

La Paz, 11 de diciembre de 2019

TRÁMITE: Estudio Tarifario de la de la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de DELAPAZ , 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 y los factores típicos de la Demanda.

VISTOS:

La nota AE-284-DPT-55/2019 de 04 de febrero de 2019; nota AE-583-DPT-119/2019 de 22 de febrero de 2019; la nota con Registro N° 3048 de 06 de marzo de 2019; la nota AE-690-DPT-138/2019 de 11 de marzo de 2019; la nota AE-884-DPT-188/2019 de 29 de marzo de 2019; la nota con Registro N° 4837 de 10 de abril de 2019; la Resolución AE N° 582/2019 de 23 de abril de 2019; la nota con Registro N° 5977 de 03 de mayo de 2019; la nota con Registro N° 6115 de 07 de mayo de 2019; la nota con Registro N° 6793 de 20 de mayo de 2019; la nota AETN-1502-DPT-283/2019 de 28 de mayo de 2019; la nota con Registro N° 7677 de 06 de junio de 2019; el Acta de Reunión de 24 de junio de 2019; la nota AETN-1953-DPT-397/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1920-DPT-365/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1927-DPT-372/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1934-DPT-379/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1941-DPT-386/2019 de 05 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9554 de 12 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9877 de 19 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9878 de 19 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9879 de 19 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9880 de 19 de julio de 2019; la nota AETN-2077-DPT-419/2019 de 22 de julio de 2019; la nota con Registro N° 10040 de 23 de julio de 2019; la nota con Registro N° 10420 de 31 de julio de 2019; la nota AETN-2199-DPT-455/2019 de 1° de agosto de 2019; la nota con Registro N° 10675 de 07 de agosto de 2019; el Acta de Reunión de 19 de agosto de 2019; el Acta de Reunión de 22 de agosto de 2019; la nota AETN-2460-DPT-495/2019 de 02 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 12609 de 16 de septiembre de 2019; la nota AETN-2645-DPT-523/2019 de 20 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13152 de 24 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13444 de 30 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13522 de 1° de octubre de 2019; el Acta de Reunión de 02 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 957/2019 de 21 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 15099 de 31 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 1013/2019 de 31 de octubre de 2019; el Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 16965 de 10 de diciembre de 2019; la Resolución AETN N° 1120/2019 de 11 de diciembre de 2019; la Resolución AETN N° 1121/2019 de 11 de diciembre de 2019; el Informe AETN-DPT N° 839/2019 de 11 de diciembre de 2019; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente,

y,

La Paz, 11 de diciembre de 2019

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante nota AE-284-DPT-55/2019 de 04 de febrero de 2019, la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) actualmente denominada Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Control Social (AETN) remitió a la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ los Términos de Referencia para la realización del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota AE-583-DPT-119/2019 de 22 de febrero de 2019, se aclaró a DELAPAZ que para evitar un posible conflicto de intereses en la elaboración del Estudio Tarifario, se considere que la empresa consultora que vaya a ser contratada para la evaluación de inversiones ejecutadas en el periodo 2015 - 2018, no podía realizar paralelamente la elaboración del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada con Registro N° 3048 de 06 de marzo de 2019, la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) solicitó autorización para realizar la invitación respectiva a las empresas consultoras precalificadas por el Ente Regulador, de manera que dichas consultoras presenten sus ofertas para realizar los estudios tarifarios de dos empresas de distribución filiales de la misma, con el propósito de lograr sinergias entre empresas.

Que mediante nota AE-690-DPT-138/2019 de 11 de marzo de 2019, se comunicó a ENDE que los Términos de Referencia para la realización de los Estudios Tarifarios del periodo noviembre 2019 - octubre 2023, señalaban que una Firma Consultora podrá realizar el Estudio Tarifario a un máximo de 2 (dos) Distribuidoras; asimismo, se recalcó que las Distribuidoras pueden realizar la invitación respectiva a las empresas consultoras precalificadas por el Ente Regulador con procesos sustentados que se enmarquen en las políticas internas de cada Distribuidora.

Que mediante nota AE-884-DPT-188/2019 de 29 de marzo de 2019, se solicitó al Banco Central de Bolivia (BCB), la proyección del Crecimiento del Producto Interno Bruto a Precios Constantes según Actividad Económica 2019 - 2025.

Que mediante nota recepcionada con Registro N° 4837 de 10 de abril de 2019, el BCB en cumplimiento a la nota AE-884-DPT-188/2019 de 29 de marzo de 2019, presentó la proyección del PIB para los años 2019 y 2020.

Que mediante Resolución AE N° 582/2019 de 23 de abril de 2019, se determinó el monto de la inversión efectivamente ejecutada por DELAPAZ correspondiente al periodo 2015 - 2017.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 5977 de 03 de mayo de 2019, DELAPAZ solicitó ampliación de plazo para la presentación de la documentación referida a la contratación de la Consultora MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. para
Resolución AETN N° 1123/2019, Página 2 de 16

La Paz, 11 de diciembre de 2019

que realice el Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 6115 de 07 de mayo de 2019, DELAPAZ presentó documentación referida a la contratación de la Consultora MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. para que realice el Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 6793 de 20 de mayo de 2019, DELAPAZ presentó los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

Que mediante nota AETN-1502-DPT-283/2019 de 28 de mayo de 2019, se convocó a reunión programada para el 12 de junio de 2019, en dependencias de la AETN a objeto de que representantes de la Consultora MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. y el personal técnico de DELAPAZ expongan los resultados de los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 7677 de 06 de junio de 2019, mediante DELAPAZ solicitó reprogramar para el 24 de junio de 2019, la reunión convocada mediante nota AETN-1502-DPT-283/2019 de 28 de mayo de 2019.

Que el 24 de junio de 2019, en dependencias del Ente Regulador, la Consultora MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. realizó una presentación de los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023, firmándose a la conclusión de la exposición el Acta de Reunión de la misma fecha.

Que mediante nota AETN-1953-DPT-397/2019 de 05 de julio de 2019, se remitieron a la Distribuidora las observaciones respecto a los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

Que mediante nota AETN-1920-DPT-365/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a DELAPAZ información referida a costos correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota AETN-1927-DPT-372/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a DELAPAZ información referida a Kilómetros de Línea por Nivel de Tensión y Proyectos de Electrificación Rural para el periodo 2020 - 2023.

Que mediante nota AETN-1934-DPT-379/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a DELAPAZ, información referida a activos correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.



RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT
CIAES N°0019-0003-0003-0001
0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Que mediante nota AETN-1941-DPT-386/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a DELAPAZ información desagregada de los Estados Financieros 2015, 2016, 2017 y 2018, en el formato del Formulario ISE 220.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9554 de 12 de julio de 2019, DELAPAZ solicitó ampliación de plazo para la presentación de la información solicitada por el Ente Regulador mediante notas AETN-1920-DPT-365/2019, AETN-1927-DPT-372/2019, AETN-1934-DPT-379/2019 y AETN-1941-DPT-386/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9877 de 19 de julio de 2019, DELAPAZ presentó la documentación requerida mediante nota AETN-1934-DPT-379/2019 de 05 de julio de 2019, referida a los activos de la Distribuidora, correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9878 de 19 de julio de 2019, DELAPAZ presentó documentación solicitada mediante nota AETN-1920-DPT-365/2019 de 05 de julio de 2019, referida a los costos incurridos por la Distribuidora en las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9879 de 19 de julio de 2019, DELAPAZ presentó documentación requerida mediante nota AETN-1941-DPT-386/2019 de 05 de julio de 2019, referida a información desagregada de los Estados Financieros 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9880 de 19 de julio de 2019, DELAPAZ presentó la documentación solicitada mediante nota AETN-1927-DPT-372/2019 de 05 de julio de 2019, referida a los Kilómetros de Línea operados.

Que mediante nota AETN-2077-DPT-419/2019 de 22 de julio de 2019, se remitió a DELAPAZ el documento de Aspectos a ser considerados en el Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10040 de 23 de julio de 2019, DELAPAZ presentó los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 – 2023, con las modificaciones realizadas, en cumplimiento a las observaciones establecidas mediante nota AETN-1953-DPT-397/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10420 de 31 de julio de 2019, DELAPAZ presentó el Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota AETN-2199-DPT-455/2019 de 1° de agosto de 2019, se convocó a reunión para el 12 de agosto de 2019, a efecto de que DELAPAZ exponga el Estudio
Resolución AETN N° 1123/2019, Página 4 de 16





RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT
CIAES N°0019-0003-0003-0001
0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Tarifario presentado correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10675 de 07 de agosto de 2019, DELAPAZ solicitó la postergación de la reunión de presentación del Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023, a efecto de que la misma se lleve a cabo el 19 de agosto de 2019.

Que el 19 de agosto de 2019, en dependencia de la AETN, la Consultora MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. realizó la presentación del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023, firmándose a la conclusión de la exposición, el Acta de Reunión de la misma fecha.

Que el 22 de agosto de 2019 en dependencia de la AETN, la Consultora MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. realizó la exposición del Manejo del Modelo Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023, firmándose a la conclusión de la presentación, el Acta de Reunión de la misma fecha.

Que mediante nota AETN-2460-DPT-495/2019 de 02 de septiembre de 2019, se remitió a DELAPAZ el documento de observaciones al Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 12609 de 16 de septiembre de 2019, DELAPAZ solicitó una ampliación de plazo al 30 de septiembre de 2019 para la entrega del Informe Final corregido del Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota AETN-2645-DPT-523/2019 de 20 de septiembre de 2019, se aceptó la solicitud de ampliación de plazo para la entrega del Informe Final corregido del Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023; asimismo, se recordó a la Distribuidora que en el marco de los compromisos asumidos en la reunión efectuada el 09 de septiembre de 2019, el Informe Final de Estudio de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023 debía ser presentado hasta el 24 de septiembre de 2019. Finalmente, la citada misiva convocó a la reunión programada para el 02 de octubre de 2019, con el objeto de que DELAPAZ presente el Estudio Tarifario Final propuesto.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13152 de 24 de septiembre de 2019, DELAPAZ presentó los Estudios Finales de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga periodo 2019 - 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13444 de 30 de septiembre de 2019, DELAPAZ presentó el Estudio Tarifario Revisado correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Resolución AETN N° 1123/2019, Página 5 de 16

DIRECTOR LEGAL
AETN
[Handwritten signatures and initials]

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13522 de 1° de octubre de 2019, DELAPAZ confirmó su asistencia para la reunión programada por el Ente Regulador mediante nota AETN-2645-DPT-523/2019 de 20 de septiembre de 2019.

Que el 02 de octubre de 2019 en dependencia de la AETN, representantes de DELAPAZ presentaron las modificaciones realizadas en el Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023, firmándose a la conclusión de la exposición, el Acta de Reunión de la misma fecha.

Que mediante Resolución AETN N° 957/2019 de 21 de octubre de 2019, se determinó el monto de inversión efectivamente ejecutado por DELAPAZ correspondiente a la gestión 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 15099 de 31 de octubre de 2019, DELAPAZ presentó el Informe Complementario al Estudio Tarifario en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 1013/2019 de 31 de octubre de 2019, se aprobó el Programa de inversiones para DELAPAZ correspondiente al periodo 2020 - 2023.

Que mediante Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019, se 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 nota recepcionada en la AETN con Registro N° 16965 de 10 de diciembre de 2019, DELAPAZ presentó la propuesta de Estructura Tarifaria Base en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 1120/2019 de 11 de diciembre de 2019, se aprobó la Proyección de Consumidores y Demanda de Energía Eléctrica correspondiente al periodo 2019 - 2023 para DELAPAZ.

Que mediante Resolución AETN N° 1121/2019 de 11 de diciembre de 2019, se aprobaron los Costos de Suministro para DELAPAZ a ser utilizados para el cálculo de la tarifa base correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante Informe AETN-DPT N° 839/2019 de 11 de diciembre de 2019, se recomendó aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de DELAPAZ, 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 y los factores típicos de la Demanda.

Resolución AETN N° 1123/2019, Página 6 de 16



La Paz, 11 de diciembre de 2019

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 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. (...)"

Que los incisos e) y f) del artículo 29 de la Ley de Electricidad, en cuanto a los contratos de Concesión y Licencia, 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;(...)"

Que el artículo 47 de la Ley de Electricidad, 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. (...)"*

Que el artículo 51 de la Ley de Electricidad, 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*

Resolución AETN N° 1123/2019, Página 7 de 16



Handwritten signatures and initials in blue ink.

La Paz, 11 de diciembre de 2019

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

Resolución AETN N° 1123/2019, Página 8 de 16

La Paz, 11 de diciembre de 2019

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”.



Handwritten signatures and initials in blue ink.

La Paz, 11 de diciembre de 2019

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 53 del RPT, dispone la forma en que serán determinadas las tarifas base señaladas en el Artículo 42 de la misma Disposición Legal.

Resolución AETN N° 1123/2019, Página 10 de 16



Handwritten signatures and initials in blue ink.

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Que el artículo 55 del RPT, determina las fórmulas de indexación de los cargos componentes de las tarifas base de Distribución.

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”.*

Resolución AETN N° 1123/2019, Página 11 de 16

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Que 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.

Que 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.

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° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, aprueba la Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución Tarifas en Sistemas Aislados y Menores con Contratos de Adecuación, Registro y Otros Sistemas Aislados y Menores.

Que 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).

Que el inciso a) y b) de la Disposición Primera de la Resolución AE N° 686/2017 de 12 de diciembre de 2017, fija la Tasa de Regulación para la gestión 2018, señalando lo siguiente:

"a) Cero coma noventa por ciento (0.90%) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que cuentan con Licencia de Generación, Licencia de Transmisión, Concesión y/o Título Habilitante para ejercer las actividades de la industria eléctrica.

b) Cero coma cuarenta por ciento (0.40%) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que tengan suscrito un Contrato de Electrificación Rural y/o Registro de Operación para ejercer las actividades de la industria eléctrica."

Que 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.



La Paz, 11 de diciembre de 2019

Que la Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, dispone: *“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° 839/2019 de 11 de diciembre de 2019, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, concluyó y recomendó lo siguiente:

Resolución AETN N° 1123/2019, Página 13 de 16

La Paz, 11 de diciembre de 2019

“(…) 4. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- 1) El Estudio Tarifario presentado por la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ cumplió con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), en el marco de la Ley de Electricidad N° 1604 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001.
- 2) Como resultado del Estudio Tarifario, la tarifa media obtenida representa un impacto de cero coma cero por ciento (0,0%) respecto de la tarifa media vigente a diciembre de 2018.

5. RECOMENDACIONES

Por lo expuesto, se recomienda lo siguiente:

- 1) Aprobar mediante Resolución las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, y sus Fórmulas de Indexación, de acuerdo al **Anexo 1** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023.
- 2) 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.
- 3) Aprobar mediante Resolución la fórmula de actualización de la Estructura Tarifaria Base, como se muestra en el **Anexo 3** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023.
- 4) Aprobar mediante Resolución los factores típicos de la Demanda 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° 839/2019 de 11 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 DELAPAZ, 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 y los factores típicos de la Demanda.



La Paz, 11 de diciembre de 2019

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 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 Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, así como las Fórmulas de Indexación para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, conforme al Anexo N° 1 de la presente Resolución.

La Paz, 11 de diciembre de 2019

SEGUNDA.- Aprobar para la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, 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 Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, 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.

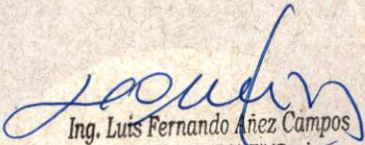
CUARTA.- Aprobar para la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, los factores típicos de la Demanda para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, conforme al Anexo N° 4 de la presente Resolución.

QUINTA.- Notificar a la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, con el Informe AETN-DPT N° 839/2019 de 11 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.

Es conforme:



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



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

ANEXO 1

Cargos de las Tarifas Base Diciembre 2018 (con impuestos)

Cargos por Potencia de Punta por nivel de tensión [Bs/kW-mes]	
CPPAT	146,697
CPPMT	
CPPBT	

Cargos por Potencia Fuera de Punta por nivel de tensión [Bs/kW-mes]	
CFATb	15,750
CFMTb	48,750
CFBTb	60,088

Cargos por Energía por bloques y nivel de tensión [Bs/MWh]	
CEATa	148,322
CEATm	130,949
CEATb	140,284
CEMTa	151,499
CEMTm	133,754
CEMTb	143,289
CEBTa	172,167
CEBTm	152,001
CEBTb	162,837

Cargos por Consumidor [Bs/Cons-mes]	
CCPD	18,441
CCMD	92,478
CCGD	370,950

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

Fórmulas de Indexación Cargos Base

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:

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

Dónde:

- CC_{k,n} Cargo por consumidor indexado.
- CC_{k,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.
- 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.
- 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 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 j 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.

- 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 el nivel de tensión j son las siguientes:

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

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 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.
- PD Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
- PD₀ Precio base del dólar.
- 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.
- Xcom Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
- Xcag 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.

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:

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

Dónde:

- 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.

Fórmula para incorporar los impuestos y tasas en los cargos tarifarios

Para la incorporación de los impuestos y tasas en los cargos tarifarios, la AETN determinó la siguiente fórmula:

$$CTc = \frac{CTs}{(1 - IVA) \times (1 - TREG) - IT}$$

Donde:

- CTc** Cargo tarifario con impuestos y tasas
CTs Cargo tarifario sin impuestos y tasas
IVA Alícuota del Impuesto al Valor Agregado
IT Alícuota del Impuesto a las Transacciones
TREG Alícuota de la Tasa de Regulación.

ANEXO 2

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE
(A precios de diciembre de 2018 con impuestos)

ESTRUCTURA TARIFARIA CATEGORIA PEQUEÑAS DEMANDAS

Definición: Consumidores con demanda de potencia menor o igual a 10 Kw.

Categorías Domiciliarias

		<u>D2-PD-BT</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	23,628
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 50 kWh	Bs./kWh	0,650
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,663
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,690
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,723
1001 - kWh	Bs./kWh	0,730

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V o 230 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		<u>D3-PD-BT</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	23,628
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 50 kWh	Bs./kWh	0,663
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,751
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,781
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,822
1001 - kWh	Bs./kWh	0,829

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 115 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW. Registrados al 31 de octubre del 2019.

		<u>D4-PD-BT</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	23,628
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 50 kWh	Bs./kWh	0,663
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,793
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,825
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,858
1001 - kWh	Bs./kWh	0,866

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT**

**CIAES N°0019-0003-0003-0001
0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005**

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 115/230 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW. Según disponibilidad del nivel de tensión solicitado en el punto de suministro.

		<u>D5-PD-BT</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	62,123
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 100 kWh	Bs./kWh	0,657
101 - 300 kWh	Bs./kWh	0,723
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,796
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,885
1001 - kWh	Bs./kWh	0,894

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión trifásico con tensión de suministro de 220 V o 115/230 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		<u>D2-PD-MT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	23,628
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,586
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,563
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,632
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,714
1001 - kWh	Bs./kWh	0,721

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en media tensión y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		<u>D5-PD-MT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	62,123
Cargo por Energía		
0 - 100 kWh	Bs./kWh	0,633
101 - 300 kWh	Bs./kWh	0,696
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,765
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,849
1001 - kWh	Bs./kWh	0,858

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en media tensión trifásico con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

			<u>D2h-PD-BT</u>
Cargo Mínimo		Bs./mes	23,628
Cargo por Energía	Ba	Bs./kWh	0,879
Cargo por Energía	Bm	Bs./kWh	0,690
Cargo por Energía	Bb	Bs./kWh	0,418

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-DPT**

**CIAES N°0019-0003-0003-0001
0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005**

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Aplicación: Consumidores domiciliarios en baja tensión con medición horaria para carga de vehículo eléctrico, con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

Categorías Generales

		<u>G-PD-BT</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	32,728
Con derecho a 30 kWh		
Cargo por Energía		
31 - 100 kWh	Bs./kWh	0,913
101 - 200 kWh	Bs./kWh	1,092
201 - kWh	Bs./kWh	1,141

Aplicación: Consumidores Generales en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		<u>G-PD-MT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	32,728
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,581
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,966
301 - kWh	Bs./kWh	1,086

Aplicación: Consumidores Generales en media tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

Categorías Industriales

		<u>I-PD-BT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	13,384
Cargo por Energía		
0 - 250	Bs./kWh	0,354
251 - kWh	Bs./kWh	0,565

Aplicación: Consumidores Industriales en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		<u>I-PD-MT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	24,090
Cargo por Energía		
0 - 250	Bs./kWh	0,278
251 - kWh	Bs./kWh	0,524

Aplicación: Consumidores Industriales en media tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT
CIAES N°0019-0003-0003-0001

0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Categorías Mineras

		<u>MI-PD-BT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	24,090
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,741

Aplicación: Consumidores Mineros en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		<u>MI-PD-MT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	24,090
Cargo por Energía		
0 - 250	Bs./kWh	0,509
251 - kWh	Bs./kWh	0,764

Aplicación: Consumidores Mineros en media tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW

Categorías Comerciales

		<u>C-PD-BT</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	32,728
Con derecho a 30 kWh		
Cargo por Energía		
31 - 100 kWh	Bs./kWh	0,913
101 - 200 kWh	Bs./kWh	1,092
201 - kWh	Bs./kWh	1,141

Aplicación: Consumidores comerciales en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		<u>C-PD-MT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	32,728
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,581
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,966
301 - kWh	Bs./kWh	1,086

Aplicación: Consumidores comerciales en media tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

ESTRUCTURA TARIFARIA CATEGORIA MEDIANAS DEMANDAS

Definición: Consumidores con demanda de potencia mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

Categorías Domiciliarias

		<u>D2-MD-BT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	38,718

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019, Página 4 de 16

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT**

**CIAES N°0019-0003-0003-0001
0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005**

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,402
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,461
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,574
1001 - kWh	Bs./kWh	0,580
Cargo por Potencia	Bs./kW	15,185

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220V o 230 V y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW.

		D4-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	49,203
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,441
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,531
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,649
1001 - kWh	Bs./kWh	0,655
Cargo por Potencia	Bs./kW	16,613

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión trifásico con tensión de suministro de 115/230 V y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

		D4-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	49,103
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,562
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,575
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,621
1001 - kWh	Bs./kWh	0,628
Cargo por Potencia	Bs./kW	13,200

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en media tensión con tensión de suministro de 115/230 V y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

		D5-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	93,785
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,402
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,604
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,686
1001 - kWh	Bs./kWh	0,692
Cargo por Potencia	Bs./kW	16,173

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión trifásico con tensión de suministro de 220 V o 115/230 V y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW.

		D5-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	103,062

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-DPT
CIAES N° 0019-0003-0003-0001**

**0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005**

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,467
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,535
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,667
1001 - kWh	Bs./kWh	0,673
Cargo por Potencia	Bs./kW	12,884

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en media tensión trifásico y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

Categorías Generales

		G1-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,602
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,739
301 - kWh	Bs./kWh	0,921
Cargo por Potencia	Bs./kW	15,691

Aplicación: Consumidores Generales en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW. Registrados al 31 de diciembre del 2006.

		G1-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,602
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,739
301 - kWh	Bs./kWh	0,914
Cargo por Potencia	Bs./kW	12,536

Aplicación: Consumidores Generales en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW. Registrados al 31 de diciembre del 2006.

		G-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,912
Cargo por Potencia	Bs./kW	69,127

Aplicación: Consumidores Generales en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

		G-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,936
Cargo por Potencia	Bs./kW	60,863

Aplicación: Consumidores Generales en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT**

**CIAES N°0019-0003-0003-0001
0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005**

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Categorías Industriales

		I-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,457
Cargo por Potencia	Bs./kW	44,488

Aplicación: Consumidores Industriales en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

		I-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,405
Cargo por Potencia	Bs./kW	43,868

Aplicación: Consumidores Industriales en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

Categorías Mineras

		MI-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,628
Cargo por Potencia	Bs./kW	86,857

Aplicación: Consumidores Mineros en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

		MI-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,571
Cargo por Potencia	Bs./kW	78,961

Aplicación: Consumidores Mineros en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

Categorías Comerciales

		C-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,912
Cargo por Potencia	Bs./kW	69,127

Aplicación: Consumidores comerciales en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT
CIAES N°0019-0003-0003-0001

0019-0010-0003-0002

0019-0010-0003-0003

0019-0011-0003-0004

0019-0010-0003-0005

La Paz, 11 de diciembre de 2019

		<u>C-MD-MT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,936
Cargo por Potencia	Bs./kW	60,863

Aplicación: Consumidores comerciales en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

Categoría Transporte Masivo

		<u>TM-MD-BT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,873
Cargo por Potencia	Bs./kW	66,194

Aplicación: Consumidores que empleen al suministro de energía eléctrica para los sistemas de tracción de las Empresas de Transporte Masivo y para los consumidores que empleen la energía eléctrica para desplazar vehículos de transporte público, con suministro en baja tensión con una potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

Categoría Empresas de Distribución

		<u>ED-MD-MT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	53,309
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,580
Cargo por Potencia	Bs./kW	47,348

Aplicación: Empresas de distribución con suministro en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

ESTRUCTURA TARIFARIA CATEGORIA GRANDES DEMANDAS

Definición: Consumidores con demanda de potencia mayor a 50 kW.

Categorías Domiciliarias

			<u>D5-GD-BT</u>
Cargo Fijo		Bs./mes	105,867
Cargo por Energía			
0-500	Ba	Bs./kWh	0,704
0-500	Bm	Bs./kWh	0,623
0-500	Bb	Bs./kWh	0,529
501 - 1000	Ba	Bs./kWh	0,704
501 - 1000	Bm	Bs./kWh	0,623
501 - 1000	Bb	Bs./kWh	0,529
Excedente		Bs./kWh	0,759
Excedente		Bs./kWh	0,675

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT
CIAES N°0019-0003-0003-0001
0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005**

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Excedente	Bs./kWh	0,567
Cargo por Potencia	Bs./kW	16,111
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs./kW	5,432

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión trifásico con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

			D5-GD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes		105,867
Cargo por Energía			
0-500	Ba	Bs./kWh	0,704
0-500	Bm	Bs./kWh	0,621
0-500	Bb	Bs./kWh	0,530
501 - 1000	Ba	Bs./kWh	0,704
501 - 1000	Bm	Bs./kWh	0,621
501 - 1000	Bb	Bs./kWh	0,530
Excedente	Bs./kWh		0,770
Excedente	Bs./kWh		0,675
Excedente	Bs./kWh		0,574
Cargo por Potencia	Bs./kW		12,666
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs./kW		2,788

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en media tensión trifásico con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Categorías Generales

			G-GD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes		465,002
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,851
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,708
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,566
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	1,133
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	1,061
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,833
Cargo por Potencia	Bs./kW		72,098
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs./kW		23,421

Aplicación: Consumidores Generales en baja tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT
CIAES N°0019-0003-0003-0001**

0019-0010-0003-0002

0019-0010-0003-0003

0019-0011-0003-0004

0019-0010-0003-0005

La Paz, 11 de diciembre de 2019

			<u>G-GD-MT</u>
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,991
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,851
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,708
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	1,141
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	0,989
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,816
Cargo por Potencia		Bs./kW	69,449
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	14,761

Aplicación: Consumidores Generales en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

			<u>G-GD-AT</u>
Cargo Fijo		Bs./mes	439,095
Cargo por Energía	Ba	Bs./kWh	0,395
Cargo por Energía	Bm	Bs./kWh	0,366
Cargo por Energía	Bb	Bs./kWh	0,300
Cargo por Potencia		Bs./kW	70,932
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	5,554

Aplicación: Consumidores Generales en alta tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Categorías Industriales

			<u>I-GD-BT</u>
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,424
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,358
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,285
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	0,506
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	0,423
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,314
Cargo por Potencia		Bs./kW	83,660
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	30,159

Aplicación: Consumidores Industriales en baja tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT
CIAES N°0019-0003-0003-0001**

0019-0010-0003-0002

0019-0010-0003-0003

0019-0011-0003-0004

0019-0010-0003-0005

La Paz, 11 de diciembre de 2019

			<u>I-GD-MT</u>
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía			
0 - 10000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,412
0 - 10000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,370
0 - 10000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,312
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	0,488
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	0,389
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,341
Cargo por Potencia		Bs./kW	70,596
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	32,310

Aplicación: Consumidores Industriales en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

			<u>I-GD-AT</u>
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía	Ba	Bs./kWh	0,411
Cargo por Energía	Bm	Bs./kWh	0,388
Cargo por Energía	Bb	Bs./kWh	0,371
Cargo por Potencia		Bs./kW	67,642
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	10,639

Aplicación: Consumidores Industriales en alta tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Categorías Mineras

			<u>MI-GD-BT</u>
Cargo Fijo		Bs	465,002
Cargo por Energía			
Bloque Alto		Bs/kWh	0,816
Bloque Medio		Bs/kWh	0,754
Bloque Bajo		Bs/kWh	0,698
Cargo por Potencia		Bs/kW	119,132
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs/kW	59,565

Aplicación: Consumidores Mineros en baja tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

			<u>MI-GD-MT</u>
Cargo Fijo		Bs	465,002
Cargo por Energía			
Bloque Alto		Bs/kWh	0,704
Bloque Medio		Bs/kWh	0,650
Bloque Bajo		Bs/kWh	0,602

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT
CIAES N°0019-0003-0003-0001

0019-0010-0003-0002

0019-0010-0003-0003

0019-0011-0003-0004

0019-0010-0003-0005

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Cargo por Potencia	Bs/kW	102,699
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs/kW	51,350

Aplicación: Consumidores Mineros en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Categorías Comerciales

			C-GD-BT
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,851
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,708
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,566
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	1,133
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	1,061
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,833
Cargo por Potencia		Bs./kW	72,098
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	23,421

Aplicación: Consumidores comerciales en baja tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

			C-GD-MT
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,991
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,851
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,708
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	1,141
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	0,989
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,816
Cargo por Potencia		Bs./kW	69,449
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	14,761

Aplicación: Consumidores comerciales en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Categorías Transporte Masivo

			TM-GD-BT
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh Ba	Ba	Bs./kWh	0,905
0 - 5000 kWh Bm	Bm	Bs./kWh	0,753
0 - 5000 kWh Bb	Bb	Bs./kWh	0,602
Excedente kWh Ba	Ba	Bs./kWh	1,204

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT**

**CIAES N°0019-0003-0003-0001
0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005**

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Excedente kWh Bm	Bm	Bs./kWh	1,128
Excedente kWh Bb	Bb	Bs./kWh	0,885
Cargo por Potencia		Bs./kW	76,635
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	24,895

Aplicación: Consumidores que empleen al suministro de energía eléctrica para los sistemas de tracción de las Empresas de Transporte Masivo y para los consumidores que empleen la energía eléctrica para desplazar vehículos de transporte público, con suministro en baja tensión con una potencia máxima mayor a 50 kW.

			<u>TM-GD-MT</u>
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh Ba	Ba	Bs./kWh	0,938
0 - 5000 kWh Bm	Bm	Bs./kWh	0,805
0 - 5000 kWh Bb	Bb	Bs./kWh	0,670
Excedente kWh Ba	Ba	Bs./kWh	1,080
Excedente kWh Bm	Bm	Bs./kWh	0,935
Excedente kWh Bb	Bb	Bs./kWh	0,772
Cargo por Potencia		Bs./kW	65,725
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	13,969

Aplicación: Consumidores que empleen al suministro de energía eléctrica para los sistemas de tracción de las Empresas de Transporte Masivo y para los consumidores que empleen la energía eléctrica para desplazar vehículos de transporte público, con suministro en media tensión con una potencia máxima mayor a 50 kW.

Categoría Empresas de Distribución

			<u>ED-GD-MT</u>
Cargo Fijo		Bs./mes	399,613
Cargo por Energía	Ba	Bs./kWh	0,314
Cargo por Energía	Bm	Bs./kWh	0,300
Cargo por Energía	Bb	Bs./kWh	0,288
Cargo por Potencia		Bs./kW	97,947
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	46,571

Aplicación: Empresas de distribución con suministro en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

CATEGORÍA ALUMBRADO PUBLICO

			<u>AP-PD-BT</u>
Cargo por Energía		Bs./kWh	0,920

Aplicación: Alumbrado público del Municipio de La Paz, El Alto, Viacha, Palca y de los Municipios del Sistema Norte.

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-DPT
CIAES N°0019-0003-0003-0001

0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005

La Paz, 11 de diciembre de 2019

ACHACACHI		AP-PD-BT-AH
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,538
Aplicación: Alumbrado público del Municipio de Achacachi.		

ACHOCALLA		AP-PD-BT-AC
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,790
Aplicación: Alumbrado público del Municipio de Achocalla.		

CATEGORÍA SEGURIDAD CIUDADANA

		SC
Cargo Mínimo	Bs./mes	23,628
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 50 kWh	Bs./kWh	0,650
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,663
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,690
501 - kWh	Bs./kWh	0,716

Aplicación: Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control.

ESTRUCTURA TARIFARIA SISTEMA NUEVO

		AP-PD-BT-SN
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,830
Aplicación: Alumbrado público de los Municipios del Sistema Nuevo.		

ESTRUCTURA TARIFARIA SISTEMA NUEVO - AROMA

		D2-PD-BT-ARO
Cargo Mínimo	Bs./mes	21,342
Con derecho a 15 kWh		

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW y consumo de energía menor o igual a 15 kWh. Para consumos mayores se aplicará la tarifa de la categoría D2-PD-BT.

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT
CIAES N°0019-0003-0003-0001**

0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005

La Paz, 11 de diciembre de 2019

		<u>ESP-ARO</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	22,322
Con derecho a 30 kWh		
Cargo por Energía		
31 - 100 kWh	Bs./kWh	1,061

Aplicación: Consumidores especiales en baja tensión con suministro de 220 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW. Registrados al 31 de octubre del 2019. Para consumidores con consumos mayores a 100 kWh serán recategorizados de forma permanente en la Categoría G-PD-BT.

		<u>AP-PD-BT-ARO</u>
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,920

Aplicación: Alumbrado público de los Municipios del Sistema Nuevo Aroma.

ESTRUCTURA TARIFARIA SISTEMA NORTE - LARECAJA

		<u>D2-PD-BT- NOR</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	14,221
Con derecho a 15 kWh		
Cargo por Energía		
16 - 60 kWh	Bs./kWh	0,793

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW y consumo de energía menor o igual a 60 kWh. Para consumos mayores se aplicará la tarifa de la categoría D2-PD-BT.

		<u>G-PD-BT- NOR</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	25,284
Con derecho a 20 kWh		

Aplicación: Consumidores Generales en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW y consumo de energía menor o igual a 20 kWh. Para consumos mayores se aplicará la tarifa de la categoría G-PD-BT.

ESTRUCTURA TARIFARIA SISTEMA NORTE - ITURRALDE

		<u>D2-PD-BT- ITU</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	22,556
Con derecho a 20 kWh		

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT**

**CIAES N°0019-0003-0003-0001
0019-0010-0003-0002
0019-0010-0003-0003
0019-0011-0003-0004
0019-0010-0003-0005**

La Paz, 11 de diciembre de 2019

Cargo por Energía

21 - 50 kWh

Bs./kWh

0,680

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW y consumo de energía menor o igual a 50 kWh. Para consumos mayores se aplicará la tarifa de la categoría D2-PD-BT.

ANEXO 3

ACTUALIZACION DE LAS FORMULAS DE INDEXACION

DELAPAZ deberá aplicar para la facturación de sus consumidores regulados, la tarifa vigente del mes de diciembre de 2018, indexada según se indica a continuación, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023:

$$CTn = CT \text{ dic}18 * (ITn / ITdic18) * FED$$

Donde:

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.

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

ANEXO 4

FACTORES DE CARGA, FACTORES DE PARTICIPACION DE ENERGIA y FACTORES DE DEMANDA

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 Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, 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 consumidores que no cuentan con medición de potencia, a continuación se muestra los citados factores:

FACTORES DE CARGA

CATEGORIA	FACTOR DE CARGA
Domiciliario PD/MD	60,13%
General PD/MD	62,97%
Industrial PD/MD	48,47%
Minería PD/MD	62,10%
General GD	66,49%
Industrial GD	68,83%
Minería GD	79,31%

FACTURACIÓN DE ENERGÍA PARA CONSUMIDORES QUE NO CUENTAN CON MEDIDOR DE ENERGÍA POR BLOQUE HORARIO

CATEGORIA	BLOQUES HORARIOS		
	BLOQUE ALTO	BLOQUE MEDIO	BLOQUE BAJO
Domiciliario	26,496%	52,834%	20,670%
General	21,746%	55,872%	22,382%
Industrial	18,407%	66,938%	14,655%
Minería	20,638%	50,406%	28,956%

A continuación se detallan los Factores de Demanda típicos para los fines de determinar el Depósito de Garantía, para las Categorías Medianas y Grandes Demandas.

**ANEXO 4 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1123/2019
TRÁMITE N° 2019-29075-33-0-0-0-DPT
CIAES N°0019-0003-0003-0001**

0019-0010-0003-0002

0019-0010-0003-0003

0019-0011-0003-0004

0019-0010-0003-0005

La Paz, 11 de diciembre de 2019

FACTORES DE DEMANDA

CATEGORIA	FACTOR DE DEMANDA
Domiciliario - GD	72,33%
Domiciliario - MD	45,47%
General - GD	56,74%
General - MD	40,47%
Industrial - GD	56,25%
Industrial - MD	60,67%
Minería - GD	83,40%
Minería - MD	53,43%

INFORME AETN - DPT N° 839/2019

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



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



De: Johanno Bascope Maida
ANALISTA II a.i.

Carla Reque Montealegre
CONSULTORA DE LINEA UTD

Ref.: DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS BASE PARA LA
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LA PAZ S.A. DELAPAZ
CORRESPONDIENTES AL PERIODO NOVIEMBRE 2019 -
OCTUBRE 2023

Trámite: 2019-29075-33-0-0-0-DPT

CIAE: 0019 - 0003 - 0003 - 0001
0019 - 0010 - 0003 - 0002
0019 - 0010 - 0003 - 0003
0019 - 0011 - 0003 - 0004
0019 - 0010 - 0003 - 0005

Lugar y Fecha: La Paz, 11 de diciembre de 2019

RESUMEN EJECUTIVO

De acuerdo a lo establecido en el artículo 51 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 y al artículo 58 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, se recomienda aprobar mediante Resolución las Tarifas Base, sus Fórmulas de Indexación, la Estructura Tarifaria Base, la Fórmula de Actualización de la Estructura Tarifaria Base y los factores típicos de la Demanda para la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, correspondientes al período noviembre 2019 - octubre 2023.

Señor Director:

Remito para su consideración el presente Informe, sobre el tema de referencia.

1. ANTECEDENTES

La nota AE-284-DPT-55/2019 de 04 de febrero de 2019, mediante la cual se remitió a la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ los Términos de Referencia para la realización del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota AE-583-DPT-119/2019 de 22 de febrero de 2019, mediante la cual se señaló que para evitar un posible conflicto de intereses en la elaboración del Estudio Tarifario, se considere que la empresa consultora que vaya a ser contratada para la evaluación de inversiones ejecutadas en el periodo 2015 - 2018, no podrá realizar la elaboración del Estudio Tarifario de su empresa para el periodo tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota ENDE-GOSE-3/1-19 recepcionada con Registro N° 3048 de 06 de marzo de 2019, mediante la cual la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE CORPORACIÓN) solicitó autorización para realizar la invitación respectiva a las empresas consultoras precalificadas por la Autoridad, de manera que dichas consultoras presenten sus ofertas para realizar los estudios tarifarios de dos empresas de distribución filiales de ENDE CORPORACIÓN con el propósito de lograr sinergias entre empresas.

La nota AE-690-DPT-138/2019 de 11 de marzo de 2019, mediante la cual se indicó a ENDE CORPORACIÓN que los Términos de Referencia para la realización de los Estudios Tarifarios del periodo noviembre 2019 - octubre 2023, señalaban que una Firma Consultora podrá realizar el Estudio Tarifario a un máximo de 2 (dos) Distribuidoras. Asimismo, se resaltó que las Distribuidoras pueden realizar la invitación respectiva a las empresas consultoras precalificadas por la Autoridad con procesos sustentados que se enmarquen en las políticas internas de cada Distribuidora.

La nota AE-884-DPT-188/2019, de 29 de marzo de 2019, mediante la cual se solicitó al Banco Central de Bolivia, la proyección del Crecimiento del Producto Interno Bruto a Precios Constantes según Actividad Económica, 2019 - 2025.

La nota BCB-APEC-SIE-CE-2019-25, recepcionada con Registro N° 4837 de 10 de abril de 2019, mediante la cual el BCB atendió la solicitud expuesta en la nota AE-884-DPT-188/2019, de 29 de marzo de 2019, indicando la proyección del PIB para los años 2019 y 2020.

La Resolución AE N° 582/2019 de 23 de abril de 2019, estableció el monto de inversión efectivamente ejecutada por DELAPAZ correspondiente al periodo 2015 - 2017.

La nota DLP-3294, recepcionada con Registro N° 5977 de 03 de mayo de 2019, mediante la cual DELAPAZ solicitó ampliación de plazo para la presentación de la documentación referida a la contratación de la Consultora MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. para que realice el Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota DLP-3264, recepcionada con Registro N° 6115 de 07 de mayo de 2019, mediante la cual DELAPAZ remitió documentación referida a la contratación de la Consultora MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. para que realice el Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota DLP-3745, recepcionada con Registro N° 6793 de 20 de mayo de 2019, mediante la cual DELAPAZ remitió los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

La nota AETN-1502-DPT-283/2019 de 28 de mayo de 2019, mediante la cual se convocó a reunión programada para el 12 de junio de 2019, a objeto de que representantes de la Consultora MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. y el personal técnico de DELAPAZ expongan los resultados de los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

La nota DLP-4336, recepcionada con Registro N° 7677 de 06 de junio de 2019, mediante la cual DELAPAZ solicitó reprogramar para el 24 de junio de 2019, la reunión convocada mediante nota AETN-1502-DPT-283/2019 de 28 de mayo de 2019.

El Acta de Reunión de 24 de junio de 2019, en el que la Consultora MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. realizó la presentación de los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

La nota AETN-1953-DPT-397/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se remitió las observaciones respecto a los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

La nota AETN-1920-DPT-365/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se solicitó a DELAPAZ, información referida a costos correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota AETN-1927-DPT-372/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se solicitó a la DELAPAZ, información referida a Kilómetros de Línea por nivel de tensión y proyectos de electrificación rural para el periodo 2020 - 2023.

La nota AETN-1934-DPT-379/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se solicitó a la DELAPAZ, información referida a activos correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota AETN-1941-DPT-386/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se solicitó a la DELAPAZ, información desagregada de los Estados Financieros 2015, 2016, 2017 y 2018, en el formato del Formulario ISE 220.

La nota DLP-5331, recepcionada con Registro N° 9554 de 12 de julio de 2019, mediante la cual DELAPAZ solicitó ampliación de plazo para la presentación de la

información solicitada en las notas AETN-1920-DPT-365/2019, AETN-1927-DPT-372/2019, AETN-1934-DPT-379/2019 y AETN-1941-DPT-386/2019 de 05 de julio de 2019.

La nota DLP-5512, recepcionada con Registro N° 9877 de 19 de julio de 2019, mediante la cual DELAPAZ remitió la documentación solicitada en la nota AETN-1934-DPT-379/2019 de 05 de julio de 2019, referida a los activos de la Distribuidora correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota DLP-5513, recepcionada con Registro N° 9878 de 19 de julio de 2019, mediante la cual DELAPAZ remitió la documentación solicitada en la nota AETN-1920-DPT-365/2019 de 05 de julio de 2019, referida a los costos incurridos por la Distribuidora en las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota DLP-5514, recepcionada con Registro N° 9879 de 19 de julio de 2019, mediante la cual DELAPAZ remitió la documentación solicitada en la nota AETN-1941-DPT-386/2019 de 05 de julio de 2019, referida a información desagregada de los Estados Financieros 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota DLP-5511, recepcionada con Registro N° 9880 de 19 de julio de 2019, mediante la cual DELAPAZ remitió la documentación solicitada en la nota AETN-1927-DPT-372/2019 de 05 de julio de 2019, referida a los Kilómetros de Línea operados.

La nota AETN-2077-DPT-419/2019 de 22 de julio de 2019, mediante la cual se remitió el documento de Aspectos a ser considerados en el Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota DLP-5578, recepcionada con Registro N° 10040 de 23 de julio de 2019, mediante la cual DELAPAZ remitió los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023 modificados en atención a las observaciones expuestas en la nota AETN-1953-DPT-397/2019 de 05 de julio de 2019.

La nota DLP-5754, recepcionada con Registro N° 10420 de 31 de julio de 2019, mediante la cual DELAPAZ remitió el Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota AETN-2199-DPT-455/2019 de 01 de agosto de 2019, mediante la cual se convocó a reunión para el 12 de agosto de 2019, a efecto de que DELAPAZ exponga el Estudio Tarifario presentado correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota DLP-5922, recepcionada con Registro N° 10675 de 07 de agosto de 2019, mediante la cual DELAPAZ solicitó postergación de la reunión de presentación del Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023, a efecto de que la misma se lleve a cabo el 19 de agosto de 2019.

El Acta de Reunión de 19 de agosto de 2019, en el que la Consultora MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. realizó la presentación del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

El Acta de Reunión de 22 de agosto de 2019, en el que la Consultora MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. realizó la exposición del Manejo del Modelo Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota AETN-2460-DPT-495/2019 de 02 de septiembre de 2019, mediante la cual se remitió el documento de observaciones al Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota DLP - 7068, recepcionada con Registro N° 12609 de 16 de septiembre de 2019, mediante la cual DELAPAZ solicitó una ampliación de plazo al 30 de septiembre de 2019 para la entrega del Informe Final corregido del Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota AETN-2645-DPT-523/2019 de 20 de septiembre de 2019, mediante la cual se aceptó la solicitud de ampliación de plazo para la entrega del Informe Final corregido del Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023. Por otra parte, se recordó que en el marco de los compromisos asumidos en la reunión efectuada el 09 de septiembre de 2019, el Informe Final de Estudio de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023 deberá ser presentado hasta el 24 de septiembre de 2019. Asimismo, se convocó a la reunión programada para el 02 de octubre de 2019 con el objeto de que DELAPAZ presente el Estudio Tarifario Final propuesto.

La nota DLP - 7403, recepcionada con Registro N° 13152 de 24 de septiembre de 2019, mediante la cual DELAPAZ remitió los Estudios Finales de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga periodo 2019 - 2023.

La nota DLP-7563, recepcionada con Registro N° 13444 de 30 de septiembre de 2019, mediante la cual DELAPAZ remitió el Estudio Tarifario Revisado correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota DLP-8583, recepcionada con Registro N° 13522 de 01 de octubre de 2019, mediante la cual DELAPAZ confirmó su asistencia para la reunión programada en la nota AETN-2645-DPT-523/2019 de 20 de septiembre de 2019.

El Acta de Reunión de 02 de octubre de 2019, en el que representantes de DELAPAZ presentaron las modificaciones realizadas en el Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La Resolución AETN N° 957/2019 de 21 de octubre de 2019, estableció el monto de inversión efectivamente ejecutada por DELAPAZ correspondiente a la gestión 2018.

La nota DLP-8465, recepcionada con Registro N° 15099 de 31 de octubre de 2019, mediante la cual DELAPAZ presentó el Informe Complementario al Estudio Tarifario en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La Resolución AETN N° 1013/2019 de 31 de octubre de 2019, aprobó el Programa de inversiones para DELAPAZ correspondiente al periodo 2020 - 2023.

La Disposición Segunda del Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019, notificado a DELAPAZ en fecha 14 de noviembre 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).

La nota DLP-9357, recepcionada con Registro N° 16965 de 10 de diciembre de 2019, mediante la cual DELAPAZ presentó la propuesta de Estructura Tarifaria Base en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La Resolución AETN N° 1120/2019 de 11 de diciembre de 2019, aprobó la Proyección de Consumidores y Demanda de Energía Eléctrica correspondiente al periodo 2019 - 2023 para DELAPAZ.

La Resolución AETN N° 1121/2019 de 11 de diciembre de 2019, aprobó los Costos de Suministro para DELAPAZ a ser utilizados para el cálculo de la tarifa base correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

2. MARCO LEGAL

Los incisos I), II) y III) del artículo 20 de la Constitución Política del Estado (CPE), promulgada el 7 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”.*

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.

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.

El 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 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 9 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 9 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° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, aprueba la Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución Tarifas en Sistemas Aislados y Menores con Contratos de Adecuación, Registro y Otros Sistemas Aislados y Menores.

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).

El inciso a) y b) de la instrucción primera de la Resolución AE N° 686/2017 de 12 de diciembre de 2017, fija la Tasa de Regulación para la gestión 2018, señalando lo siguiente:

“a) Cero coma noventa por ciento (0.90%) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que cuentan con Licencia de Generación, Licencia de Transmisión, Concesión y/o Título Habilitante para ejercer las actividades de la industria eléctrica.

b) Cero coma cuarenta por ciento (0.40%) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que tengan suscrito un Contrato de Electrificación Rural y/o Registro de Operación para ejercer las actividades de la industria eléctrica.”

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 periodo 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. ANÁLISIS

3.1. Proyección de la Demanda

La Proyección de Consumidores y Consumo de Energía Eléctrica correspondiente al periodo 2019 - 2023 para la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ fue analizada conforme la normativa vigente. A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos:

3.1.1. Consumidores

El número de consumidores proyectados atendidos por DELAPAZ y las tasas de crecimiento respectivas, en las Categorías: Residencial (Domiciliaria), General, Industrial, Alumbrado Público, SOBOCE, Seguridad Ciudadana, Minera, Especial, Empresas de Distribución y Transporte Masivo para el periodo 2019 - 2023, se detalla en los cuadros siguientes:

Cuadro N° 1.
Proyección de Consumidores según Categoría (a diciembre)
TOTAL DELAPAZ

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Domiciliario	771.250	801.575	833.174	862.028	891.912	921.354
General	75.724	78.914	82.235	85.617	89.050	92.529
Industrial	4.254	4.523	4.808	5.075	5.340	5.602
AP	49	49	49	49	49	49
SOBOCE	1	1	1	1	1	1
Seguridad	1.196	1.243	1.293	1.343	1.393	1.443
Minera	76	81	87	93	99	106
Especial	775	806	838	873	910	949
Empresas Distribucion	1	1	1	1	1	1
Transporte Masivo	31	36	36	36	41	48
Total	853.357	887.230	922.521	955.116	988.797	1.022.082

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

Cuadro N° 2.
Tasa de Crecimiento Anual del Número de Consumidores según Categoría
TOTAL DELAPAZ

Categoría	2019	2020	2021	2022	2023
Domiciliario	3,9%	3,9%	3,5%	3,5%	3,3%
General	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%
Industrial	6,3%	6,3%	5,6%	5,2%	4,9%
AP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SOBOCE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Seguridad	4,0%	4,0%	3,9%	3,7%	3,6%
Minera	7,1%	6,8%	6,7%	6,7%	6,8%
Especial	4,0%	4,0%	4,2%	4,2%	4,2%
Empresas Distribucion	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Transporte Masivo	16,1%	0,0%	0,0%	13,9%	17,1%
Total	4,0%	4,0%	3,5%	3,5%	3,4%

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

3.1.2. Consumo de Energía

El consumo proyectado para DELAPAZ, y las tasas de crecimiento respectivas en las Categorías: Residencial (Domiciliaria), General, Industrial, Alumbrado Público, SOBOCE, Seguridad Ciudadana, Minera, Especial, Empresas de Distribución y Transporte Masivo para el periodo 2019 - 2023, se detalla en los cuadros siguientes:

Cuadro N° 3.
Proyección del Consumo de Energía según Categoría (MWh)
TOTAL DELAPAZ

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Domiciliario	808.864	833.672	857.979	884.022	907.209	934.764
General	378.584	393.612	410.312	427.878	446.357	465.807
Industrial	255.880	260.502	265.293	270.284	275.492	280.936
AP	108.912	113.731	118.782	94.519	96.427	98.565
SOBOCE	131.415	134.138	136.918	139.755	142.650	145.606
Seguridad	773	804	837	872	908	946
Minera	20.259	22.339	24.681	27.319	30.291	33.639
Especial	542	578	617	659	704	751
Empresas Distribucion	101	110	121	132	145	158
Transporte Masivo	22.077	32.819	32.819	32.819	36.950	42.361
Total	1.727.406	1.792.305	1.848.360	1.878.259	1.937.133	2.003.533

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

Cuadro N° 4.
Tasa de Crecimiento Anual del Consumo de Energía según Categoría
TOTAL DELAPAZ

Categoría	2019	2020	2021	2022	2023
Domiciliario	3,1%	2,9%	3,0%	2,6%	3,0%
General	4,0%	4,2%	4,3%	4,3%	4,4%
Industrial	1,8%	1,8%	1,9%	1,9%	2,0%
AP	4,4%	4,4%	-20,4%	2,0%	2,2%
SOBOCE	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
Seguridad	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,2%
Minera	10,3%	10,5%	10,7%	10,9%	11,1%
Especial	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%
Empresas Distribucion	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%
Transporte Masivo	48,7%	0,0%	0,0%	12,6%	14,6%
Total	3,8%	3,1%	1,6%	3,1%	3,4%

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

3.2. Potencia

Las potencias máximas de DELAPAZ para el periodo 2019 - 2023, fueron proyectadas en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo y los factores de carga que se presentan a continuación.

Cuadro N° 5.
Factor de carga de DELAPAZ

Año	2020	2021	2022	2023
Energía Disponible (MWh)	2.081.290	2.116.150	2.183.510	2.259.438
Demanda Máxima Simultánea (MW)	374,6	380,9	393,0	406,7
Factor de Carga del Sistema	0,634	0,634	0,634	0,634

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

Informe AETN - DPT N° 839/2019, Página 15 de 28

3.3. Pérdidas

Se determinaron las pérdidas de energía por nivel de tensión considerando las pérdidas técnicas y no técnicas, presentadas por DELAPAZ.

**Cuadro N° 6.
Pérdidas de Energía por Nivel de Tensión Total DELAPAZ**

Año	2020	2021	2022	2023
Energía Disponible (MWh)	2.081.290	2.116.150	2.183.510	2.259.438
Baja tensión (MWh)				
Pérdidas Técnicas	70.142	71.627	74.180	77.047
Pérdidas No Técnicas	106.118	108.365	112.228	116.566
Media Tensión (MWh)				
Pérdidas Técnicas	40.095	40.944	42.403	44.042
Alta Tensión (MWh)				
Pérdidas Técnicas	14.802	15.116	15.655	16.260
Perdidas Totales (MWh)	231.157	236.051	244.466	253.915
Perdidas Totales (%)	11,11%	11,15%	11,20%	11,24%

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

3.4. Balance de Energía y Potencia

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

**Cuadro N° 7.
Balance de Energía Total DELAPAZ
por Nivel de Tensión**

Año	2020	2021	2022	2023
Alta Tensión (MWh)				
Ventas	143.710	146.674	149.704	152.799
Perdidas Técnicas	14.802	15.116	15.655	16.260
Media Tensión (MWh)				
Ventas	399.495	411.524	428.168	446.860
Perdidas Técnicas	40.095	40.944	42.403	44.042
Baja tensión (MWh)				
Ventas	1.305.155	1.320.061	1.359.261	1.403.874
Consumo Propio	1.774	1.840	1.911	1.990
Perdidas (Técnicas y No Técnicas)	176.260	179.992	186.408	193.613
Energía Disponible (MWh)	2.081.290	2.116.150	2.183.510	2.259.438

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

**Cuadro N° 8.
Balance de Potencia Máxima en Alta Tensión**

Año	2020	2021	2022	2023
Baja tensión (MW)				
Ventas	236,9	240,5	247,9	256,3
Consumo Propio	0,2	0,3	0,3	0,3
Pérdidas Técnicas	43,8	44,9	46,5	48,4
Media Tensión (MW)				
Ventas MT	86,9	90,0	93,4	97,2
Ventas Nivel Inferior	253,2	255,7	263,3	271,9
Pérdidas Técnicas	9,6	9,8	10,1	10,5
Alta Tensión (MW)				
Ventas AT	18,5	18,9	19,3	19,7
Ventas Nivel Inferior	352,6	358,4	370,0	383,1
Pérdidas Técnicas	3,5	3,6	3,7	3,8
Demanda Máxima (MW)	374,6	380,9	393,0	406,7

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

Cuadro N° 9.
Demanda Máxima Total DELAPAZ

Año	Ventas de Energía (MWh)	Energía Consumo Propio (MWh)	Pérdidas de Energía (%)	Energía Disponible (MWh)	Factor de Carga del Sistema	Demanda Máxima Simultánea (MW)
2020	1.848.360	1.774	11,11%	2.081.290	0,634	374,6
2021	1.878.259	1.840	11,15%	2.116.150	0,634	380,9
2022	1.937.133	1.911	11,20%	2.183.510	0,634	393,0
2023	2.003.533	1.990	11,24%	2.259.438	0,634	406,7

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

3.5. Caracterización de la Carga

En el **Anexo 4** del presente Informe, se presentan los Factores de Carga típicos por categoría que corresponden al Estudio de Caracterización de la Carga.

3.6. Inversiones

En el marco de la verificación del Cumplimiento de Compromisos de Inversión, el cuadro siguiente presenta las Inversiones Reconocidas para cada uno de los Sistema eléctricos atendidos por DELAPAZ durante el periodo 2015 - 2018.

Cuadro N° 10.
Inversiones Reconocidas para DELAPAZ (En Bs.) (periodo 2015 - 2018)

Tipo de Inversión	2015	2016	2017	2018	Total 2015 - 2018
Inversiones Alta Tensión	122.688.267	44.979.071	6.292.251	3.653.881	177.613.471
Inversiones Baja Tensión	44.048.657	49.818.506	53.738.424	46.482.823	194.088.410
Inversiones Media Tensión	47.229.684	51.996.860	77.729.568	69.107.608	246.063.721
Inversiones No Eléctricas	22.875.956	10.341.466	19.627.076	10.857.125	63.701.624
Total	236.842.565	157.135.904	157.387.319	130.101.437	681.467.225

Fuente: Elaboración Propia en base a la información de la Jefatura de Inversiones - DPT - AETN

Asimismo, mediante la Resolución AETN N° 1013/2019 de 31 de octubre de 2019, se aprobó el Programa de inversiones propuesto por DELAPAZ para el periodo tarifario 2020 - 2023. A continuación, se presenta los resultados obtenidos.

Cuadro N° 11.
Programa de Inversiones para DELAPAZ (En Bs.) (periodo 2020 - 2023)

Tipo de Inversión	2020	2021	2022	2023	Total Periodo 2020 - 2023
Total Alta Tensión	45.252.331	20.693.186	53.581.109	79.571.544	199.098.171
Total Media Tensión	71.467.777	79.843.355	64.288.375	58.673.434	274.272.940
Total Baja Tensión	59.569.116	60.386.360	56.642.289	59.905.140	236.502.905
Total Propiedad General	42.734.519	12.765.487	10.466.942	3.002.670	68.969.618
Total	219.023.742	173.688.388	184.978.715	201.152.789	778.843.634

Fuente: Resolución AETN N° 1013/2019 de 31 de octubre de 2019

3.7. Costos

3.7.1. Costos Operativos

Los costos operativos son aquellos costos que dependen de la gestión de la distribuidora en el desarrollo de la actividad de distribución, y son los siguientes:

Informe AETN - DPT N° 839/2019, Página 17 de 28

costos de consumidores, costos de operación y mantenimiento y costos administrativos y generales.

Producto de la revisión realizada a la información reportada en las Bases de Datos de DELAPAZ, enviadas a la AETN mediante nota con Registro N° 10420 de 31 de julio de 2019, se pudo identificar varios gastos observados que de acuerdo a los artículos 45 y 46 del RPT no son reconocidos. Al respecto, la AETN envió los costos observados mediante nota AETN-2460-DPT-495/2019 de 02 de septiembre de 2019. De esa manera, DELAPAZ consideró las observaciones realizadas por la AETN y procedió a depurar los costos observados en el Modelo Tarifario Final.

Para las proyecciones de los costos totales ajustados, DELAPAZ utilizó la metodología "PEG" y sus parámetros donde funciones del tipo Cobb Douglas conforman los impulsores del costo. Las variables involucradas fueron la Potencia Máxima y los kilómetros de red para proyectar costos de operación y mantenimiento, los clientes y los kilómetros de red para proyectar costos de servicio al cliente, y potencia máxima para proyectar costos de administración.

A continuación, se presentan los costos operativos totales junto a los parámetros utilizados para la proyección de DELAPAZ.

Cuadro N° 12.
Costos Operativos Totales 2019 - 2023 (A precios del 2018, en Bolivianos)

Concepto	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023
Operación y Mantenimiento	136.838.480	146.907.118	150.880.058	154.900.977	160.044.599	167.040.514
Administrativos y Generales	45.619.952	48.372.360	51.037.533	51.509.140	52.360.149	53.821.343
Consumidores	118.832.851	128.951.980	143.944.978	147.396.239	152.413.271	157.364.866
Total	301.291.283	324.231.458	345.862.569	353.806.357	364.818.018	378.226.722

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

Cuadro N° 13.
Parámetros de Proyección por Sistema

Sistema Mayor	Base	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda Máxima Anual (kW)	304.823	323.219	331.726	334.841	343.403	353.160
Líneas AT/MT/BT (Km)	6.480	7.005	7.193	7.362	7.537	7.743
Consumidores	619.535	667.620	693.683	715.687	738.285	759.964

Sistema Nuevo	Base	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda Máxima Anual (kW)	27.247	29.770	32.288	34.983	37.987	41.307
Líneas AT/MT/BT (Km)	16.202	17.697	18.505	19.313	20.121	20.929
Consumidores	139.126	149.353	155.479	162.506	169.856	177.545

Sistema Norte	Base	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda Máxima Anual (kW)	15.344	15.869	12.138	13.023	14.001	15.060
Líneas AT/MT/BT (Km)	5.544	6.214	6.293	6.375	6.461	6.550
Consumidores	64.612	70.257	73.359	76.923	80.656	84.572

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

3.7.2. Costos de Compra

La determinación de los costos de compra se realizó mediante la aplicación de precios de energía, potencia y peaje a los retiros proyectados de energía y potencia para el periodo 2019 - 2023.

Los costos de compra de electricidad determinados en el Estudio Tarifario se muestran en siguiente cuadro:

Cuadro N° 14.
Importes por Compra de Energía, Potencia de Punta y Peajes Bs s/IVA DELAPAZ

Concepto	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023
Alta Tensión	41.654.655	42.847.429	44.086.768	45.161.227	46.081.915	47.024.146
Media Tensión	149.688.480	155.650.252	158.074.210	163.599.726	170.180.916	177.565.345
Baja Tensión	525.532.668	542.770.153	562.607.475	568.672.467	585.907.348	605.465.045
Total Compra	716.875.803	741.267.834	764.768.453	777.433.420	802.170.179	830.054.536

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

3.8. Utilidad y Costos Financieros

3.8.1. Utilidad

De acuerdo a lo establecido en el artículo 51 del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, 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 AETN mediante Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó la Tasa de Retorno de 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.

Cuadro N° 15.
Utilidad Regulatoria Total DELAPAZ (En Bs.)

Concepto	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020 - 2023
Patrimonio Afecto a la Concesión (PAC)	1.434.315.524	1.557.593.095	1.693.745.226	1.844.908.917	1.632.640.690
PAC Promedio	1.358.637.514	1.495.954.309	1.625.669.160	1.769.327.071	1.562.397.014
Tasa de retorno (%)	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%
Utilidad (Regulatoria)	123.636.014	136.131.842	147.935.894	161.008.763	142.178.128

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

3.8.2. Costos Financieros

DELAPAZ presentó en su Estudio Tarifario el siguiente detalle de pasivo vigente a la fecha de presentación del estudio:

Cuadro N° 16.
Pasivos Total DELAPAZ (En Bs.)

Préstamos a Largo Plazo

Entidad	Total Días	Tasa de Interés	Monto
Banco Unión S.A.	3.600	4,00%	48.000.000
Banco Unión S.A.	3.420	4,00%	100.000.000
Banco Unión S.A.	3.600	4,00%	20.000.000
Banco de Crédito de Bolivia S.A.	3.652	3,90%	61.534.200
Banco de Crédito de Bolivia S.A.	3.652	3,90%	27.645.800
Banco Unión S.A.	3.600	3,85%	13.000.000
Banco de Crédito de Bolivia S.A.	3.652	3,90%	70.000.000
Banco de Crédito de Bolivia S.A.	3.652	3,75%	50.000.000
Banco de Crédito de Bolivia S.A.	3.652	3,45%	25.951.501
Banco Nacional de Bolivia S.A.	3.600	4,25%	23.927.252
Banco de Crédito de Bolivia S.A.	3.653	4,45%	26.000.000
Banco Unión S.A.	3.651	4,10%	54.000.000
Banco Unión S.A.	3.648	4,20%	50.000.000

Emisión de Bonos EPZ III - Emisión 1; Series "B" y "C"

Serie	Total Días	Tasa de Interés	Monto
B	2.520	5,75%	45.860.566
C	2.880	6,25%	47.854.503

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ. (2019 - 2023)

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 citada Resolución 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 de los Estudios Tarifarios, 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 caso de que los pasivos de largo plazo de las Distribuidoras consideren tasas de interés y/o gastos financieros menores a la TMI y al valor fijado para los gastos financieros, establecidos en los incisos precedentes, no corresponderá realizar ajuste alguno a las tasas utilizadas en los Estudios Tarifarios, debiendo las Distribuidoras aplicar las tasas de interés y los gastos financieros correspondientes a los contratos suscritos en relación a pasivos de largo plazo".

En este contexto se determinó el valor de la tasa máxima de interés a considerarse en el Estudio Tarifario, 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 (BCB).

Una vez obtenido los valores referenciales para la Tasa Máxima de Interés, se procedió a verificar que las tasas de interés de los préstamos de DELAPAZ son menores a los límites establecidos por el Regulador, por lo que no corresponde realizar ajuste alguno a las tasas utilizadas en el Estudio Tarifario.

Finalmente se tiene el valor del Pasivo de Largo Plazo, los Intereses y los Gastos Financieros incluidos en el Estudio Tarifario:

Cuadro N° 17.
Costos Financieros Total DELAPAZ (En Bs.)

Descripción	2020	2021	2022	2023
Total Pasivo Largo Plazo	429.559.061	375.437.845	317.649.431	259.861.017
Alta Tensión	54.241.891	47.407.820	40.110.679	32.813.539
Media Tensión	141.925.849	124.044.258	104.951.028	85.857.799
Baja Tensión	199.054.597	173.975.213	147.196.475	120.417.737
Servicios Clientes	24.703.104	21.590.699	18.267.400	14.944.101
Administración	9.633.620	8.419.856	7.123.849	5.827.842
Total Intereses	20.136.692	15.142.438	12.827.139	10.546.515
Alta Tensión	2.542.729	1.912.087	1.619.727	1.331.744
Media Tensión	6.653.141	5.003.045	4.238.073	3.484.557
Baja Tensión	9.331.199	7.016.897	5.944.004	4.887.179
Servicios Clientes	1.158.022	870.812	737.664	606.509
Administración	451.601	339.596	287.671	236.524
Total Gastos Financieros	143.564	-	-	-
Alta Tensión	18.128	-	-	-
Media Tensión	47.433	-	-	-
Baja Tensión	66.526	-	-	-
Servicios Clientes	8.256	-	-	-
Administración	3.220	-	-	-
Total Costos Financieros	20.280.256	15.142.438	12.827.139	10.546.515

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ. (2019 - 2023)

3.9. Activo y Patrimonio

3.9.1. Activo

El activo fue actualizado de acuerdo con la Normativa vigente, partiendo de los valores aprobados en el Estudio Tarifario anterior a diciembre 2014, mismos que fueron actualizados a diciembre de 2018 un 60% considerando la variación del dólar estadounidense y un 40% por la variación del índice de precios al consumidor

Cuadro N° 18.
Balance de Activos Inicial (En Bs)

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023
Alta Tension	311.075.033	451.784.924	497.037.255	517.730.441	571.311.550
Media Tension	814.277.552	948.912.723	1.020.380.500	1.100.223.854	1.164.512.229
Baja Tension	1.146.904.523	1.208.411.605	1.267.980.721	1.328.367.081	1.385.009.370
Servicios al Cliente	141.652.967	155.442.270	185.748.077	191.218.516	198.486.102
Administración	55.241.265	59.801.134	72.229.846	79.524.894	82.724.250
Total Activo	2.469.151.340	2.824.352.656	3.043.376.398	3.217.064.786	3.402.043.501

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ. (2019 - 2023)

3.9.1.1. Cuota anual de depreciación de activos tangibles

El cálculo de la cuota anual de depreciación de los activos fijos que se incluirá como costos para el período 2020 - 2023, se ha efectuado en base a los siguientes criterios:

- 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 de los existentes como de las inversiones proyectadas. Tanto los activos como las inversiones han sido actualizados

previamente de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo Tercero (Actualización de Activos) del Decreto Supremo N° 29598 de 11 de julio de 2008.

Bajo esta normativa la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por el regulador, se utilizó 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 utilizó la variación anual del Índice de Precios al Consumidor (IPC).

- La cuota anual de depreciación no incluye la cuota correspondiente a los activos que concluyeron su vida útil ni de los activos donados.
- El Sistema Yungas fue transferido a DELAPAZ en cumplimiento a la Resolución AE N°333/2017 de 26 de junio de 2017. Por tanto, los activos eléctricos de este sistema y que son de propiedad de DELAPAZ están incluidos en el Modelo Tarifario.

Bajo estos criterios, se determinó la cuota anual de depreciación cuyo resultado se presenta a continuación:

Cuadro N° 19.
Depreciaciones Totales Anuales DELAPAZ (En Bs.)

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023
Alta Tension	10.276.379	13.371.365	14.406.044	15.567.736	17.447.153
Media Tension	30.749.264	34.325.709	36.824.488	39.321.173	41.320.057
Baja Tension	39.023.467	40.138.379	41.194.507	42.230.689	42.444.404
Servicios al Cliente	10.403.883	11.180.115	10.601.798	9.791.361	7.728.938
Administracion	3.643.802	4.072.593	4.261.062	4.248.347	3.822.987
Total Depreciación	94.096.794	103.088.163	107.287.899	111.159.306	112.763.539

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ. (2019 - 2023)

3.9.1.2. Valores de Activo Intangible y Amortización

Como activos intangibles a amortizar durante el periodo tarifario 2020 - 2023, DELAPAZ ha considerado los siguientes estudios / consultorías: Estudio Tarifario, Medición Caracterización de la Carga, Análisis de Costos Año Base, Revisión de Inversiones 2015 - 2017 (Empresa Consultora ABS SRL.), y Revisión de Inversiones 2018 (Empresa Consultora GATES).

Cuadro N° 20.
Activo Intangible Total DELAPAZ (En Bs.)

Detalle	2020	2021	2022	2023
Estudio Tarifario	966.744	966.744	966.744	966.744
Medición Caracterización de la Carga	153.182	153.182	153.182	153.182
Análisis de Costos Año Base	17.357	17.357	17.357	17.357
Revisión de Inversiones 2015 - 2017 ABS SRL.	279.987	279.987	279.987	279.987
Revisión de Inversiones 2018 Empresa GATES	125.019	125.019	125.019	125.019

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ. (2019 - 2023)

De esta manera, los resultados a ser considerados en el periodo tarifario en relación a la cuota de amortización se muestran a continuación:

**Cuadro N° 21.
Cuota anual de Amortización Total DELAPAZ (En Bs.)**

Descripción	2020	2021	2022	2023
Cuota anual de Amortización	385.572	385.572	385.572	385.572

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ. (2019 - 2023)

3.9.2. 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:

**Cuadro N° 22.
Patrimonio Total DELAPAZ (En Bs. de 2018)**

Activos	2020	2021	2022	2023
Bienes de Uso	3.043.376.398	3.217.064.786	3.402.043.501	3.603.196.290
Intangibles	1.542.289	1.542.289	1.542.289	1.542.289
Capital de Trabajo	132.375.028	135.516.468	140.446.347	145.817.947
Depreciaciones Acum Bienes Uso	-1.312.697.063	-1.419.984.963	-1.531.144.269	-1.643.907.808
Amortizaciones Acum Intangibles	-722.067	-1.107.639	-1.493.211	-1.878.783
Subtotal Activos	1.863.874.584	1.933.030.941	2.011.394.657	2.104.769.934
Pasivos	2020	2021	2022	2023
Pasivos LP	429.559.061	375.437.845	317.649.431	259.861.017
Subtotal Pasivos	429.559.061	375.437.845	317.649.431	259.861.017
Donaciones	-	-	-	-
Patrimonio Total	1.434.315.524	1.557.593.095	1.693.745.226	1.844.908.917
Utilidad Total	123.636.014	136.131.842	147.935.894	161.008.763

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

3.9.3. Impuestos y Tasas

Los costos por Impuestos y Tasas incluyen el Impuesto a las transacciones con una alícuota de 3% y la Tasa de Regulación aprobada mediante Resolución AE N° 686/2017 de 12 de diciembre de 2017, que fija la Tasa de Regulación para la gestión 2018, en cero coma noventa por ciento (0,90 %) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que cuentan con Licencia de Generación, Licencia de Transmisión, Concesión y/o Título Habilitante para ejercer las actividades de la industria eléctrica, y en cero coma cuarenta por ciento (0,40 %) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que tengan suscrito un Contrato de Electrificación Rural y/o Registro de Operación para ejercer las actividades de la industria eléctrica.

Es importante aclarar que en el caso particular de DELAPAZ, se consideró como Tasa de Regulación para la gestión 2018, un cero coma ochenta y siete por ciento (0,87 %), siendo éste valor una tasa ponderada resultante de las respectivas Tasas de Regulación de los Sistema Mayor, Nuevo, Aroma, Larecaja, Iturrealde y Yungas.

Informe AETN - DPT N° 839/2019, Página 23 de 28

3.9.4. Otros Ingresos

De acuerdo al artículo 49 del Reglamento de Precios y Tarifas, los otros ingresos afectos a la concesión deben considerarse como parte de los ingresos regulados. Con el fin de reflejar los otros ingresos en la tarifa, se ha optado metodológicamente a descontar de los costos operativos los otros ingresos proyectados, en forma previa al cálculo de las tarifas base.

A continuación, se presenta un resumen de los otros ingresos considerados:

Cuadro N° 23.
Detalle de Otros Ingresos Total DELAPAZ (En Bs)

Descripción	2020	2021	2022	2023
Conexiones y Reconexiones	9.171.781	9.236.393	9.487.300	9.665.034
Compensación por bajo factor de potencia	2.587.626	3.017.961	2.281.804	1.759.870
Aquiler Postes	5.796.035	5.796.035	5.796.035	5.796.035
Comisión cobranza tasa de aseo	4.408.438	4.548.274	4.691.892	4.829.663
Comisión tasa de AP	5.630.647	5.781.716	5.937.771	6.114.168
Resto	6.558.014	6.560.232	6.562.511	6.564.697
Otros Ingresos	34.152.540	34.940.610	34.757.312	34.729.467

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

3.10. Determinación de las Tarifas Base

La Tarifa Base obtenida del Estudio de DELAPAZ, 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 fecha 31 de octubre de 2019, DELAPAZ realizó la entrega del modelo tarifario que contiene la información final referente a los cargos de las tarifas base. Estos cargos base, se presentan en el **Anexo 1** al presente Informe.

3.11. Fórmulas de Indexación Cargos Base

El artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas, define las fórmulas de indexación de las tarifas de los Cargos Base, estas fórmulas se presentan en el **Anexo 1** al presente Informe.

3.12. Determinación de los Ingresos y Tarifa Requerida

Los ingresos requeridos deben cubrir todos los costos de suministro y la utilidad regulada que se presenta a continuación:

**Cuadro 24.
Determinación de Ingresos DELAPAZ 2020 - 2023 (En Bs.)**

Descripción	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020 - 2023
Costo Compra	764.768.453	777.433.420	802.170.179	830.054.536	793.606.647
O&M	150.880.058	154.900.977	160.044.599	167.040.514	158.216.537
Consumidor	143.944.978	147.396.239	152.413.271	157.364.866	150.279.839
Administración	51.037.533	51.509.140	52.360.149	53.821.343	52.182.041
Otros Ingresos	-34.152.540	-34.940.610	-34.757.312	-34.729.467	-34.644.982
Depreciación	103.473.735	107.673.472	111.544.878	113.149.112	108.960.299
Interes	20.280.256	15.142.438	12.827.139	10.546.515	14.699.087
Utilidad	123.636.014	136.131.842	147.935.894	161.008.763	142.178.128
Total Ingresos					1.385.477.595
Impuesto a las Transacciones	47.712.159	48.843.037	50.619.514	52.555.486	49.932.549
Sirese	12.071.976	12.358.107	12.807.585	13.297.419	12.633.772
Total Ingresos c/impuestos	1.383.652.622	1.416.448.061	1.467.965.895	1.524.109.086	1.448.043.916

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ. (2019 - 2023)

Para el periodo 2020 - 2023 el ingreso promedio requerido es de Bs1.385.477.595 (sin impuestos), los cuales deben ser cubiertos por los ingresos relacionados al Valor Agregado de Distribución (VAD) y los Ingresos por Abastecimiento.

3.12.1. Ingresos por Ventas de Electricidad e Ingreso requerido

Los ingresos totales que se deben obtener por ventas de electricidad deben ser iguales a los costos de suministro más la utilidad regulada menos los otros ingresos.

La determinación de los ingresos se realiza aplicando los valores promedio, para el periodo 2020 - 2023, de los cargos base a las cantidades respectivas de energía, potencia de punta potencia máxima y número de consumidores.

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

Cuadro 25.
Cálculo Ingresos Cargo Promedio Ajustados Total DELAPAZ 2020 - 2023 (En Bs.)

1. Consumidores	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020 - 2023
Clientes Pequeñas Demanda	166.209.532	172.440.428	178.522.644	184.667.592	175.460.049
Clientes Medianas Demanda	1.609.283	1.680.920	1.753.422	1.827.671	1.717.824
Clientes Grandes Demanda	2.912.845	3.060.628	3.212.944	3.374.742	3.140.290
2. Potencia Fuera de Punta	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020 - 2023
Potencia Fuera de Punta AT	58.936.438	59.923.579	61.831.013	63.981.107	61.168.034
Potencia Fuera de Punta MT	170.278.033	173.130.063	178.640.985	184.852.995	176.725.519
Potencia Fuera de Punta BT	168.606.068	171.430.094	176.886.905	183.037.918	174.990.246
3. Potencia de Punta coincidente con el SIN	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020 - 2023
Potencia de Punta AT coincidente con el SIN	528.132.654	536.978.482	554.071.104	573.338.211	548.130.113
Potencia de Punta MT	-	-	-	-	-
Potencia de Punta BT	-	-	-	-	-
4. Energía por Bloque y NT	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020 - 2023
Bloque Alto					
Alta Tensión	3.888.954	3.969.186	4.051.160	4.134.921	4.011.055
Media Tensión	9.471.169	9.756.506	10.151.123	10.594.256	9.993.263
Baja Tensión	49.884.821	49.833.113	51.266.513	52.904.862	50.972.327
Bloque Medio					
Alta Tensión	7.675.146	7.833.491	7.995.273	8.160.582	7.916.123
Media Tensión	24.633.222	25.375.698	26.402.250	27.554.931	25.991.525
Baja Tensión	82.245.430	84.674.897	87.259.674	90.197.907	86.094.477
Bloque Bajo					
Alta Tensión	4.881.047	4.981.746	5.084.632	5.189.762	5.034.297
Media Tensión	11.114.188	11.447.887	11.910.666	12.430.579	11.725.830
Baja Tensión	41.860.589	41.336.193	42.534.540	43.895.168	42.406.622
Cargo Promedio	1.332.339.418	1.357.852.911	1.401.574.848	1.450.143.204	1.385.477.595
Ingreso requerido	1.323.868.486	1.355.246.918	1.404.538.796	1.458.256.181	1.385.477.595
	-0,64%	-0,19%	0,21%	0,56%	0,00%

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ. (2019 - 2023)

El monto promedio obtenido es Bs1.385.477.595 (sin impuestos), para el periodo 2020 - 2023.

3.12.2. Impacto en la Tarifa Media de Venta

A partir de la variación a nivel de ingresos que surge de la comparación entre el requerimiento de ingresos 2020 - 2023 y el ingreso que la distribuidora obtendría si aplicara al mercado 2020 - 2023 la Estructura base aprobada en la ROT 2015 actualizados a diciembre de 2018, se obtuvo como resultado un impacto de cero coma cero por ciento (0,0%).

Cuadro 26.
Impacto en la Tarifa Media de Venta de DELAPAZ

Detalle	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020 - 2023
Energía Vendida	1.848.360	1.878.259	1.937.133	2.003.533	1.916.821
Ingresos con Tarifa Vigente	1.332.404.503	1.355.109.684	1.401.197.747	1.453.156.102	1.385.467.009
Ingresos con Tarifa Propuesta	1.332.339.418	1.357.852.911	1.401.574.848	1.450.143.204	1.385.477.595
Tarifa Media Vigente	720,86	721,47	723,34	725,30	722,74
Tarifa Media Propuesta	720,82	722,93	723,53	723,79	722,77
Impacto Total Propuesto/Vigente	0,00%	0,20%	0,03%	-0,21%	0,00%

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

Informe AETN - DPT N° 839/2019, Página 26 de 28

3.13. Tarifas de Aplicación

Ante la inaplicabilidad de los cargos de régimen a los consumidores regulados de DELAPAZ, debido a los impactos tarifarios que ocasionaría este cambio, se ha visto por conveniente determinar la estructura tarifaria a ser aplicada por DELAPAZ, tomando como base la aplicada al mes de diciembre de 2018 e indexada por la variación de los ingresos con las tarifas promedio base aplicadas a las demandas promedio resultantes del estudio tarifario y las tarifas al mes de diciembre de 2018 aplicada también a la misma demanda.

En este sentido a partir de la facturación del mes de noviembre de 2019, DELAPAZ deberá aplicar para la facturación de sus consumidores regulados, la tarifa vigente del mes de diciembre de 2018, indexada según se indica en el **Anexo 3** al presente Informe.

3.14. Estructura Tarifaria Base

La Estructura Tarifaria Base a ser aplicada en el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, ha sido determinada tomando como base las estructuras tarifarias de DELAPAZ. En la definición de la propuesta de estructura tarifaria de aplicación a partir de la estructura tarifaria vigente se tomaron en cuenta los siguientes conceptos:

- Se definieron cargos tarifarios crecientes en función del nivel de consumo.
- Se buscó simplicidad de aplicación y facilidad de entendimiento para los consumidores.
- Se minimizó el impacto en el nivel tarifario de los consumidores residenciales de menores consumos.
- Se mantuvo el ingreso total correspondiente a la estructura sin modificación considerando el ajuste determinado en el modelo de ingresos.

La Estructura Tarifaria Base determinada para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, se presenta en el **Anexo 2** al presente Informe.

4. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- 1) El Estudio Tarifario presentado por la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), en el marco de la Ley de Electricidad N° 1604 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001.
- 2) Como resultado del Estudio Tarifario, la tarifa media obtenida representa un impacto de cero coma cero por ciento (0,0%) respecto de la tarifa media vigente a diciembre de 2018.

5. RECOMENDACIONES

Por lo expuesto, se recomienda lo siguiente:

1. Aprobar mediante Resolución las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, y sus Fórmulas de Indexación, de acuerdo al **Anexo 1** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023.
2. 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.
3. Aprobar mediante resolución la fórmula de actualización de la Estructura Tarifaria Base, como se muestra en el **Anexo 3** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023.
4. Aprobar mediante Resolución Los factores típicos de la Demanda como se muestra en el **Anexo 4** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Es cuanto se informa para los fines consiguientes,



Carla Reque Montealegre
CONSULTORA DE LINEA UTD



Johanno Bascope Maida
ANALISTA II a.i.

ANEXO 1

Cargos de las Tarifas Base Diciembre 2018 (con impuestos)

Cargos por Potencia de Punta por nivel de tensión [Bs/kW-mes]	
CPPAT	146,697
CPPMT	
CPPBT	

Cargos por Potencia Fuera de Punta por nivel de tensión [Bs/kW-mes]	
CFATb	15,750
CFMTb	48,750
CFBTb	60,088

Cargos por Energía por bloques y nivel de tensión [Bs/MWh]	
CEATa	148,322
CEATm	130,949
CEATb	140,284
CEMTa	151,499
CEMTm	133,754
CEMTb	143,289
CEBTa	172,167
CEBTm	152,001
CEBTb	162,837

Cargos por Consumidor [Bs/Cons-mes]	
CCPD	18,441
CCMD	92,478
CCGD	370,950

Fuente: Estudio Tarifario DELAPAZ (2019 - 2023)

Fórmulas de Indexación Cargos Base

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:

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

Dónde:

- CC_{k,n} Cargo por consumidor indexado.
- CC_{k,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.
- 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.
- k Pequeñas demandas, medianas demandas y grandes demandas.

Anexo 1 al Informe AETN - DPT N° 839/2019, Página 1 de 3

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 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 j 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.

- 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 el nivel de tensión j son las siguientes:

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

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 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.
- PD Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
- PD₀ Precio base del dólar.
- 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.

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:

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

Dónde:

- $CE_{j,a,m,b}$ 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.

Fórmula para incorporar los impuestos y tasas en los cargos tarifarios

Para la incorporación de los impuestos y tasas en los cargos tarifarios, la AETN determinó la siguiente fórmula:

$$CTc = \frac{CTs}{(1 - IVA) \times (1 - TREG) - IT}$$

Donde:

- CTc Cargo tarifario con impuestos y tasas
 CTs Cargo tarifario sin impuestos y tasas
 IVA Alícuota del Impuesto al Valor Agregado
 IT Alícuota del Impuesto a las Transacciones
 TREG Alícuota de la Tasa de Regulación.

ANEXO 2

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE (A precios de diciembre de 2018 con impuestos)

ESTRUCTURA TARIFARIA CATEGORIA PEQUEÑAS DEMANDAS

Definición: Consumidores con demanda de potencia menor o igual a 10 Kw.

Categorías Domiciliarias

		D2-PD-BT
Cargo Mínimo	Bs./mes	23,628
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 50 kWh	Bs./kWh	0,650
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,663
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,690
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,723
1001 - kWh	Bs./kWh	0,730

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V o 230 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		D3-PD-BT
Cargo Mínimo	Bs./mes	23,628
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 50 kWh	Bs./kWh	0,663
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,751
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,781
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,822
1001 - kWh	Bs./kWh	0,829

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 115 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW. Registrados al 31 de octubre del 2019.

		D4-PD-BT
Cargo Mínimo	Bs./mes	23,628
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 50 kWh	Bs./kWh	0,663
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,793
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,825
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,858
1001 - kWh	Bs./kWh	0,866

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 115/230 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW. Según disponibilidad del nivel de tensión solicitado en el punto de suministro.

		D5-PD-BT
Cargo Mínimo	Bs./mes	62,123
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 100 kWh	Bs./kWh	0,657
101 - 300 kWh	Bs./kWh	0,723
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,796
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,885
1001 - kWh	Bs./kWh	0,894

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión trifásico con tensión de suministro de 220 V o 115/230 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		D2-PD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	23,628
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,586
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,563
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,632
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,714
1001 - kWh	Bs./kWh	0,721

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en media tensión y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		D5-PD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	62,123
Cargo por Energía		
0 - 100 kWh	Bs./kWh	0,633
101 - 300 kWh	Bs./kWh	0,696
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,765
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,849
1001 - kWh	Bs./kWh	0,858

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en media tensión trifásico con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		D2h-PD-BT
Cargo Mínimo	Bs./mes	23,628
Cargo por Energía	Ba	Bs./kWh 0,879
Cargo por Energía	Bm	Bs./kWh 0,690
Cargo por Energía	Bb	Bs./kWh 0,418

Aplicación: Consumidores domiciliarios en baja tensión con medición horaria para carga de vehículo eléctrico, con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

Categorías Generales

		G-PD-BT
Cargo Mínimo	Bs./mes	32,728
Con derecho a 30 kWh		

Cargo por Energía		
31 - 100 kWh	Bs./kWh	0,913
101 - 200 kWh	Bs./kWh	1,092
201 - kWh	Bs./kWh	1,141

Aplicación: Consumidores Generales en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		G-PD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	32,728
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,581
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,966
301 - kWh	Bs./kWh	1,086

Aplicación: Consumidores Generales en media tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

Categorías Industriales

		I-PD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	13,384
Cargo por Energía		
0 - 250	Bs./kWh	0,354
251 - kWh	Bs./kWh	0,565

Aplicación: Consumidores Industriales en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		I-PD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	24,090
Cargo por Energía		
0 - 250	Bs./kWh	0,278
251 - kWh	Bs./kWh	0,524

Aplicación: Consumidores Industriales en media tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

Categorías Mineras

		MI-PD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	24,090
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,741

Aplicación: Consumidores Mineros en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		MI-PD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	24,090
Cargo por Energía		
0 - 250	Bs./kWh	0,509
251 - kWh	Bs./kWh	0,764

Anexo 2 al Informe AETN - DPT N° 839/2019, Página 3 de 14

Aplicación: Consumidores Mineros en media tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW

Categorías Comerciales

		C-PD-BT
Cargo Mínimo	Bs./mes	32,728
Con derecho a 30 kWh		
Cargo por Energía		
31 - 100 kWh	Bs./kWh	0,913
101 - 200 kWh	Bs./kWh	1,092
201 - kWh	Bs./kWh	1,141

Aplicación: Consumidores comerciales en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		C-PD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	32,728
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,581
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,966
301 - kWh	Bs./kWh	1,086

Aplicación: Consumidores comerciales en media tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

ESTRUCTURA TARIFARIA CATEGORIA MEDIANAS DEMANDAS

Definición: Consumidores con demanda de potencia mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

Categorías Domiciliarias

		D2-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	38,718
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,402
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,461
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,574
1001 - kWh	Bs./kWh	0,580
Cargo por Potencia	Bs./kW	15,185

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220V o 230 V y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW.

		D4-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	49,203
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,441
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,531
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,649
1001 - kWh	Bs./kWh	0,655

Cargo por Potencia Bs./kW 16,613

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión trifásico con tensión de suministro de 115/230 V y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

		D4-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	49,103
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,562
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,575
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,621
1001 - kWh	Bs./kWh	0,628
Cargo por Potencia	Bs./kW	13,200

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en media tensión con tensión de suministro de 115/230 V y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

		D5-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	93,785
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,402
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,604
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,686
1001 - kWh	Bs./kWh	0,692
Cargo por Potencia	Bs./kW	16,173

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión trifásico con tensión de suministro de 220 V o 115/230 V y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW.

		D5-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	103,062
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,467
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,535
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,667
1001 - kWh	Bs./kWh	0,673
Cargo por Potencia	Bs./kW	12,884

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en media tensión trifásico y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

Categorías Generales

		G1-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,602
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,739
301 - kWh	Bs./kWh	0,921
Cargo por Potencia	Bs./kW	15,691

Aplicación: Consumidores Generales en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW. Registrados al 31 de diciembre del 2006.

		G1-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,602
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,739
301 - kWh	Bs./kWh	0,914
Cargo por Potencia	Bs./kW	12,536

Aplicación: Consumidores Generales en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW. Registrados al 31 de diciembre del 2006.

		G-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,912
Cargo por Potencia	Bs./kW	69,127

Aplicación: Consumidores Generales en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

		G-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,936
Cargo por Potencia	Bs./kW	60,863

Aplicación: Consumidores Generales en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

Categorías Industriales

		I-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,457
Cargo por Potencia	Bs./kW	44,488

Aplicación: Consumidores Industriales en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

		I-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,405
Cargo por Potencia	Bs./kW	43,868

Aplicación: Consumidores Industriales en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

Categorías Mineras

		MI-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,628

Cargo por Potencia Bs./kW 86,857

Aplicación: Consumidores Mineros en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

		MI-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,571
Cargo por Potencia	Bs./kW	78,961

Aplicación: Consumidores Mineros en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW

Categorías Comerciales

		C-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,912
Cargo por Potencia	Bs./kW	69,127

Aplicación: Consumidores comerciales en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

		C-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,936
Cargo por Potencia	Bs./kW	60,863

Aplicación: Consumidores comerciales en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

Categoría Transporte Masivo

		TM-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,535
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,873
Cargo por Potencia	Bs./kW	66,194

Aplicación: Consumidores que empleen al suministro de energía eléctrica para los sistemas de tracción de las Empresas de Transporte Masivo y para los consumidores que empleen la energía eléctrica para desplazar vehículos de transporte público, con suministro en baja tensión con una potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

Categoría Empresas de Distribución

		ED-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,309
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,580
Cargo por Potencia	Bs./kW	47,348

Aplicación: Empresas de distribución con suministro en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.

ESTRUCTURA TARIFARIA CATEGORIA GRANDES DEMANDAS

Definición: Consumidores con demanda de potencia mayor a 50 kW.

Categorías Domiciliarias

			D5-GD-BT
Cargo Fijo		Bs./mes	105,867
Cargo por Energía			
0-500	Ba	Bs./kWh	0,704
0-500	Bm	Bs./kWh	0,623
0-500	Bb	Bs./kWh	0,529
501 - 1000	Ba	Bs./kWh	0,704
501 - 1000	Bm	Bs./kWh	0,623
501 - 1000	Bb	Bs./kWh	0,529
Excedente		Bs./kWh	0,759
Excedente		Bs./kWh	0,675
Excedente		Bs./kWh	0,567
Cargo por Potencia		Bs./kW	16,111
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	5,432

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión trifásico con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

			D5-GD-MT
Cargo Fijo		Bs./mes	105,867
Cargo por Energía			
0-500	Ba	Bs./kWh	0,704
0-500	Bm	Bs./kWh	0,621
0-500	Bb	Bs./kWh	0,530
501 - 1000	Ba	Bs./kWh	0,704
501 - 1000	Bm	Bs./kWh	0,621
501 - 1000	Bb	Bs./kWh	0,530
Excedente		Bs./kWh	0,770
Excedente		Bs./kWh	0,675
Excedente		Bs./kWh	0,574
Cargo por Potencia		Bs./kW	12,666
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	2,788

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en media tensión trifásico con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Categorías Generales

			G-GD-BT
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002

Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,851
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,708
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,566
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	1,133
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	1,061
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,833
Cargo por Potencia		Bs./kW	72,098
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	23,421

Aplicación: Consumidores Generales en baja tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

			G-GD-MT
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,991
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,851
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,708
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	1,141
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	0,989
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,816
Cargo por Potencia		Bs./kW	69,449
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	14,761

Aplicación: Consumidores Generales en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

			G-GD-AT
Cargo Fijo		Bs./mes	439,095
Cargo por Energía	Ba	Bs./kWh	0,395
Cargo por Energía	Bm	Bs./kWh	0,366
Cargo por Energía	Bb	Bs./kWh	0,300
Cargo por Potencia		Bs./kW	70,932
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	5,554

Aplicación: Consumidores Generales en alta tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Categorías Industriales

			I-GD-BT
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,424

Anexo 2 al Informe AETN - DPT N° 839/2019, Página 9 de 14

0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,358
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,285
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	0,506
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	0,423
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,314
Cargo por Potencia		Bs./kW	83,660
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	30,159

Aplicación: Consumidores Industriales en baja tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

			I-GD-MT
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía			
0 - 10000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,412
0 - 10000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,370
0 - 10000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,312
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	0,488
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	0,389
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,341
Cargo por Potencia		Bs./kW	70,596
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	32,310

Aplicación: Consumidores Industriales en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

			I-GD-AT
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía	Ba	Bs./kWh	0,411
Cargo por Energía	Bm	Bs./kWh	0,388
Cargo por Energía	Bb	Bs./kWh	0,371
Cargo por Potencia		Bs./kW	67,642
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	10,639

Aplicación: Consumidores Industriales en alta tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Categorías Mineras

			MI-GD-BT
Cargo Fijo		Bs	465,002
Cargo por Energía			
Bloque Alto		Bs/kWh	0,816
Bloque Medio		Bs/kWh	0,754
Bloque Bajo		Bs/kWh	0,698
Cargo por Potencia		Bs/kW	119,132
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs/kW	59,565

Aplicación: Consumidores Mineros en baja tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

		MI-GD-MT
Cargo Fijo	Bs	465,002
Cargo por Energía		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,704
Bloque Medio	Bs/kWh	0,650
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,602
Cargo por Potencia	Bs/kW	102,699
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs/kW	51,350

Aplicación: Consumidores Mineros en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Categorías Comerciales

		C-GD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	465,002
Cargo por Energía		
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh 0,851
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh 0,708
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh 0,566
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh 1,133
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh 1,061
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh 0,833
Cargo por Potencia	Bs./kW	72,098
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs./kW	23,421

Aplicación: Consumidores comerciales en baja tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

		C-GD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	465,002
Cargo por Energía		
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh 0,991
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh 0,851
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh 0,708
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh 1,141
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh 0,989
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh 0,816
Cargo por Potencia	Bs./kW	69,449
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs./kW	14,761

Aplicación: Consumidores comerciales en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Categorías Transporte Masivo

		TM-GD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	465,002
Cargo por Energía		
0 - 5000 kWh Ba	Ba	Bs./kWh 0,905

Anexo 2 al Informe AETN - DPT N° 839/2019, Página 11 de 14

0 - 5000 kWh Bm	Bm	Bs./kWh	0,753
0 - 5000 kWh Bb	Bb	Bs./kWh	0,602
Excedente kWh Ba	Ba	Bs./kWh	1,204
Excedente kWh Bm	Bm	Bs./kWh	1,128
Excedente kWh Bb	Bb	Bs./kWh	0,885
Cargo por Potencia		Bs./kW	76,635
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	24,895

Aplicación: Consumidores que empleen al suministro de energía eléctrica para los sistemas de tracción de las Empresas de Transporte Masivo y para los consumidores que empleen la energía eléctrica para desplazar vehículos de transporte público, con suministro en baja tensión con una potencia máxima mayor a 50 kW.

			TM-GD-MT
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh Ba	Ba	Bs./kWh	0,938
0 - 5000 kWh Bm	Bm	Bs./kWh	0,805
0 - 5000 kWh Bb	Bb	Bs./kWh	0,670
Excedente kWh Ba	Ba	Bs./kWh	1,080
Excedente kWh Bm	Bm	Bs./kWh	0,935
Excedente kWh Bb	Bb	Bs./kWh	0,772
Cargo por Potencia		Bs./kW	65,725
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	13,969

Aplicación: Consumidores que empleen al suministro de energía eléctrica para los sistemas de tracción de las Empresas de Transporte Masivo y para los consumidores que empleen la energía eléctrica para desplazar vehículos de transporte público, con suministro en media tensión con una potencia máxima mayor a 50 kW.

Categoría Empresas de Distribución

			ED-GD-MT
Cargo Fijo		Bs./mes	399,613
Cargo por Energía	Ba	Bs./kWh	0,314
Cargo por Energía	Bm	Bs./kWh	0,300
Cargo por Energía	Bb	Bs./kWh	0,288
Cargo por Potencia		Bs./kW	97,947
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	46,571

Aplicación: Empresas de distribución con suministro en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

CATEGORÍA ALUMBRADO PUBLICO

		AP-PD-BT
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,920

Aplicación: Alumbrado público del Municipio de La Paz, El Alto, Viacha, Palca y de los Municipios del Sistema Norte.

	ACHACACHI		<u>AP-PD-BT-AH</u>
Cargo por Energía	Bs./kWh		0,538

Aplicación: Alumbrado público del Municipio de Achacachi.

	ACHOCALLA		<u>AP-PD-BT-AC</u>
Cargo por Energía	Bs./kWh		0,790

Aplicación: Alumbrado público del Municipio de Achocalla.

CATEGORÍA SEGURIDAD CIUDADANA

			<u>SC</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes		23,628
Con derecho a 20 kWh de consumo			
Cargo por Energía			
21 - 50 kWh	Bs./kWh		0,650
51 - 300 kWh	Bs./kWh		0,663
301 - 500 kWh	Bs./kWh		0,690
501 - kWh	Bs./kWh		0,716

Aplicación: Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control.

ESTRUCTURA TARIFARIA SISTEMA NUEVO

			<u>AP-PD-BT-SN</u>
Cargo por Energía	Bs./kWh		0,830

Aplicación: Alumbrado público de los Municipios del Sistema Nuevo.

ESTRUCTURA TARIFARIA SISTEMA NUEVO - AROMA

			<u>D2-PD-BT- ARO</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes		21,342
Con derecho a 15 kWh			

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW y consumo de energía menor o igual a 15 kWh. Para consumos mayores se aplicará la tarifa de la categoría D2-PD-BT.

			<u>ESP-ARO</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes		22,322
Con derecho a 30 kWh			

Cargo por Energía

31 - 100 kWh

Bs./kWh

1,061

Aplicación: Consumidores especiales en baja tensión con suministro de 220 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW. Registrados al 31 de octubre del 2019. Para consumidores con consumos mayores a 100 kWh serán recategorizados de forma permanente en la Categoría G-PD-BT.

Cargo por Energía

Bs./kWh

AP-PD-BT-ARO

0,920

Aplicación: Alumbrado público de los Municipios del Sistema Nuevo Aroma.

ESTRUCTURA TARIFARIA SISTEMA NORTE - LARECAJA

Cargo Mínimo

Con derecho a 15 kWh

Bs./mes

D2-PD-BT- NOR

14,221

Cargo por Energía

16 - 60 kWh

Bs./kWh

0,793

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW y consumo de energía menor o igual a 60 kWh. Para consumos mayores se aplicará la tarifa de la categoría D2-PD-BT.

Cargo Mínimo

Con derecho a 20 kWh

Bs./mes

G-PD-BT- NOR

25,284

Aplicación: Consumidores Generales en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW y consumo de energía menor o igual a 20 kWh. Para consumos mayores se aplicará la tarifa de la categoría G-PD-BT.

ESTRUCTURA TARIFARIA SISTEMA NORTE - ITURRALDE

Cargo Mínimo

Con derecho a 20 kWh

Bs./mes

D2-PD-BT- ITU

22,556

Cargo por Energía

21 - 50 kWh

Bs./kWh

0,680

Aplicación: Consumidores de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW y consumo de energía menor o igual a 50 kWh. Para consumos mayores se aplicará la tarifa de la categoría D2-PD-BT.

ANEXO 3

ACTUALIZACION DE LAS FORMULAS DE INDEXACION

DELAPAZ deberá aplicar para la facturación de sus consumidores regulados, la tarifa vigente del mes de diciembre de 2018, indexada según se indica a continuación, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023:

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

Donde:

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.

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

ANEXO 4

FACTORES DE CARGA, FACTORES DE PARTICIPACION DE ENERGIA y FACTORES DE DEMANDA

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 Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, 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 consumidores que no cuentan con medición de potencia, a continuación se muestra los citados factores:

FACTORES DE CARGA

CATEGORIA	FACTOR DE CARGA
Domiciliario PD/MD	60,13%
General PD/MD	62,97%
Industrial PD/MD	48,47%
Minería PD/MD	62,10%
General GD	66,49%
Industrial GD	68,83%
Minería GD	79,31%

FACTURACIÓN DE ENERGÍA PARA CONSUMIDORES QUE NO CUENTAN CON MEDIDOR DE ENERGÍA POR BLOQUE HORARIO

CATEGORIA	BLOQUES HORARIOS		
	BLOQUE ALTO	BLOQUE MEDIO	BLOQUE BAJO
Domiciliario	26,496%	52,834%	20,670%
General	21,746%	55,872%	22,382%
Industrial	18,407%	66,938%	14,655%
Minería	20,638%	50,406%	28,956%

A continuación se detallan los Factores de Demanda típicos para los fines de determinar el Depósito de Garantía, para las Categorías Medianas y Grandes Demandas.

FACTORES DE DEMANDA

CATEGORIA	FACTOR DE DEMANDA
Domiciliario - GD	72,33%
Domiciliario - MD	45,47%
General - GD	56,74%
General - MD	40,47%
Industrial - GD	56,25%
Industrial - MD	60,67%
Minería - GD	83,40%
Minería - MD	53,43%