al estudio tarifario, en la cual se instruyó a ELFEC excluir aquellos costos que por su naturaleza y concepto se consideran excesivos y no corresponden al ejercicio de la concesión y tampoco responden a criterios de eficiencia y razonabilidad.

Una vez realizada la depuración, se obtienen los costos históricos, estos costos históricos se actualizan utilizando el indicador inflacionario IPC (Índice de Precios al Consumidor), determinándose de esta forma los costos operativos base, los cuales se encuentran establecidos en la Resolución AETN N° 1111/2019 de 09 de diciembre de 2019.

A continuación se presentan los Costos Operativos:

**Costos Operativos Base incluye Carga Social ELFEC (Bs.)
expresados a diciembre 2018**

CONCEPTO	2016	2017	2018	COSTOS OPERATIVOS BASE
Costos de Operación y Manteni	116.835.024,65	121.536.543,06	132.524.680,76	123.632.082,82
Costos Administrativos y Gener	35.094.690,46	45.434.793,93	36.004.864,26	45.017.146,18
Costos de Consumidores	108.412.042,02	109.271.160,28	129.259.036,91	115.647.413,07
TOTAL	260.343.773,12	276.244.514,26	297.790.599,93	284.296.642,07

Los costos del período noviembre 2019 - octubre 2023 fueron proyectados aplicando la metodología PEG a los costos base, que evolucionan con los parámetros y valores de proyección de la potencia máxima, número de consumidores y longitud de líneas para el período tarifario. Los valores obtenidos se muestran en el siguiente cuadro:

PARAMETROS PARA PROYECCION DE COSTOS

CONCEPTO	Unidades	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda Máxima Anual	kW	250.377	258.151	266.172	273.836	281.425
Líneas AT/MT/BT	Km	18.266	18.563	18.861	19.159	19.457
Consumidores Fin de año	#	604.089	622.063	639.763	657.309	674.803

COSTOS OPERATIVOS 2019-2023

CONCEPTO	Unidades	Base	2019	2020	2021	2022	2023
Costos de Operación y Mantenimiento	Bs./Año	123.632.082,82	127.914.618,38	131.211.672,53	134.582.803,41	137.831.949,83	141.052.246,56
Costos Administrativos y Generales	Bs./Año	45.017.146,18	47.032.382,93	48.492.822,35	49.999.429,58	51.439.013,57	52.864.657,73
Costos de Consumidores	Bs./Año	115.647.413,07	123.315.185,73	126.862.432,50	130.356.506,47	133.820.270,93	137.273.102,26
TOTAL COSTOS OPERATIVOS	Bs./Año	284.296.642,07	298.262.187,05	306.566.927,38	314.938.739,46	323.091.234,33	331.190.006,56

5.2. Costos de Suministro

Los costos de suministro se han dividido en costos de compra de electricidad y en costos de distribución. Los montos presentados en los costos de operación y mantenimiento consideran el costo del CNDC. Ambos costos son presentados sin impuestos ni tasas aplicables.

Los costos de Suministro fueron aprobados en la Resolución AETN N° 1111/2019 de 09 de diciembre de 2019.

ELFEC - COSTOS DE SUMINISTRO

Bs. s/imp.

	2020	2021	2022	2023	PROMEDIO 2020 - 2023
1 Costos de compra de electricidad	523.665.659	539.937.355	555.487.289	570.886.900	547.494.301
Energía	161.891.789	166.923.641	171.733.733	176.497.499	169.261.666
Potencia	218.985.656	225.789.247	232.290.173	238.728.149	228.948.306
Peaje STI+Fuera STI	140.274.423	144.632.562	148.796.824	152.920.763	146.656.143
Gastos del CNDC	2.513.791	2.591.905	2.666.558	2.740.489	2.628.186
2 Costos de Distribución	443.961.455	478.974.160	495.520.904	504.405.200	480.715.430
Operación y Mantenimiento	131.211.673	134.582.803	137.831.950	141.052.247	136.169.668
Administrativos y Generales	48.492.822	49.999.430	51.439.014	52.864.658	50.698.981
Consumidores	126.862.433	130.356.506	133.820.271	137.273.102	132.078.078
Cuota Anual de Depreciación	81.980.959	96.816.306	99.428.747	97.423.677	93.912.422
Intereses	6.955.652	4.940.955	3.192.039	1.834.231	4.230.719
Otros Ingresos	-47.236.559	-47.885.215	-48.526.512	-49.159.579	-48.201.966
Utilidad	95.694.476	110.163.374	118.335.397	123.116.865	111.827.528
Total (1+2)	967.627.114	1.018.911.515	1.051.008.193	1.075.292.100	1.028.209.731

6. TASA DE RETORNO Y COSTOS FINANCIEROS

6.1. Tasa de Retorno

De acuerdo a lo establecido en el artículo 51 del Reglamento de Precios y Tarifas, la utilidad para el cálculo de la tarifa base, se obtiene multiplicando la tasa de retorno por el valor del patrimonio afecto a la concesión. La Autoridad de Electricidad mediante Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó la Tasa de Retorno del nueve coma uno por ciento (9,1%). La tasa de retorno se aplica al patrimonio promedio entre el valor del año en curso y el del año anterior.

CONCEPTO	2019	2020	2021	2022	2023	PROMEDIO 2020- 2023
Patrimonio Afecto a la Concesión	941.996.767,10	1.161.178.529,03	1.259.994.528,67	1.340.783.419,70	1.365.081.736,50	1.213.806.996,20
Tasa de retorno (%)	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%
Utilidad	85.721.705,81	95.694.475,97	110.163.374,13	118.335.396,65	123.116.864,61	106.606.363,43

6.2. Costos Financieros

ELFEC presentó en su estudio tarifario montos de pasivos a largo plazo, representados como 10 créditos adquiridos por la distribuidora con tasas de interés de entre el 3,40% y 4,48%. El detalle de los créditos adquiridos se muestra a continuación:

N°	Monto de préstamo Bs.	Entidad Financiera	Tasa de Interés %	Plazo
1	60.000.000,00	BANCO DE CREDITO DE BOLIVIA	4,00%	7 años
2	20.000.000,00	BANCO DE CREDITO DE BOLIVIA	3,80%	10 años
3	40.000.000,00	BANCO DE CREDITO DE BOLIVIA	3,68%	10 años
4	35.000.000,00	BANCO DE CREDITO DE BOLIVIA	3,68%	10 años
5	45.000.000,00	BANCO GANADERO S.A.	4,48%	5 años
6	35.000.000,00	BANCO NACIONAL DE BOLIVIA S.A.	3,40%	5 años
7	25.000.000,00	BANCO NACIONAL DE BOLIVIA S.A.	3,40%	5 años
8	10.000.000,00	BANCO UNIÓN	4,00%	7 años
9	20.000.000,00	BANCO UNIÓN	4,00%	5 años
10	15.000.000,00	BANCO UNIÓN	4,00%	5 años

En relación a los costos asociados a los préstamos y obligaciones para la determinación del pasivo de largo plazo, la AETN aprobó la Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019, en la cual se establece lo siguiente:

"a) La Tasa Máxima de Interés (TMI) a ser reconocida para los préstamos contratados al 31 de julio de 2019 en Moneda Nacional, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,5 puntos porcentuales. En caso de existir préstamos contratados al 31 de julio de 2019 en Moneda Extranjera, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,6 puntos porcentuales.

b) Los otros gastos financieros resultantes de préstamos contratados por el Titular comprendidos en los contratos de deuda de largo plazo, deberán ser justificados de forma documentada por las empresas de distribución y no deben superar el 0,30% del monto total de cada préstamo en el caso de pasivos de largo plazo contraídos con el sistema bancario y/o emisiones de bonos.

c) Para efectos del estudio tarifario, los límites de la TMI y de los otros gastos resultantes de préstamos contraídos, se aplicarán en forma individual a cada contrato de préstamo o emisión de bonos que componga la deuda de largo plazo de la empresa".

En este contexto se determinó el valor de la tasa máxima de interés a aplicarse en el presente estudio a partir de la información oficial existente en relación a la tasa LIBOR, remitiéndonos en este caso a la información del Banco Central de Bolivia publicada en el sitio web: <https://www.bcb.gob.bo/?q=tasa-libor>, en la cual el valor de esta tasa a doce meses correspondiente al 31 de julio de 2019 es de **2,19%**, al que se adiciona un *spread* de 5,5 puntos porcentuales, dando un total de **7,69%** como valor referencial para efectos del cálculo.

Una vez obtenido el valor de la Tasa Máxima de Interés, se verificó que las Tasas de interés incluidas por ELFEC en el estudio no sobrepasan al valor de la mencionada

Tasa Máxima interés de 7,69%. Por lo tanto, ELFEC incluyó tasas de interés que cumplen con lo expresado en la Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019.

Finalmente se tiene el valor de los costos financieros incluidos en el estudio tarifario:

COSTOS FINANCIEROS 2019 - 2023

CONCEPTO \ AÑO	2019	2020	2021	2022	2023
CAPITAL (Bs)	220.887.861	204.249.965	155.112.069	107.089.744	65.611.111
INTERÉS (Bs)	8.483.744	6.955.652	4.940.955	3.192.039	1.834.231
PAGO (Bs)	-16.637.896	-49.137.896	-48.022.326	-41.478.632	-27.243.056
SALDO DE DEUDA (Bs) (Fin año)	204.249.965	155.112.069	107.089.744	65.611.111	38.368.056

7. ACTIVO Y PATRIMONIO

7.1. Activo

El activo fijo bruto y la depreciación acumulada a diciembre de 2018, fueron determinados a partir de los valores utilizados en la Fijación de Precios Máximos de Distribución del periodo noviembre 2015 – octubre 2019, es decir los activos correspondientes al año 2014. A dicho monto se le adicionan las inversiones evaluadas y reconocidas por el regulador correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Los activos fueron actualizados en el marco de lo establecido en el Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, que en su artículo 3 (ACTUALIZACIÓN DE ACTIVOS) determina que para efectos del Estudio Tarifario, la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por el regulador, se utilizará la variación anual del tipo de cambio. Para la actualización del valor de los activos resultante de la diferencia entre el valor total y el valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, se utilizará la variación anual del Índice de Precios al Consumidor.

Para dicho efecto, se calculan diferentes factores de actualización según la fecha de activación de los activos, para ser expresados a 2018, los citados factores se calculan con la siguiente fórmula:

$$FA = 60\% \cdot \frac{TC_{dic2018}}{TC_n} + 40\% \cdot \frac{IPC_{dic2018}}{IPC_n}$$

Dónde:

- FA : Factor de actualización del activo a actualizar
- $TC_{dic2018}$: Tasa de Cambio del boliviano por dólar americano
- TC_n : Tasa de Cambio del boliviano por dólar americano correspondiente al último día del mes n de alta del activo a actualizar

$IPC_{dic2018}$: Índice de Precios al Consumidor correspondiente a diciembre de 2014

IPC_n : Índice de Precios al Consumidor correspondiente al mes n de alta del activo a actualizar

La cuota anual de depreciación se ha calculado aplicando las tasas de depreciación aprobadas por la Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, al valor de los activos existentes, a las adiciones y al programa de inversiones, como resultado, se obtuvieron los valores de activo fijo bruto, depreciación de la gestión, depreciación acumulada y activo fijo neto, para una distribución de los resultados, estos fueron distribuidos por nivel de tensión, servicios al cliente y administración, tal como se muestran a continuación:

ACTIVO FIJO BRUTO

Bolivianos

	2019	2020	2021	2022	2023
ALTA TENSION	106.040.564	202.352.981	231.822.967	259.872.434	274.596.328
MEDIA TENSION	1.109.633.727	1.189.097.611	1.251.354.725	1.308.109.726	1.339.097.348
BAJA TENSION	1.131.229.836	1.173.198.492	1.208.976.053	1.244.966.795	1.280.090.089
ALUMBRADO PUBLICO	-	-	-	-	-
SERVICIOS AL CLIENTE	61.760.898	83.405.112	93.342.687	104.367.756	113.648.939
ADMINISTRACION	46.880.233	56.117.822	61.817.585	65.939.998	68.187.288
TOTAL ACTIVO FIJO BRUTO	2.455.545.258	2.704.172.018	2.847.314.018	2.983.256.708	3.075.619.993

GASTO DE DEPRECIACION

Bolivianos

	2019	2020	2021	2022	2023
ALTA TENSION	4.790.406	7.249.240	9.557.864	10.503.009	10.892.553
MEDIA TENSION	28.615.515	30.821.955	39.433.118	40.617.817	39.295.720
BAJA TENSION	33.772.659	34.051.615	36.394.756	36.734.943	36.473.920
ALUMBRADO PUBLICO	-	-	1	2	3
SERVICIOS AL CLIENTE	5.032.219	6.465.427	7.547.019	7.644.986	7.160.567
ADMINISTRACION	2.622.728	3.392.722	3.883.549	3.927.990	3.600.916
TOTAL GASTO DE DEPRECIACION	74.833.527	81.980.959	96.816.307	99.428.749	97.423.680

DEPRECIACION ACUMULADA

Bolivianos

	2019	2020	2021	2022	2023
ALTA TENSION	14.037.565	21.286.805	30.844.668	41.347.678	52.240.231
MEDIA TENSION	619.144.739	649.966.694	689.399.812	730.017.630	769.313.350
BAJA TENSION	697.335.336	731.386.951	767.781.707	804.516.650	840.990.570
ALUMBRADO PUBLICO	-	-	1	3	6
SERVICIOS AL CLIENTE	29.749.562	36.214.989	43.762.008	51.406.994	58.567.561
ADMINISTRACION	29.934.503	33.327.225	37.210.774	41.138.764	44.739.681
TOTAL DEPRECIACION ACUMULADA	1.390.201.704	1.472.182.663	1.568.998.970	1.668.427.719	1.765.851.399

ACTIVO FIJO NETO

Bolivianos

	2019	2020	2021	2022	2023
ALTA TENSION	92.002.999	181.066.177	200.978.299	218.524.756	222.356.098
MEDIA TENSION	490.488.988	539.130.917	561.954.913	578.092.096	569.783.999
BAJA TENSION	433.894.501	441.811.541	441.194.346	440.450.145	439.099.519
ALUMBRADO PUBLICO	-	-	-1	-3	-6
SERVICIOS AL CLIENTE	32.011.337	47.190.123	49.580.679	52.960.762	55.081.377
ADMINISTRACION	16.945.730	22.790.596	24.606.811	24.801.234	23.447.608
TOTAL ACTIVO FIJO NETO	1.065.343.554	1.231.989.355	1.278.315.048	1.314.828.990	1.309.768.594

7.2. Patrimonio

La determinación del Patrimonio fue realizada de acuerdo a la Metodología descrita en el artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas. Los resultados de este cálculo son presentados en el siguiente cuadro:

	2019	2020	2021	2022	2023	PROMEDIO
ACTIVOS						
Bienes de Uso	2.455.545.258	2.704.172.018	2.847.314.018	2.983.256.708	3.075.619.993	2.813.181.599
Intangibles	-	-	-	-	-	-
Capital de Trabajo	80.903.179	84.301.243	88.769.224	91.565.538	93.681.192	87.844.075
Depreciaciones Acum Bienes Uso	-1.390.201.704	-1.472.182.663	-1.568.998.969	-1.668.427.716	-1.765.851.393	-1.573.132.489
Amortizaciones Acum Intangibles	-	-	-	-	-	-
Subtotal Activos	1.146.246.732	1.316.290.598	1.367.084.272	1.406.394.531	1.403.449.792	1.327.893.185
PASIVOS						
Pasivos LP	204.249.965	155.112.069	107.089.744	65.611.111	38.368.056	114.086.189
Subtotal Pasivos	204.249.965	155.112.069	107.089.744	65.611.111	38.368.056	114.086.189
Donaciones	-	-	-	-	-	-
PATRIMONIO TOTAL	941.996.767	1.161.178.529	1.259.994.529	1.340.783.420	1.365.081.736	1.213.806.996

8. DETERMINACION DE LAS TARIFAS BASE

La Tarifa Base obtenida del Estudio de ELFEC, fue determinada de acuerdo al artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas y a la metodología remitida por la AETN a la distribuidora.

En el modelo se determinaron los siguientes cargos de las Tarifas Base, para su aplicación en la determinación de la estructura tarifaria.

Cargos de las Tarifas Base Diciembre 2018 (en Bs sin IVA)

1. Cargo Consumidor

CCPD	[Bs/Cons-mes]	19,169
CCMD	[Bs/Cons-mes]	95,659
CCGD	[Bs/Cons-mes]	381,887

2. Cargo Potencia Fuera de Punta

CFAT	[Bs/kW-mes]	8,183
CFMT	[Bs/kW-mes]	48,243
CFBT	[Bs/kW-mes]	58,846

3. Cargo Potencia de Punta

CPAT	[Bs/kW-mes]	119,757
CPMT	[Bs/kW-mes]	-
CPBT	[Bs/kW-mes]	-

4. Cargo Energía Alta Tensión

CEATa	[Bs/kWh]	0,1177
CEATm	[Bs/kWh]	0,1054
CEATb	[Bs/kWh]	0,1133

5. Cargo Energía Media Tensión

CEMTa	[Bs/kWh]	0,1193
CEMTm	[Bs/kWh]	0,1068
CEMTb	[Bs/kWh]	0,1148

6. Cargo Energía Baja Tensión

CEBTa	[Bs/kWh]	0,1320
CEBTm	[Bs/kWh]	0,1181
CEBTb	[Bs/kWh]	0,1270

9. FORMULAS DE INDEXACION

El artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas, define las fórmulas de indexación de las tarifas de los Cargos Base de la siguiente manera:

Cargo por Potencia de Punta

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia de Punta correspondientes al mes n del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CPP_{j,n} = CPPE_{j,n} * FPP_j * (1 - n * Xpp_j)$$

Donde:

$CPP_{j,n}$: Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.

$CPPE_{j,n}$: Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación.

FPP_j : Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión j.

Xpp_j : Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.

j: Alta, media y Baja tensión.

n: Número del mes de la indexación respecto del mes base,

Los cargos de potencia a nivel de la entrada de media tensión corresponden a los cargos ponderados.

Cargos por Energía

Las fórmulas para la indexación de los cargos por energía correspondientes al mes n del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CE_{j,a,m,b} = CEE_{j,a,m,b} * FPE_j * (1 - n * Xpe_j)$$

Donde:

$CE_{j,a,m,b}$: Cargo por energía indexado del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.

$CEE_{j,a,m,b}$: Cargo por Energía a la entrada del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.

FPE_j : Factor de pérdidas de energía base del nivel de tensión j.

Xpe_j : Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j.

j: Alta, Media y Baja tensión.

n: Número del mes de la indexación respecto del mes base.

a,m,b: Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente.

Los cargos de energía a nivel de la entrada de media tensión corresponden a los cargos ponderados.

Cargos por Consumidor

Las fórmulas para la indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes n para los niveles de tensión j son las siguientes:

$$CC_{j,n} = CC_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * Xcc)$$

Donde:

- CC_{j,n}: Cargo por consumidor indexado.
 CC_{j,0}: Cargo por consumidor base.
 IPC_{n-2}: Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC₀: Índice de precios al consumidor base (Bs153.45 a octubre de 2014).
 PD: Precio del dólar
 PD₀: Precio base del dólar
 a: Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
 b: Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
 X_{cc}: Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
 j: Alta, Media y Baja Tensión.
 n: Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Potencia Fuera de Punta

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia Fuera de Punta correspondientes al mes n el nivel de tensión j son las siguientes:

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * p1_j * X_{com_j} - n * p2_j * X_{cag_j} + p3_j * ZI + p4_j * ZT)$$

Donde:

- CFP_{j,0}: Cargo por potencia fuera de punta base para el nivel de tensión j.
 IPC_{n-2}: Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC₀: Índice de precios al consumidor base (Bs153.45 a octubre de 2014).
 p1_j: Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 p2_j: Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 p3_j: Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 p4_j: Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 a: Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
 b: Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
 X_{com}: Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
 X_{cag}: Índice de disminución mensual de costos administrativos y generales del nivel de tensión.
 ZI: Índice de variación de los impuestos directos.
 ZT: Índice de variación de las tasas.
 j: Baja tensión, media tensión y alta tensión.
 n: Número del mes de la indexación respecto del mes base

10. DETERMINACION DE LOS INGRESOS Y TARIFA REQUERIDA

Los ingresos requeridos deben cubrir todos los costos de suministro y la utilidad regulada.

Para el periodo 2020 - 2023 el ingreso promedio requerido es de Bs1.074.951.591, los cuales deben ser cubiertos por los ingresos por ventas de electricidad y los provenientes de otros ingresos afectos a la concesión.

Determinación de Ingresos (Bs)

<u>Costos e Ingresos</u>	Unidad	2020	2021	2022	2023	Promedio
Costo Compra	[Bs]	523.665.659	539.937.355	555.487.289	570.886.900	547.494.301
O & M	[Bs]	131.211.673	134.582.803	137.831.950	141.052.247	136.169.668
Consumidor	[Bs]	126.862.433	130.356.506	133.820.271	137.273.102	132.078.078
Administración	[Bs]	48.492.822	49.999.430	51.439.014	52.864.658	50.698.981
Otros Ingresos	[Bs]	-47.236.559	-47.885.215	-48.526.512	-49.159.579	-48.201.966
Depreciación	[Bs]	81.980.959	96.816.306	99.428.747	97.423.677	93.912.422
Interes	[Bs]	6.955.652	4.940.955	3.192.039	1.834.231	4.230.719
Utilidad	[Bs]	95.694.476	110.163.374	118.335.397	123.116.865	111.827.528
Impuesto a las Transacciones	[Bs]	34.883.273	36.732.093	37.889.188	38.764.631	37.067.296
Sirese	[Bs]	9.104.534	9.587.076	9.889.078	10.117.569	9.674.564
Total Ingresos	[Bs]	1.011.614.922	1.065.230.684	1.098.786.459	1.124.174.300	1.074.951.591

10.1. Ingresos por ventas de electricidad

Los ingresos que se deben obtener por ventas de electricidad deben ser iguales a los costos de suministro más la utilidad regulada menos los otros ingresos. Este monto también se obtiene a partir de la aplicación de la tarifa base a las demandas proyectadas.

En el cuadro siguiente se presenta un detalle de los ingresos por ventas, por la aplicación de los cargos de las tarifas base.

INGRESOS POR VENTAS DE ELECTRICIDAD (En Bolivianos)

		2018	2019	2020	2021	2022	2023
1. Consumidores							
Clientes Pequeñas Demanda	[Bs]	134.222.807	136.280.730	140.399.290	144.489.060	148.529.614	152.546.479
Clientes Medianas Demanda	[Bs]	2.190.687	2.214.648	2.265.677	2.319.782	2.373.834	2.427.860
Clientes Grandes Demanda	[Bs]	2.556.317	2.579.017	2.626.619	2.676.425	2.726.231	2.776.037
2. Potencia Fuera de Punta							
Potencia Fuera de Punta AT	[Bs]	23.717.259	24.586.387	25.349.838	26.137.423	26.889.972	27.635.234
Potencia Fuera de Punta MT	[Bs]	139.509.777	144.622.165	149.112.941	153.745.681	158.172.328	162.556.110
Potencia Fuera de Punta BT	[Bs]	132.373.072	137.223.933	141.484.981	145.880.731	150.080.930	154.240.458
3. Potencia de Punta coincidente con el SIN							
Potencia de Punta AT coincidente con el SIN	[Bs]	337.475.253	349.842.161	360.705.384	371.912.019	382.620.113	393.224.518
Potencia de Punta MT	[Bs]			-	-	-	-
Potencia de Punta BT	[Bs]			-	-	-	-
4. Energía por Bloque y NT							
Bloque Alto							
Alta Tensión	[Bs]	3.760	3.899	4.031	4.156	4.270	4.384
Media Tensión	[Bs]	8.705.710	9.048.590	9.342.574	9.638.103	9.908.887	10.178.080
Baja Tensión	[Bs]	37.932.486	39.226.118	40.422.398	41.662.409	42.874.050	44.073.466
Bloque Medio							
Alta Tensión	[Bs]	1.961	2.033	2.102	2.167	2.227	2.286
Media Tensión	[Bs]	25.787.929	26.802.905	27.672.964	28.548.363	29.350.522	30.147.802
Baja Tensión	[Bs]	45.201.747	46.859.943	48.226.252	49.675.146	51.074.285	52.453.826
Bloque Bajo							
Alta Tensión	[Bs]	6.063	6.287	6.499	6.701	6.885	7.069
Media Tensión	[Bs]	7.389.271	7.687.781	7.937.279	8.189.528	8.420.677	8.650.453
Baja Tensión	[Bs]	26.534.410	27.356.799	28.250.307	29.165.301	30.063.518	30.954.391

10.2. Ingreso Requerido en la tarifa media de venta

Los ingresos medios requeridos por venta de electricidad para el periodo 2019-2023, son Bs1.028.209.731 (sin impuestos). Así también, los ingresos requeridos (a diciembre de 2018 sin factores de estabilización) son 1.028.519.251. Consiguientemente la variación en los ingresos y por lo tanto el impacto de la aplicación del nuevo modelo tarifario es **-0,03%**.

Impacto de la Aplicación del Nuevo Modelo Tarifario

Detalle	Unidad	2020	2021	2022	2023	Promedio	Total
Energía Vendida	MWh	1.353.069	1.395.107	1.435.275	1.475.054	1.414.627	5.658.506
Ingreso con Tarifa Vigente	Bs	984.778.095	1.014.529.961	1.043.229.269	1.071.539.679	1.028.519.251	4.114.077.004
Ingreso con Tarifa Propuesta	Bs	983.809.135	1.014.052.995	1.043.098.340	1.071.878.453	1.028.209.731	4.112.838.923
Tarifa Media con Tarifa Vigente	Bs/MWh	727,81	727,21	726,85	726,44	727,08	727,06
Tarifa Media con Tarifa Propuesta	Bs/MWh	727,09	726,86	726,76	726,67	726,85	726,84
Impacto Total Propuesto/Vigente	%	-0,10%	-0,05%	-0,01%	0,03%	-0,03%	-0,03%

11. TARIFAS DE APLICACION

En este punto se efectúa el análisis para la determinación de la Estructura Tarifaria, que constituye el conjunto de tarifas, establecido con base en la estructura tarifaria vigente, con las modificaciones requeridas para adecuarla a las necesidades de la empresa, cuya aplicación permite obtener el Ingreso Requerido en el periodo de proyección 2020 - 2023.

Estructura Tarifaria Base

A partir de la facturación del mes de noviembre de 2019, ELFEC deberá aplicar para la facturación de sus consumidores regulados, la tarifa vigente del mes de diciembre de 2018, indexada según se indica a continuación:

$$CTn = CT \text{ dic18} * (ITn / ITdic18) * FED$$

Dónde:

CTn: Es el cargo tarifario de la tarifa vigente a aplicar en el mes n.

CT dic18: Es el cargo tarifario de la tarifa vigente el mes de diciembre de 2018.

ITn: Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes n a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo 2019-2023.

ITdic18: Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes diciembre de 2018 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

FED: Factor de estabilización de distribución.

Los cargos tarifarios corresponden al cargo fijo, cargo mínimo, cargos de energía y cargos de potencia, componentes de la estructuras tarifarias.

12. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El estudio tarifario presentado por ELFEC, cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad Y Tecnología Nuclear (AETN), en el marco de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.
- Como resultado del estudio tarifario la tarifa media obtenida presenta una variación de -0,03% respecto de la tarifa media vigente a diciembre de 2018.

13. RECOMENDACIONES

Producto del análisis realizado y de las conclusiones del presente informe, se recomienda lo siguiente:

- Aprobar mediante Resolución las tarifas base resultantes del Modelo Tarifario de ELFEC y sus fórmulas de indexación, de acuerdo al Anexo 1 del presente informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la estructura tarifaria base a diciembre de 2018 de acuerdo al Anexo 2 del presente informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la fórmula de actualización de la estructura base, como se muestra en el Anexo 3 del presente informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución los factores de carga y participaciones de energía por bloques horarios típicos como se muestra en el Anexo 4 del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Es cuanto se informa para fines consiguientes.



Fernando R. Vargas Paredes
ASISTENTE TECNICO II a.i.

ANEXO N° 1

Cargos de las Tarifas Base Diciembre 2018 (en Bs sin IVA)

Tarifas Base

1. Cargo Consumidor

CCPD	[Bs/Cons-mes]	19,169
CCMD	[Bs/Cons-mes]	95,659
CCGD	[Bs/Cons-mes]	381,887

2. Cargo Potencia Fuera de Punta

CFAT	[Bs/kW-mes]	8,183
CFMT	[Bs/kW-mes]	48,243
CFBT	[Bs/kW-mes]	58,846

3. Cargo Potencia de Punta

CPAT	[Bs/kW-mes]	119,757
CPMT	[Bs/kW-mes]	-
CPBT	[Bs/kW-mes]	-

4. Cargo Energía Alta Tensión

CEATa	[Bs/kWh]	0,1177
CEATm	[Bs/kWh]	0,1054
CEATb	[Bs/kWh]	0,1133

5. Cargo Energía Media Tensión

CEMTa	[Bs/kWh]	0,1193
CEMTm	[Bs/kWh]	0,1068
CEMTb	[Bs/kWh]	0,1148

6. Cargo Energía Baja Tensión

CEBTa	[Bs/kWh]	0,1320
CEBTm	[Bs/kWh]	0,1181
CEBTb	[Bs/kWh]	0,1270

FORMULAS DE INDEXACIÓN

El Artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas, define las fórmulas de indexación de las tarifas de los Cargos Base de la siguiente manera:

Cargos por Consumidor

Las fórmulas para la indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes n para los niveles de demanda k son las siguientes:

$$CCK,n = CCK,0 * [a*IPCn-2 / IPC0 + b*PD/PD0 - (n*Xcc)]$$

Donde:

CCK,n:	Cargo por consumidor indexado
CCK,0:	Cargo por consumidor base
a:	Porción de costos de distribución en moneda nacional.
b:	Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
IPCn-2:	Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación
IPC0:	101,76 Índice de precios al consumidor correspondiente al mes de octubre de 2018.
PD:	Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
PD0:	Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2018.
Xcc:	Índice de disminución mensual de los costos de consumidor
k:	Pequeñas demandas, medianas demandas y grandes demandas
n:	Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargo por Potencia:

Primer componente: Cargo por potencia de punta

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia de Punta correspondientes al mes n para la red del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CPPj,n = CPPEj,n * FPPj, * (1 - n*Xppj)$$

Donde:

CPPj,n:	Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación
CPPEj,n:	Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación
FPPj,:	Factor de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j
Xppj:	Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j
j:	Baja tensión, media tensión y alta tensión
n:	Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Segundo Componente: Cargos por Potencia Fuera de Punta

Las fórmulas para la indexación de los cargos por potencia fuera de punta correspondientes al mes n del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * [a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * p1j * Xcomj - n * p2j * Xcagj + p3j * ZI + p4j * ZT]$$

Donde:

CFP _{j,n} :	Cargo por potencia fuera de punta indexado para el nivel de tensión j
CFP _{j,0} :	Cargo por potencia fuera de punta base para la red del nivel de tensión j
a:	Porción de costos de distribución en moneda nacional.
b:	Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
IPC _{n-2} :	Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación
IPC ₀ :	101,76 Índice de precios al consumidor correspondiente al mes de octubre de 2018
PD:	Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
PD ₀ :	Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2018.
p1j:	Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
p2j:	Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
p3j:	Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
p4j:	Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
Xcag:	Índice de disminución mensual de costos administrativos y generales del nivel de tensión
Xcom:	Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión
ZI:	Índice de variación de los impuestos directos
ZT:	Índice de variación de las tasas
j:	Baja tensión, media tensión, alta tensión y alumbrado público
n:	Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Energía

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Energía correspondientes al mes n para el nivel de tensión j son las siguientes:

$$CE_{j,a,m,b} = CEE_{j,a,m,b} * FPE_{j} * (1 - n * Xpe_{j})$$

Donde:

CE_{j,a,m,b}: Cargo por energía indexado del nivel de tensión j y para cada bloque

CEE _{j,a,m,b} :	horario correspondiente al mes de indexación Cargo por Energía a la entrada del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación
FPE _j :	Factor de pérdidas medias de energía base del nivel de tensión j
Xpe _j :	Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j
J:	Baja tensión, media tensión y alta tensión
n:	Número del mes de la indexación respecto del mes base
a,m,b:	Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente

ANEXO N° 2

ESTRUCTURA TARIFARIA PARA FACTURACIÓN DE LA EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELECTRICA COCHABAMBA S.A. (ELFEC)

diciembre-2018
Cargos con Impuestos

		dic-18
Domiciliaria PDBT		
Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	20,776
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,763
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	1,015
De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	1,021
De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,021
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,021
Horario Valle	Bs/kWh	0,756
<p>Aplicación.- Consumidores domiciliarios en Baja Tensión (*) El cargo Horario Valle, se aplica aquellos clientes que fueron dotados o adquirieron el equipo de medición homologado por ELFEC, para la telemedición, esta tarifa se aplica al consumo realizado en horario de 00:00 a 5:00 am</p>		
Domiciliaria PDMT		
Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	21,413
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,682
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,956
De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	0,967
De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,967
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,967
Aplicación.- Consumidores domiciliarios en Media Tensión		
Domiciliaria MD BT		
Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	24,047
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,385
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,539
De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	0,616
De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,616
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,616
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	32,417

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Mediana Demanda en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia

Domiciliaria MDMT

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	24,024
-------------------------------	--------	--------

Cargos Variables

De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,384
-----------------	--------	-------

De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,538
------------------	--------	-------

De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	0,612
------------------	--------	-------

De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,612
-------------------	--------	-------

Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,612
----------------------	--------	-------

Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	22,045
--------------------	-----------	--------

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Mediana Demanda en Media Tensión.

General PDBT

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	24,606
-------------------------------	--------	--------

Cargos Variables

De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	1,451
-----------------	--------	-------

De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	1,602
------------------	--------	-------

Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	1,053
---------------------	--------	-------

Aplicación.- Consumidores generales en Baja Tensión.

General G - PD G MT

Cargo Fijo	Bs/mes	24,449
------------	--------	--------

Cargos variables

De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,251
---------------	--------	-------

De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	1,316
-----------------	--------	-------

De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	1,590
------------------	--------	-------

Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	1,091
---------------------	--------	-------

Aplicación.- Consumidores generales en Media Tensión.

General G MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
------------	--------	-------

Cargo Variable	Bs/kWh	0,755
----------------	--------	-------

Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	61,375
--------------------	-----------	--------

Aplicación.- Consumidores generales de Medianas Demandas en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia

General G - MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
------------	--------	-------

Cargo Variable	Bs/kWh	0,753
----------------	--------	-------

Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	52,146
--------------------	-----------	--------

Aplicación.- Consumidores generales de Medianas Demandas en Media Tensión.

General G GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,744
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,816
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,731
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,655
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	61,375
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	32,431

Aplicación.- Consumidores generales de Grandes Demandas en Baja Tensión.
(solamente suministros con contrato anterior a noviembre 2015)

General G – GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,744
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,808
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,734
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,657
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	52,415
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	19,360

Aplicación.- Consumidores generales de Grandes Demandas en Media Tensión.

Industrial Pequeñas Demandas I - PD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	20,996
Cargos Variables		
De 0 a 700 kWh	Bs/kWh	0,926
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	0,492

Aplicación.- Consumidores Industriales de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.

Industrial Pequeñas Demandas I - PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	20,996
Cargos Variables		
De 0 a 700 kWh	Bs/kWh	0,852
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	0,495

Aplicación.- Consumidores Industriales de Pequeñas Demandas en Media Tensión.

Industrial Medianas Demandas I - MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,980
Cargo Variable	Bs/kWh	0,338
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	48,356

Aplicación.- Consumidores Industriales de Medianas Demandas en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia.

Industrial Medianas Demandas I - MD MT

Cargo Fijo	Bs/kW-mes	9,980
Cargo Variable	Bs/kWh	0,338
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	38,491

Aplicación.- Consumidores Industriales de Medianas Demandas en Media Tensión.

Industrial Grandes Demandas I - GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,900
Cargos Variables		
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,391
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,352
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,304
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW	65,224
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW	34,466

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Baja Tensión (solamente suministros con contrato anterior a noviembre 2015)

Industrial Grandes Demandas I - GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,900
Cargos Variables		
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,382
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,341
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,298
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW	56,287
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW	20,791

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Media Tensión.

Industrial Grandes Demandas I - GD ST

Cargo Fijo	Bs/mes	14,900
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,328
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,287
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,258
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	101,271
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	20,791

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Subtransmisión (ST).

Alumbrado Público – PD AP BT

Cargo Variable	Bs/kWh	0,917
----------------	--------	-------

Aplicación.- Consumos destinados a la iluminación y señalización pública, en calles, avenidas, plazas y parques.

CONSUMO FUERA DE PUNTA:

Esta categoría da cumplimiento a la ley 3008 del 22 de mayo de 2005, por tanto no se aplican tasas municipales, y está destinada riego, módulos lecheros y otros consumidores que teniendo consumos en el período de punta estén en condiciones de retirar su demanda fuera de este período, mediante la instalación de un equipo de corte. Los consumos que serán retirados del período de punta deben ser verificables en los meses anteriores a la solicitud de esta categoría, de acuerdo a las siguientes modalidades:

Fuera de Punta PD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	15,074
Cargos Variables	Bs/kWh	0,367

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.

Fuera de Punta PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	15,074
Cargos Variables	Bs/kWh	0,363

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Media Tensión.

Fuera de Punta MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,756
Cargos Variables	Bs/kWh	0,312
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	34,558

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia

Fuera de Punta MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,756
Cargos Variables	Bs/kWh	0,312
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	22,568

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Media Tensión.

AGRO:

Esta categoría se aplica a consumidores que utilizan el suministro de electricidad para bombeo de sistemas comunitarios de riego para la producción agrícola y para módulos lecheros, de acuerdo a las siguientes modalidades:

AGRO PD-BT

Cargo Fijo	Bs/mes	16,277
Cargos Variables	Bs/kWh	0,359

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.

AGRO PD-MT

Cargo Fijo	Bs/mes	16,277
Cargos Variables	Bs/kWh	0,359

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Media Tensión.

AGRO MD-BT

Cargo Fijo	Bs/mes	10,536
Cargos Variables	Bs/kWh	0,338
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	24,371

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia

AGRO MD-MT

Cargo Fijo	Bs/mes	10,536
Cargos Variables	Bs/kWh	0,338
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	24,371

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Media Tensión.

AGUA POTABLE:

Esta categoría se aplica a consumidores que utilizan el suministro de electricidad en sistemas de bombeo de las empresas, cooperativas o asociaciones dedicadas exclusivamente a la distribución y comercialización de agua potable en áreas rurales, periurbanas o que prestan su servicio a distintos distritos municipales, no comprende a urbanizaciones ni edificios, de acuerdo a las siguientes modalidades:

Agua Potable PD BT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	14,744
Cargo Variable	Bs./kWh	0,721

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.

Agua Potable PD MT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	14,744
Cargo Variable	Bs./kWh	0,701

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Media Tensión.

Agua Potable MD BT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	14,744
Cargo Variable	Bs./kWh	0,451
Cargo Potencia	Bs./kW	64,145

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia

Agua Potable MD MT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	14,744
Cargo Variable	Bs./kWh	0,411
Cargo Potencia	Bs./kW	52,113

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Media Tensión.

Agua Potable GD BT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	14,744
CV. Pico	Bs./kWh	0,523
CV. Resto	Bs./kWh	0,466
CV. Valle	Bs./kWh	0,414
C. Potencia Punta	Bs./kW	111,498
C. Potencia Fuera de Punta	Bs./kW	36,524

Aplicación.- Consumidores de Grandes Demandas en Baja Tensión (solamente suministros con contrato anterior a noviembre 2015)

Agua Potable GD MT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	14,744
CV. Pico	Bs./kWh	0,494
CV. Resto	Bs./kWh	0,439
CV. Valle	Bs./kWh	0,392
C. Potencia Punta	Bs./kW	105,186
C. Potencia Fuera de Punta	Bs./kW	34,458

Aplicación.- Consumidores de Grandes Demandas en Media Tensión.

SEGURIDAD CIUDADANA

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs./Cliente	20,776
De 21 a 120 kWh	Bs./kWh	0,803
De 121 a 300 kWh	Bs./kWh	0,993
Excedente a 300 kWh	Bs./kWh	1,010

Aplicación.- Exclusiva a consumo de los Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control, Incluye Cámaras de Seguridad Ciudadana.

COMERCIAL:

Comercial PDBT

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	24,606
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	1,451
De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	1,602
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	1,053

Aplicación.- Consumidores Comerciales en Baja Tensión.

Comercial PDTM

Cargo Fijo	Bs/mes	24,449
Cargos variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,251
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	1,316
De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	1,590
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	1,091

Aplicación.- Consumidores Comerciales en Media Tensión.

Comercial C - MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	0,755
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	61,375

Aplicación.- Consumidores Comerciales de Medianas Demandas en Baja Tensión hasta 50 [kW] de potencia

Comercial C - MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	0,753
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	52,146

Aplicación.- Consumidores Comerciales de Medianas Demandas en Media Tensión.

Comercial C- GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,744
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,816
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,731
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,655
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	61,375
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	32,431

Aplicación.- Consumidores Comerciales de Grandes Demandas en Baja Tensión (solamente suministros con contrato anterior a noviembre 2015)

Comercial C – GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,744
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,808
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,734
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,657
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	52,415
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	19,360

Aplicación.- Consumidores Comerciales de Grandes Demandas en Media Tensión.

TRANSPORTE ELÉCTRICO MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	0,546
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	61,375

Aplicación: Consumidores que empleen al suministro de energía eléctrica para desplazar vehículos de transporte público, y aquellos que destinen el suministro a la recarga de vehículos eléctricos a través de estaciones de carga pública.

TRANSPORTE ELÉCTRICO MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	0,546
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	52,146

Aplicación: Consumidores que empleen al suministro de energía eléctrica para desplazar vehículos de transporte público, y aquellos que destinen el suministro a la recarga de vehículos eléctricos a través de estaciones de carga pública.

TRANSPORTE ELÉCTRICO GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,744
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,677
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,619
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,560
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	52,275
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	19,309

Aplicación: Consumidores que empleen al suministro de energía eléctrica para desplazar vehículos de transporte público, y aquellos que destinen el suministro a la recarga de vehículos eléctricos a través de estaciones de carga pública.

REVENTA - GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,900
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,382
Bloque Medio	Bs/kWh	0,341
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,297
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW	56,287
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW	20,791

Aplicación.- Consumidores que empleen el suministro para distribuir electricidad a consumidores regulados, a esta categoría no aplican tasas municipales.

TEMPORAL PDBT

CARGO VARIABLE	Bs/kWh	1,358
----------------	--------	-------

Aplicación.- Usuarios del servicio en Baja Tensión que requieren el suministro por un periodo definido, para lo cual presentara una declaración de uso de energía, por lo que no requieren firmar contrato de suministro de energía eléctrica toda vez que se aplica un procedimiento interno para la otorgación del servicio, que contemplara solamente los elementos básicos de la norma NB777, en el que se estipula la vigencia, y se valora de manera inicial el consumo que pretende realizar, mismo que puede ser acotado a través de un elemento de control automático, consumo destinado principalmente a eventos, puestos móviles y trabajos temporales.

ESCENARIOS DEPORTIVOS ED MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	1,605
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	0,000

Aplicación.- USO: Para escenarios deportivos de Medianas Demandas en Baja Tensión, de propiedad municipal, gubernamental u otro con autorización del gobierno central o municipal.

ESCENARIOS DEPORTIVOS ED MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,877
Cargo Variable	Bs/kWh	1,603
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	0,000

Aplicación.- USO: Para escenarios deportivos de Medianas Demandas en Media Tensión, de propiedad municipal, gubernamental u otro con autorización del gobierno central o municipal.

ESCENARIOS DEPORTIVOS ED GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,744
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	1,897
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	1,723
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	1,542

Aplicación.- USO: Para escenarios deportivos de Grandes Demandas en Media Tensión, de propiedad municipal, gubernamental u otro con autorización del gobierno central o municipal.

ANEXO N° 3

Fórmula de Actualización de la Estructura Base

$$CT_n = CT_{dic18} * (IT_n / IT_{dic18}) * FED$$

Dónde:

- CT_n: Es el cargo tarifario de la tarifa vigente a aplicar en el mes n.
CT_{dic18}: Es el cargo tarifario de la tarifa vigente el mes de diciembre de 2018.
IT_n: Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes n a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.
IT_{dic18}: Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes diciembre de 2018 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
FED: Factor de estabilización de distribución.

ANEXO N° 4

Factores Típicos para el Periodo Noviembre 2019 – Octubre 2023

El presente Anexo tiene por objetivo permitir la facturación de aquel usuario reclasificado de acuerdo a su demanda y que transitoriamente no cuenta con el medidor apropiado para tal fin.

La Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC), presentó en su Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023, factores de carga típicos por categorías y sus participaciones de energía por bloques horarios, los cuales serán utilizados para calcular la potencia a facturar a los usuarios que no cuentan con medición de potencia, a continuación se muestra los citados factores:

FACTORES DE CARGA Y PARTICIPACIÓN POR BLOQUES HORARIOS CATEGORIAS ELFEC					
REGIMEN	CATEGORIA APLICACIÓN	FC	EB	EM	Ea
GD-BT	AGP-GDBT	0,50	0,34	0,45	0,20
GD-MT	AGP-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
MD-BT	AGP-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	AGP-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	AGP-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	AGP-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
MD-BT	AGRO-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	AGRO-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	AGRO-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	AGRO-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
PD-AP-BT	AP-PDBT	0,47	0,56	0,09	0,35
GD-MT	COM-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
MD-BT	COM-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	COM-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	COM-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	COM-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
MD-BT	DOM-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	DOM-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-R-BT	DOM-PDBT	0,61	0,20	0,45	0,36
PD-R-MT	DOM-PDMT	0,49	0,19	0,47	0,34
GD-MT	ED-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
MD-BT	ED-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	ED-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
MD-BT	FP-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	FP-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	FP-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	FP-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
GD-BT	GEN-GDBT	0,50	0,34	0,45	0,20
GD-MT	GEN-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
MD-BT	GEN-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	GEN-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	GEN-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	GEN-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
GD-BT	IND-GDBT	0,50	0,34	0,45	0,20
GD-MT	IND-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
GD-AT	IND-GDST	0,79	0,51	0,18	0,31
MD-BT	IND-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	IND-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	IND-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	IND-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
GD-MT	RE-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
PD-G-BT	SGC-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
PD-G-MT	SGC-PDMT	0,71	0,21	0,59	0,20
GD-MT	STE-GDMT	0,62	0,17	0,62	0,21
MD-BT	STE-MDBT	0,36	0,14	0,66	0,20
MD-MT	STE-MDMT	0,46	0,14	0,66	0,20
PD-G-BT	TEM-PDBT	0,66	0,17	0,57	0,26
GD-BT	COM-GDBT	0,50	0,34	0,45	0,20

ANEXO 4 al Informe AE DPT N° 830/2019, Página 1 de 1