

La Paz, 03 de diciembre de 2019

TRAMITE: Estudio Tarifario de la Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.), para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de CRE R.L., para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, con sus respectivas Fórmulas de Indexación, la estructura tarifaria base a diciembre de 2018, la fórmula de actualización de la estructura tarifaria base y los factores de carga típicos.

VISTOS:

La nota AE-286-DPT-57/2019 de 04 de febrero de 2019; la nota AE-582-DPT-118/2019 de 22 de febrero de 2019; la Resolución AE N° 449/2019 de 22 de febrero de 2019; la Resolución AE N° 450/2019 de 22 de febrero de 2019; el memorial con Registro N° 3786 de 20 de marzo de 2019; el memorial con Registro N° 3887 de 21 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 AETN N° 615/2019 de 03 de mayo de 2019; la Resolución AETN N° 619/2019 de 06 de mayo de 2019; la nota con Registro N° 6691 de 20 de mayo de 2019; la nota AETN-1503-DPT-282/2019 de 28 de mayo de 2019; la nota AETN-1629-DPT-311/2019 de 06 de junio de 2019; la nota con Registro N° 7898 de 11 de junio de 2019; el Acta de Reunión de 13 de junio de 2019; la nota AETN-1922-DPT-367/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1929-DPT-374/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1936-DPT-381/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1943-DPT-388/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1948-DPT-392/2019 de 05 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9550 de 12 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9592 de 15 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9593 de 15 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9594 de 15 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9822 de 19 de julio de 2019; la nota AETN-2076-DPT-418/2019 de 22 de julio de 2019; la nota con Registro N° 10396 de 31 de julio de 2019; la Resolución AETN N° 761/2019 de 1° de agosto de 2019; la nota AETN-2202-DPT-457/2019 de 1° de agosto de 2019; el Acta de Reunión de 08 de agosto de 2019; la nota con Registro N° 10914 de 13 de agosto de 2019; el Acta de Reunión de 15 de agosto de 2019; la nota con Registro N° 11581 de 26 de agosto de 2019; la nota AETN-2462-DPT-497/2019 de 02 de septiembre de 2019; la Resolución AETN N° 840/2019 de 06 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 12476 de 12 de septiembre de 2019; la nota AETN-2594-DPT-520/2019 de 17 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13030 de 23 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13398 de 30 de septiembre de 2019; el Acta de Reunión de 1° de octubre de 2019; el Acta de Reunión de 17 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 14767 de 24 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 983/2019 de 28 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 993/2019 de 31 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 994/2019 de 31 de octubre de 2019; el Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019; el Informe AETN DPT N° 809/2019 de 03 de diciembre de 2019; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y,

Resolución AETN N° 1094/2019, Página 1 de 17



La Paz, 03 de diciembre de 2019

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante nota AE-286-DPT-57/2019 de 04 de febrero de 2019, la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) actualmente Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) remitió a la Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.) 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-582-DPT-118/2019 de 22 de febrero de 2019, se aclaró a CRE R.L. 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 la Resolución AE N° 449/2019 de 22 de febrero de 2019, determinó que el monto válido y reconocido por la entonces AE como inversión efectivamente ejecutada por CRE R.L. en los Sistemas Aislados para la Gestión 2015, alcanzó a un importe de USD2.586.008,00 (Dos millones quinientos ochenta y seis mil ocho 00/100 Dólares Estadounidenses), que representa el 84,92% de las inversiones comprometidas para dicha gestión (USD3.045.178,33); asimismo, instruyó a la DAF proceder con la devolución de las Boletas de Garantía presentadas por la CRE R.L. por concepto de Cumplimiento de Contrato y Cumplimiento de Inversión Comprometida para el periodo tarifario 2012 - 2015, en los Sistemas Aislados: Chiquitos, Camiri, Charagua, Germán Busch, San Ignacio de Velasco, Las Misiones y Valles Cruceños.

Que la Resolución AE N° 450/2019 de 22 de febrero de 2019, determinó que el monto válido y reconocido por la entonces AE como inversión efectivamente ejecutada por CRE R.L. en los Sistemas Aislados en el periodo 2016-2017, alcanzó a un importe de USD17.328.236,72 (Diecisiete millones trescientos veintiocho mil doscientos treinta y seis 72/100 Dólares Estadounidenses), que representa el 66,73% de las inversiones comprometidas para dicho periodo (USD25.966.859,91); asimismo, instruyó a la CRE R.L. la presentación de las Boletas de Garantía Ajustadas por concepto de Cumplimiento de Contrato y Cumplimiento de Inversión Comprometida en los Sistemas Aislados: Camiri, Valles Cruceños, Germán Busch, Chiquitos, San Ignacio de Velasco, Las Misiones, Charagua y El Espino, para el periodo 2016-2019, con una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019.

Que mediante memorial recepcionado en la entonces AE con Registro N° 3786 de 20 de marzo de 2019, la CRE R.L. presentó Recurso de Revocatoria contra la Resolución AE N°



La Paz, 03 de diciembre de 2019

450/2019 de 22 de febrero de 2019.

Que mediante memorial recepcionado en la entonces AE con Registro N° 3887 de 21 de marzo de 2019, la Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.) presentó Recurso de Revocatoria contra la Resolución AE N° 449/2019 de 22 de febrero de 2019.

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 atendió la solicitud requerida mediante nota AE-884-DPT-188/2019 de 29 de marzo de 2019, estableciendo la proyección del PIB para los años 2019 y 2020.

Que mediante Resolución AETN N° 615/2019 de 03 de mayo de 2019, se Aceptó el Recurso de Revocatoria interpuesto por la Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.) contra la Resolución AE N° 450/2019 de 22 de febrero de 2019 y Revocó Parcialmente la misma, de conformidad a lo establecido en el inciso b) del parágrafo II del artículo 89 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial-SIRESE (RLPA-SIRESE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003.

Que mediante Resolución AETN N° 619/2019 de 06 de mayo de 2019, se Aceptó el Recurso de Revocatoria interpuesto por CRE R.L. contra la Resolución AE N° 449/2019 de 22 de febrero de 2019 y Revocó Parcialmente la misma de conformidad a lo establecido en el inciso b), parágrafo II del artículo 89 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial - SIRESE (RLPA-SIRESE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 6691 de 20 de mayo de 2019, la CRE R.L. 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-1503-DPT-282/2019 de 28 de mayo de 2019, se convocó a reunión para el 13 de junio de 2019, a objeto de que representantes de la Consultora QUANTUM S.A. y personal técnico de la CRE R.L. 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 AETN-1629-DPT-311/2019 de 06 de junio de 2019, se reiteró la solicitud establecida en la nota AE-286-DPT-57/2019 de 04 de febrero de 2019, referente a la



La Paz, 03 de diciembre de 2019

remisión de la documentación de respaldo del proceso de contratación de la empresa Consultora encargada de realizar el Estudio Tarifario en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 7898 de 11 de junio de 2019, la CRE R.L. presentó la documentación referente a la contratación de la Consultora QUANTUM S.A. para que realice el Estudio Tarifario, correspondiente al periodo 2020 - 2023.

Que en fecha 13 de junio de 2019 en dependencias de la AETN la Consultora QUANTUM 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, firmándose a su conclusión el Acta de Reunión de misma fecha.

Que mediante nota AETN-1922-DPT-367/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a la CRE R.L., información referida a costos operativos de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota AETN-1929-DPT-374/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a la CRE R.L., información referida a Kilómetros de Línea por nivel de tensión y proyectos de electrificación rural para el periodo 2020 - 2023.

Que mediante nota AETN-1936-DPT-381/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a la CRE R.L., información referida a activos correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota AETN-1943-DPT-388/2019 de 05 de julio de 2019, se requirió a la CRE R.L., información desagregada de los Estados Financieros 2015, 2016, 2017 y 2018, en el formato del Formulario ISE 220.

Que mediante nota AETN-1948-DPT-392/2019 de 05 de julio de 2019, se remitieron 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 recepcionada en la AETN con Registro N° 9550 de 12 de julio de 2019, la CRE R.L. presentó la documentación requerida mediante nota AETN-1929-DPT-374/2019 de 05 de julio de 2019, referente a los Kilómetros de Línea operados.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9592 de 15 de julio de 2019, la CRE R.L. presentó la documentación solicitada mediante nota AETN-1943-DPT-388/2019 de 05 de julio de 2019, referente a información desagregada de los Estados Financieros de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9593 de 15 de julio de 2019, la CRE R.L. presentó la documentación solicitada mediante nota AETN-1922-DPT-367/2019 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° 9594 de 15 de julio de 2019, la CRE R.L. presentó la documentación solicitada mediante nota AETN-1936-DPT-381/2019 de 05 de julio de 2019, referente 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° 9822 de 19 de julio de 2019, la CRE R.L. presentó los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023 modificados en cumplimiento a las observaciones establecidas en la nota AETN-1948-DPT-392/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota AETN-2076-DPT-418/2019 de 22 de julio de 2019, se remitió a la CRE R.L. el documento: *"Aspectos a ser considerados en el marco del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023"*, para su conocimiento y fines consiguientes.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10396 de 31 de julio de 2019, la CRE R.L. presentó el Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 761/2019 de 01 de agosto de 2019, se determinó el monto de inversión efectivamente ejecutada por la CRE R.L. en el Sistema Área Integrada, correspondiente al período 2015 - 2018.

Que mediante nota AETN-2202-DPT-457/2019 de 1° de agosto de 2019, se convocó a la CRE R.L. a reunión para el 15 de agosto de 2019, a objeto que la Cooperativa exponga el Estudio Tarifario presentado en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que en fecha 08 de agosto de 2019 en dependencias de la AETN, personal de la CRE R.L. realizó una explicación a las observaciones complementarias a la nota AETN-1948-DPT-392/2019 de 05 de julio de 2019, en relación a los nuevos ajustes a considerarse para la presentación de la Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica de la CRE R.L. periodo 2019 - 2023, firmándose a su conclusión el Acta de Reunión de la misma fecha.





La Paz, 03 de diciembre de 2019

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10914 de 13 de agosto de 2019, la CRE R.L. presentó una complementación a los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023 conforme lo acordado en el Acta de Reunión de 08 de agosto de 2019.

Que en fecha 15 de agosto de 2019 en dependencias de la AETN, la Consultora QUANTUM S.A. y representantes de la CRE R.L. realizaron la presentación del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023, firmándose a su conclusión el Acta de Reunión de la misma fecha.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 11581 de 26 de agosto de 2019, la CRE R.L. presentó la actualización de la proyección de la demanda de los Sistemas Aislados añadiendo a las proyecciones correspondientes, la proyección para el Sistema El Espino como parte de los Sistemas Aislados.

Que mediante nota AETN-2462-DPT-497/2019 de 02 de septiembre de 2019, se remitió a la CRE R.L. el documento de observaciones al Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 840/2019 de 06 de septiembre de 2019, se determinó el monto de inversión efectivamente ejecutada por la CRE R.L. en sus Sistemas Aislados, correspondiente a la gestión 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 12476 de 12 de septiembre de 2019, la CRE R.L. solicitó una ampliación de plazo hasta el 30 de septiembre de 2019, para la entrega del Informe Final corregido del Estudio Tarifario, en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que mediante nota AETN-2594-DPT-520/2019 de 17 de septiembre de 2019, se aceptó la solicitud de ampliación de plazo para la entrega del Informe Final corregido del Estudio Tarifario, en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023. Por otra parte, se recordó a la Cooperativa 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 23 de septiembre de 2019; asimismo, se convocó a una reunión programada para el 1° de octubre de 2019 con el objeto de que la CRE R.L. presente el Estudio Tarifario Final propuesto.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13030 de 23 de septiembre de 2019, la CRE R.L. presentó los Estudios Finales de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga periodo 2019 - 2023.

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13398 de 30 de septiembre de 2019, la CRE R.L. presentó el Informe final del Estudio Tarifario en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que en fecha 1° de octubre de 2019 en dependencias de la AETN, representantes de la CRE R.L. presentaron las modificaciones realizadas en el Estudio Tarifario para el periodo 2019 – 2023, firmándose a la conclusión de la presentación el Acta de Reunión de misma fecha.

Que en fecha 17 de octubre de 2019 en dependencias de la AETN representantes de la CRE R.L. y de la Consultora QUANTUM S.A. realizaron una presentación de los resultados del Estudio Tarifario en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023, firmándose a la conclusión de la exposición, el Acta de Reunión de la misma fecha.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 14767 de 24 de octubre de 2019, la CRE R.L. presentó el Informe General del Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2020 - 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 983/2019 de 28 de octubre de 2019, se aprobó el Programa de Inversiones para la CRE R.L. correspondiente al periodo 2020 - 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 993/2019 de 31 de octubre de 2019 se aprobó para la CRE R.L. la Proyección de Consumidores y Demanda de Energía Eléctrica correspondiente al periodo 2019 – 2023.

Que mediante Resolución AETN N° 994/2019 de 31 de octubre de 2019, se aprobaron los Costos de Suministro para la CRE R.L. a ser utilizados para el cálculo de la tarifa base correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Que las Resoluciones dentro del ámbito de la Revisión Ordinaria de Tarifas (ROT) se emitieron fuera del plazo determinado en el procedimiento establecido en el artículo 60 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), situación que obedece estrictamente a razones de caso fortuito, dada la convulsión política social acaecida en el territorio nacional desde el 21 de octubre de 2019.

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



La Paz, 03 de diciembre de 2019

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 Informe AETN-DPT N° 809/2019 de 03 de diciembre de 2019, se recomendó aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de CRE R.L., para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, con sus respectivas fórmulas de indexación, la estructura tarifaria base a diciembre de 2018, la fórmula de actualización de la estructura tarifaria base y los factores de carga típicos.

CONSIDERANDO: (Marco Legal)

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

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

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

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

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

Que el artículo 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;



La Paz, 03 de diciembre de 2019

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

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

Que el artículo 43 del Reglamento de Precios y Tarifas (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 Reglamento de Precios y Tarifas (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 Reglamento de Precios y Tarifas (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*

La Paz, 03 de diciembre de 2019

otros costos que tengan relación con el suministro y sean aprobados por la Superintendencia por Resolución. (...)"

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

Que el artículo 47 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 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".

Que el artículo 48 del Reglamento de Precios y Tarifas (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. (...)"



La Paz, 03 de diciembre de 2019

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

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

Que el artículo 58 del Reglamento de Precios y Tarifas (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 Reglamento de Precios y Tarifas (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° 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”*.

La Paz, 03 de diciembre de 2019

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

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

Que 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 los incisos a) y b) de la Disposición Primera de la Resolución AE N° 686/2017 de 12 de diciembre de 2017, fijan 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.

La Paz, 03 de diciembre de 2019

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 Deslazada, Reserva Fría y Compensación por Ubicación y Peajes Unitarios por uso de las instalaciones de Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión (STI), con sus correspondientes Fórmulas de Indexación, para su aplicación en el período noviembre 2018 - abril 2019.

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

Que los incisos a) y b) de la Disposición Primera de la Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019, referida a la determinación de los costos financieros para el período 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".

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

La Paz, 03 de diciembre de 2019

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° 809/2019 de 03 de diciembre de 2019, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT), concluyó y recomendó lo siguiente:

"(...) 4. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

4.1 El Estudio Tarifario presentado por la Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.), cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), en el marco de la Ley N° 1604 de Electricidad y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001.

4.2 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, en el marco del Anexo "A-3" de los Términos de Referencia para la realización del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas (ROT) del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

5. RECOMENDACIONES

Por lo expuesto, se recomienda lo siguiente:

5.1 Aprobar mediante Resolución las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de la Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.), y sus Fórmulas de Indexación, de acuerdo al **Anexo 1** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023.



La Paz, 03 de diciembre de 2019

- 5.2** 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.
- 5.3** 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.
- 5.4** Aprobar mediante Resolución Los factores de carga típicos como se muestra en el **Anexo 4** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023”.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AETN-DPT N° 809/2019 de 03 de diciembre de 2019, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AETN, corresponde aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de CRE R.L., para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, con sus respectivas fórmulas de indexación, la estructura tarifaria base a diciembre de 2018, la fórmula de actualización de la estructura tarifaria base y los factores de carga típicos.

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).

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Que mediante Resolución Ministerial N° 186-2019 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 Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.) y sus Sistemas, así como las Fórmulas de Indexación para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, conforme al Anexo N° 1 de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.) y sus Sistemas, 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 Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.) y sus Sistemas, 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 Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.), los factores de carga típicos para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, conforme al Anexo N° 4 de la presente Resolución.

QUINTA.- Notificar a la Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.), con el Informe AETN-DPT N° 809/2019 de 03 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

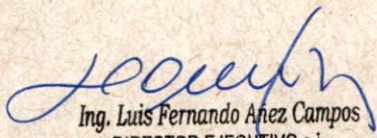


RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-DPT
CIAES N° 0020-0003-0004-0001
0020-0003-0004-0003
0020-0003-0004-0004
0020-0003-0004-0005
0020-0003-0004-0006
0020-0005-0004-0009
0020-0003-0004-0010
0020-0003-0003-0011
0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se dispone la publicación de la presente Resolución en un órgano de prensa de amplia circulación nacional.

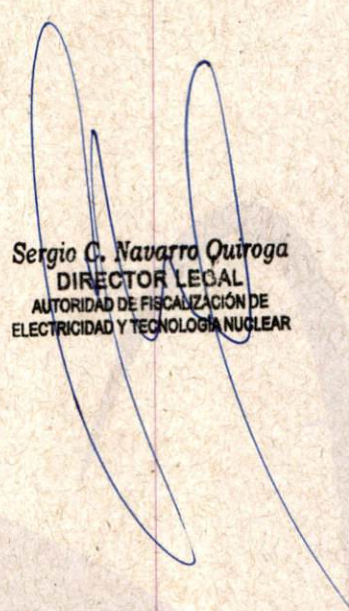
Regístrese, comuníquese y archívese.



Ing. Luis Fernando Añez Campos

DIRECTOR EJECUTIVO a.i.
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

Es conforme:



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

ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019

TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT

CIAE N° 0020-0003-0003-0001

N° 0020-0003-0004-0003

N° 0020-0003-0004-0004

N° 0020-0003-0004-0005

N° 0020-0003-0004-0006

N° 0020-0005-0004-0009

N° 0020-0003-0004-0010

N° 0020-0003-0003-0011

N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

ANEXO 1

Cargos de las Tarifas Base Diciembre 2018

Cargos Base por Consumidor con IVA, IT y SIRESE (BOB/Ciente-mes)		Bs.
CCPD _b	Cargo por consumidor base para PD	33,69
CCMD _b	Cargo por consumidor base para MD	64,36
CCGDb	Cargo por consumidor base para GD	97,20

Cargo Base por potencia fuera de punta con IVA, IT y SIRESE (BOB/kWmes)		Bs.
CFAT _b	Cargo por potencia fuera de punta base para AT	22,52
CFMT _b	Cargo por potencia fuera de punta base para MT	45,83
CFBT _b	Cargo por potencia fuera de punta base para BT	56,54

Cargo Base por potencia de punta con IVA, IT y SIRESE (BOB/kWmes)		Bs.
PPAT _b		150,01

Cargo de energía con IVA, IT y SIRESE (BOB/MWh)		
PEAT-Bloque Punta		144,72
PEAT-Bloque Resto		142,78
PEAT-Bloque Valle		142,33

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 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:

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

Donde:

$CC_{k,n}$ Cargo por consumidor indexado.

**ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

$CC_{k,0}$	Cargo por consumidor base.
IPC_{n-2}	Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
IPC_0	Índice de precios al consumidor base.
PD	Precio del dólar.
PD_0	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:

$$CPP_{s,j,n} = CPPE_{s,j,n} * FPP_{j,s} * (1 - n * X_{ppj})$$

Donde:

$CPP_{s,j,n}$	Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación, para el sistema s .
$CPPE_{s,j,n}$	Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
$FPP_{j,s}$	Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión j , para el sistema s .
X_{ppj}	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:

**ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

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

Donde:

- CFP_{j,n}** Cargo por potencia fuera de punta indexado para el nivel de tensión j.
CFP_{j,0} Cargo por potencia fuera de punta base para 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:

$$CE_{s,j,b,n} = CEE_{s,j,b,n} * FPE_{j,s} * (1 - n * Xpe_j)$$

Donde:

ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019

TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT

CIAE N° 0020-0003-0003-0001

N° 0020-0003-0004-0003

N° 0020-0003-0004-0004

N° 0020-0003-0004-0005

N° 0020-0003-0004-0006

N° 0020-0005-0004-0009

N° 0020-0003-0004-0010

N° 0020-0003-0003-0011

N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

- CE_{s,j,b,n}** Cargo por energía indexado del nivel de tensión **j** y para cada bloque horario **b** correspondiente al mes de indexación **n**, para el sistema **s**.
- CEE_{s,j,b,n}** Cargo por Energía a la entrada del nivel de tensión **j** y para cada bloque horario **b** correspondiente al mes de indexación, para el sistema **s**.
- FPE_{j,s}** Factor de pérdidas de energía base del nivel de tensión **j**, para el sistema **s**.
- 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.
- b** Bloque horario alto, medio y bajo.

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:

$$CT_c = \frac{CT_s}{(1 - IVA) \times (1 - TREG) - IT}$$

Donde:

- CT_c** Cargo tarifario con impuestos y tasas.
- CT_s** 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.

Fórmulas de Indexación Sistemas Aislados

El numeral 3.21 de la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, define las fórmulas de indexación de los precios de energía y potencia generada de la siguiente manera:

Precio de Energía

$$PE_{s,n} = PE_{s,0} \times \left[a_s \times \frac{PC_{n-2}}{PC_0} + (1 - a_s) \times \left(b_s \times \frac{IPC_{n-2}}{IPC_0} + c_s \times \frac{PD}{PD_0} \right) \right]$$

Donde:

PE_{s,n} Precio de Energía correspondiente al mes de indexación **n** del Sistema Aislado **s**.

PE_{s,0} Precio de Energía base del Sistema Aislado **s**.

a_s Proporción del costo promedio de combustible respecto al costo variable promedio de generación del Sistema Aislado **s**.

PC₀ Precio Combustible base.

PC_{n-2,s} Precio Combustible correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.

IPC₀ Índice de Precios al Consumidor base.

IPC_{n-2} Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.

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

PD₀ Precio base del dólar.

b_s Proporción de los otros costos variables del Sistema Aislado **s** en moneda nacional.

c_s Proporción de los otros costos variables del Sistema Aislado **s** en dólares estadounidenses.

La Resolución AE 64/2010 establece los lineamientos y metodología para el cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución para Sistemas Aislados. En dicha resolución se requiere sean diferenciados los costos de generación en costos fijos y costos variables.

Los costos variables de generación se componen solo de costos operativos:

- Combustible
- El 50% de:
 - costos de operación y mantenimiento
 - costos indirectos de administración
 - gastos financieros
 - impuestos y tasas
 - otros.

ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019

TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT

CIAE N° 0020-0003-0003-0001

N° 0020-0003-0004-0003

N° 0020-0003-0004-0004

N° 0020-0003-0004-0005

N° 0020-0003-0004-0006

N° 0020-0005-0004-0009

N° 0020-0003-0004-0010

N° 0020-0003-0003-0011

N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

El parámetro **a**, se obtiene para cada sistema eléctrico **s**, dividiendo el costo promedio 2020 - 2023 de combustible por el costo variable promedio total 2020 - 2023. Este ponderador es constante para todo el periodo tarifario Nov 19 - Oct 23.

El complemento al parámetro **a** es la suma de los parámetros **b** y **c**. Los parámetros **b** y **c**, determinan la proporción de costos en moneda nacional y en moneda extranjera presente en los costos variables no combustible. El parámetro **b** se obtiene como el cociente entre el costo variable no combustible promedio 2020 - 2023 en moneda nacional y el costo variable no combustible total promedio 2020 - 2023. El complemento a uno (1) es el parámetro **c**. Los ponderadores **b** y **c** son constantes para todo el periodo tarifario Nov 19 - Oct 23.

Los parámetros **a_s**, **b_s** y **c_s** (ponderadores de los costos variables) a aplicar por sistema aislado son los siguientes:

Sistema	a _s	b _s	c _s
Cordillera	0,350	0,977	0,023
Charagua	0,127	0,994	0,006
Chiquitos	0,346	0,966	0,034
German Busch	0,561	0,980	0,020
Las Misiones (Gas)	0,169	0,962	0,038
Las Misiones (Diesel)	0,540		
Valles Cruceños	0,306	0,985	0,015
San Ignacio de Velasco	0,701	0,995	0,005

Precio de potencia

$$PP_{s,n} = PP_{s,0} \times \left(d_s \times \frac{IPC_{n-2}}{IPC_0} + e_s \times \frac{PD}{PD_0} \right)$$

Donde:

- PP_{s,n}** Precio de Potencia correspondiente al mes de indexación **n** del Sistema Aislado **s**.
PP_{s,0} Precio de Potencia base del Sistema Aislado **s**.
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.

ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019

TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT

CIAE N° 0020-0003-0003-0001

N° 0020-0003-0004-0003

N° 0020-0003-0004-0004

N° 0020-0003-0004-0005

N° 0020-0003-0004-0006

N° 0020-0005-0004-0009

N° 0020-0003-0004-0010

N° 0020-0003-0003-0011

N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

- PD₀** Precio base del dólar.
d_s Proporción de los costos fijos del Sistema Aislado **s** en moneda nacional.
e_s Proporción de los costos fijos del Sistema Aislado **s** en dólares estadounidenses.

La Resolución AE 64/2010 establece los lineamientos y metodología para el cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución para Sistemas Aislados. En dicha resolución se requiere sean diferenciados los costos de generación en costos fijos y costos variables.

Los costos fijos de generación están compuestos por:

- Costo de capital (cuota anual de depreciación y amortización, y la utilidad)
- El 50% de:
 - costos de operación y mantenimiento
 - costos indirectos de administración
 - gastos financieros
 - impuestos y tasas
 - otros.

Los parámetros **d** y **e**, determinan la proporción de costos en moneda nacional y en moneda extranjera presente en los costos fijos. El parámetro **d** se obtiene como el cociente entre el costo fijo promedio 2020 - 2023 en moneda nacional y el costo fijo total promedio 2020 - 2023. El complemento a 1 es el parámetro **e**. Los ponderadores **d** y **e** son constantes para todo el periodo tarifario Nov 19 - Oct 23.

Los parámetros **d_s**, y **e_s** (ponderadores de los costos fijos) a aplicar por sistema aislado son los siguientes:

Sistema	d _s	e _s
Cordillera	0,795	0,205
Charagua	0,858	0,142
Chiquitos	0,814	0,186
German Busch	0,803	0,197
Las Misiones	0,799	0,201
Valles Cruceños	0,806	0,194
San Ignacio de Velasco	0,864	0,136

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019

TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT

CIAE N° 0020-0003-0003-0001

N° 0020-0003-0004-0003

N° 0020-0003-0004-0004

N° 0020-0003-0004-0005

N° 0020-0003-0004-0006

N° 0020-0005-0004-0009

N° 0020-0003-0004-0010

N° 0020-0003-0003-0011

N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

ANEXO 2

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

(A precios de diciembre de 2018 con impuestos)

11 Domiciliaria PD BT

Cargo mínimo con derecho a 15 kWh	Bs/mes	12,800
Cargos Variables		
De 16 a 120 kWh	Bs/kWh	0,707
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,903
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	0,951
De 501 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,951
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,951

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Pequeñas Demanda en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

12 Domiciliaria PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	24,299
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,115
De 21 a 100 kWh	Bs/kWh	0,619
De 101 a 120 kWh	Bs/kWh	0,668
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,755
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	0,815
De 501 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,815
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,815

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Pequeñas Demanda en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

13 Domiciliaria MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	28,874
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,034
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,375
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,399
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	0,434
De 501 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,434

Anexo 2 a la Resolución AETN N° 1094/2019 Página 1 de 23

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,434
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	37,147

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

14 Domiciliaria MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	28,874
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,031
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,389
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,415
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	0,451
De 501 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,451
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,451
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	28,539

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

16 Domiciliaria GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	32,170
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,049
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,013
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,011
De 21 a 120 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,519
De 21 a 120 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,225
De 21 a 120 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,209
De 121 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,556
De 121 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,239
De 121 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,220
De 301 a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,607
De 301 a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,258
De 301 a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,239
De 501 a 1000 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,607
De 501 a 1000 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,258
De 501 a 1000 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,239

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019

TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT

CIAE N° 0020-0003-0003-0001

N° 0020-0003-0004-0003

N° 0020-0003-0004-0004

N° 0020-0003-0004-0005

N° 0020-0003-0004-0006

N° 0020-0005-0004-0009

N° 0020-0003-0004-0010

N° 0020-0003-0003-0011

N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Excedente a 1000 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,607
Excedente a 1000 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,258
Excedente a 1000 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,239
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	42,637
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	12,011

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Gran Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

17 Domiciliaria GD-T3-M

Cargo Fijo	Bs/mes	32,170
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,042
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,014
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,013
De 21 a 120 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,532
De 21 a 120 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,246
De 21 a 120 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,233
De 121 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,569
De 121 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,261
De 121 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,244
De 301 a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,615
De 301 a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,284
De 301 a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,266
De 501 a 1000 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,615
De 501 a 1000 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,284
De 501 a 1000 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,266
Excedente a 1000 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,615
Excedente a 1000 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,284
Excedente a 1000 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,266
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	34,069
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	6,786

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Gran Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
 TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
 N° 0020-0003-0004-0003
 N° 0020-0003-0004-0004
 N° 0020-0003-0004-0005
 N° 0020-0003-0004-0006
 N° 0020-0005-0004-0009
 N° 0020-0003-0004-0010
 N° 0020-0003-0003-0011
 N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

19 General 1 PD BT

Cargo mínimo con derecho a 20 kWh	Bs/mes	21,861
Cargos Variables		
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,974
De 301 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,431
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,294

Aplicación.- Consumidores General 1 de Pequeñas Demanda en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

20 General 1 PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	21,860
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,150
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,932
De 301 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,411
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,270

Aplicación.- Consumidores General 1 de Pequeñas Demanda en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

22 General 1 MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	25,952
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,036
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,572
Excedente a 300 kWh	Bs/kWh	0,936
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	38,176

Aplicación.- Consumidores General 1 de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

23 General 1 MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	25,952
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,031

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,569
Excedente a 300 kWh	Bs/kWh	0,929
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	28,723

Aplicación.- Consumidores General 1 de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

25 General 1 GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	24,863
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,051
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,011
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,010
De 21 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,726
De 21 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,281
De 21 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,259
Excedente a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,218
Excedente a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,449
Excedente a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,415
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	42,495
Cargo por Exceso de Potencia de Punta	Bs/kW-mes	12,764

Aplicación.- Consumidores General 1 de Grandes Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

26 General 1 GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	24,863
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,038
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,011
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,010
De 21 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,734
De 21 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,278
De 21 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,260
Excedente a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,226
Excedente a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,445
Excedente a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,415

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	31,977
Cargo por Exceso de Potencia de Punta	Bs/kW-mes	7,210

Aplicación.- Consumidores General 1 de Gran Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

28 General 2 PD BT

Cargo mínimo con derecho a 20 kWh	Bs/mes	30,444
Cargos Variables		
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	1,274
De 301 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,673
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,424

Aplicación.- Consumidores Generales como Instituciones con fines de lucro, como bancos, residenciales, restaurantes, confiterías, y locales afines de Pequeñas Demandas en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 KW.

29 General 2 PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	30,446
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,169
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	1,117
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	1,650
De 501 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,394
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,255

Aplicación.- Consumidores Generales como Instituciones con fines de lucro, como bancos, residenciales, restaurantes, confiterías, y locales afines de Pequeñas Demandas en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 KW.

31 General 2 MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	34,537
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,039
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,817
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	1,272
Excedente a 500 kWh	Bs/kWh	1,055

Anexo 2 a la Resolución AETN N° 1094/2019 Página 6 de 23

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	42,144
--------------------	-----------	--------

Aplicación .- Consumidores Generales como Instituciones con fines de lucro, como bancos, residenciales, restaurantes, confiterías, y locales afines de Medianas Demandas en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 KW.

32 General 2 MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	34,537
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,031
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,790
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	1,240
Excedente a 500 kWh	Bs/kWh	1,029
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	27,726

Aplicación .- Consumidores Generales como Instituciones con fines de lucro, como bancos, residenciales, restaurantes, confiterías, y locales afines de Medianas Demandas en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 KW.

34 General 2 GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	32,165
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,048
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,013
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,012
De 21 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,869
De 21 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,463
De 21 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,427
De 301 a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,358
De 301 a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,711
De 301 a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,657
Excedente a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,126
Excedente a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,594
Excedente a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,549
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	42,995
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	10,212

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Aplicación.- Consumidores Generales como Instituciones con fines de lucro, como bancos, residenciales, restaurantes, confiterías, y locales afines de Grandes Demandas en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

35 General 2 GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	32,165
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,037
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,013
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,012
De 21 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,869
De 21 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,457
De 21 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,428
De 301 a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,358
De 301 a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,704
De 301 a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,659
Excedente a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,128
Excedente a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,587
Excedente a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,549
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	32,353
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	5,767

Aplicación.- Consumidores Generales como Instituciones con fines de lucro, como bancos, residenciales, restaurantes, confiterías, y locales afines de Grandes Demandas en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

37 Industrial 1 PD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	5,867
Cargos Variables		
De 0 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,692
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,590

Aplicación.- Consumidores Industriales de Pequeñas Demandas en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

38 Industrial 1 PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	5,867
Cargos Variables		
De 0 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,622
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,523

Aplicación.- Consumidores Industriales de Pequeñas Demandas en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

40 Industrial 1 MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,959
Cargo Variable	Bs/kWh	0,267
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	67,406

Aplicación.- Consumidores Industriales de Medianas Demandas en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

41 Industrial 1 MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,959
Cargo Variable	Bs/kWh	0,244
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	55,740

Aplicación.- Consumidores Industriales de Medianas Demandas en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

49 Industrial 2 GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Alto	Bs/kWh	0,419
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Medio	Bs/kWh	0,212
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,196
Excedente a 200kWh/kW Bloque Alto	Bs/kWh	0,348
Excedente a 200kWh/kW Bloque Medio	Bs/kWh	0,178
Excedente a 200kWh/kW Bloque Bajo	Bs/kWh	0,165
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	103,049

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	26,117
-----------------------------------	-----------	--------

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Baja Tensión con potencia máxima superior 50 kW.

50 Industrial 2 GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Alto	Bs/kWh	0,422
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Medio	Bs/kWh	0,209
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,196
Excedente a 200kWh/kW Bloque Alto	Bs/kWh	0,350
Excedente a 200kWh/kW Bloque Medio	Bs/kWh	0,176
Excedente a 200kWh/kW Bloque Bajo	Bs/kWh	0,165
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	94,953
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	18,070

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Media Tensión con potencia máxima superior 50 kW.

52 Industrial 2 GD AT

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Alto	Bs/kWh	0,433
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Medio	Bs/kWh	0,233
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,217
Excedente a 200kWh/kW Bloque Alto	Bs/kWh	0,360
Excedente a 200kWh/kW Bloque Medio	Bs/kWh	0,195
Excedente a 200kWh/kW Bloque Bajo	Bs/kWh	0,183
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	100,620
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	5,022

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Alta Tensión con potencia máxima superior 50 kW.

53 Granjeros PD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	44,888
Cargos Variables		

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019

TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT

CIAE N° 0020-0003-0003-0001

N° 0020-0003-0004-0003

N° 0020-0003-0004-0004

N° 0020-0003-0004-0005

N° 0020-0003-0004-0006

N° 0020-0005-0004-0009

N° 0020-0003-0004-0010

N° 0020-0003-0003-0011

N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

De 0-100 kWh	Bs/kWh	0,827
Excedente a 100	Bs/kWh	0,851

Aplicación.- Consumidores Granjeros de Pequeñas Demanda en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

54 Granjeros PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	44,888
Cargos Variables		
De 0-100 kWh	Bs/kWh	0,508
Excedente a 100	Bs/kWh	0,876

Aplicación.- Consumidores Granjeros de Pequeñas Demanda en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

65 Granjeros MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	44,888
Cargos Variables		
De 0-200 kWh	Bs/kWh	0,409
Excedente a 200	Bs/kWh	0,470
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	43,575

Aplicación.- Consumidores Granjeros de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

66 Granjeros MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	44,888
Cargos Variables		
De 0-200 kWh	Bs/kWh	0,392
Excedente a 200	Bs/kWh	0,455
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	40,134

Aplicación.- Consumidores Granjeros de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

74 Granjeros GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	44,888
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,523
Bloque Medio	Bs/kWh	0,390
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,382
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	52,089
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	10,280

Aplicación.- Consumidores Granjeros de Gran Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

75 Granjeros GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	44,888
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,499
Bloque Medio	Bs/kWh	0,374
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,366
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	48,182
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	9,509

Aplicación.- Consumidores Granjeros de Gran Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

77 Alumbrado Público PD BT

Cargo Variable	Bs/kWh	1,088
----------------	--------	-------

Aplicación.- Consumos destinados a la iluminación de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos, toda otra vía pública, señalización pública de tránsito, fuentes ornamentales y monumentos de propiedad nacional, departamental o municipal.

78 Especial MD BT.

Cargo Fijo	Bs/mes	9,959
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW	Bs/kWh	0,358
Excedente a 200kWh/kW	Bs/kWh	0,424
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	107,506

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Aplicación.- Grandes Hoteles de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

79 Especial MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,959
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW	Bs/kWh	0,354
Excedente a 200kWh/kW	Bs/kWh	0,423
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	101,121

Aplicación.- Grandes Hoteles de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

81 Especial GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Alto	Bs/kWh	0,425
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Medio	Bs/kWh	0,229
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,213
Excedente a 200kWh/kW Bloque Alto	Bs/kWh	0,509
Excedente a 200kWh/kW Bloque Medio	Bs/kWh	0,271
Excedente a 200kWh/kW Bloque Bajo	Bs/kWh	0,251
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	120,944
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	28,730

Aplicación.- Grandes Hoteles de Grandes Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

82 Especial GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Alto	Bs/kWh	0,425
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Medio	Bs/kWh	0,227
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,212
Excedente a 200kWh/kW Bloque Alto	Bs/kWh	0,509

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
 TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
 N° 0020-0003-0004-0003
 N° 0020-0003-0004-0004
 N° 0020-0003-0004-0005
 N° 0020-0003-0004-0006
 N° 0020-0005-0004-0009
 N° 0020-0003-0004-0010
 N° 0020-0003-0003-0011
 N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Excedente a 200kWh/kW Bloque Medio	Bs/kWh	0,269
Excedente a 200kWh/kW Bloque Bajo	Bs/kWh	0,252
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	113,761
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	20,290

Aplicación.- Grandes Hoteles de Grandes Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

84 Agua Potable PD BT

Cargo Fijo	Bs	10,644
Cargos Variable	Bs/kWh	0,622

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Pequeñas Demanda en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

85 Agua Potable PD MT

Cargo Fijo	Bs	10,644
Cargos Variable	Bs/kWh	0,611

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Pequeñas Demanda en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

87 Agua Potable MD BT

Cargo Fijo	Bs	12,824
Cargos Variable	Bs/kWh	0,409
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	43,575

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

88 Agua Potable MD MT

Cargo Fijo	Bs	12,824
Cargos Variable	Bs/kWh	0,398
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	43,344

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

90 Agua Potable GD BT

Cargo Fijo	Bs	25,649
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	1,288
Bloque Medio	Bs/kWh	0,366
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,293
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	61,099
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	21,974

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Grandes Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

91 Agua Potable GD MT

Cargo Fijo	Bs	25,649
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	1,061
Bloque Medio	Bs/kWh	0,352
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,278
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	55,548
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	18,214

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Grandes Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

93 Fuera de Punta PD BT

Cargo Fijo	Bs	36,149
Cargos Variable	Bs/kWh	0,303

Aplicación.- Consumidores Fuera de Punta de Pequeñas Demanda en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

94 Fuera de Punta PD MT

Cargo Fijo	Bs	36,149
------------	----	--------

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Cargos Variable	Bs/kWh	0,226
-----------------	--------	-------

Aplicación.- Consumidores Fuera de Punta de Pequeñas Demanda en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

95 Fuera de Punta MD BT

Cargo Fijo	Bs	73,931
Cargos Variable	Bs/kWh	0,159
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	45,204

Aplicación.- Consumidores Fuera de Punta de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

96 Fuera de Punta MD MT

Cargo Fijo	Bs	73,931
Cargos Variable	Bs/kWh	0,147
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	17,903

Aplicación.- Consumidores Fuera de Punta de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

97 Fuera de Punta GD BT

Cargo Fijo	Bs	109,448
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,203
Bloque Medio	Bs/kWh	0,129
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,126
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	195,154
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	68,967

Aplicación.- Consumidores Fuera de Punta de Grandes Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

98 Fuera de Punta GD MT

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Cargo Fijo	Bs	109,448
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,161
Bloque Medio	Bs/kWh	0,095
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,093
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	106,147
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	26,764

Aplicación.- Consumidores Fuera de Punta de Grandes Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

101 AUTOPRODUCTORES MD BT

Cargo Fijo	Bs	73,931
Cargos Variable	Bs/kWh	0,163
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	163,759

Aplicación.- Consumidores Autoprodutores de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

102 AUTOPRODUCTORES MD MT

Cargo Fijo	Bs	73,931
Cargos Variable	Bs/kWh	0,148
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	106,147

Aplicación.- Consumidores Autoprodutores de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

103 AUTOPRODUCTORES GD BT

Cargo Fijo	Bs	109,448
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,176
Bloque Medio	Bs/kWh	0,103
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,101
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	163,759
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	68,967

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
 TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
 N° 0020-0003-0004-0003
 N° 0020-0003-0004-0004
 N° 0020-0003-0004-0005
 N° 0020-0003-0004-0006
 N° 0020-0005-0004-0009
 N° 0020-0003-0004-0010
 N° 0020-0003-0003-0011
 N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Aplicación.- Consumidores Autoprodutores de Grandes Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

104 AUTOPRODUCTORES GD MT

Cargo Fijo	Bs	109,448
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,161
Bloque Medio	Bs/kWh	0,095
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,093
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	106,147
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	26,764

Aplicación.- Consumidores Autoprodutores de Grandes Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

105 Industrial 1 GD BT Sistemas Aislados

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,375
Bloque Medio	Bs/kWh	0,207
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,191
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	200,923
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	67,226

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Baja Tensión con potencia máxima superior a 50 kW que operan en los Sistemas Aislados.

106 Industrial 1 GD MT Sistemas Aislados

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,321
Bloque Medio	Bs/kWh	0,203
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,191
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	121,779
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	107,142

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Media Tensión con potencia máxima

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

superior a 50 kW que operan en los Sistemas Aislados.

107 General PD BT Sistemas Aislados

Cargo mínimo con derecho a 15 kWh	Bs/mes	21,861
Cargos Variables		
De 16 a 600 kWh	Bs/kWh	1,297
Excedente a 600 kWh	Bs/kWh	1,221

Aplicación.- Consumidores General de Pequeñas Demanda en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW que operan en los Sistemas Aislados.

108 Industrial 2 GD BT Sistemas Aislados

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,455
Bloque Medio	Bs/kWh	0,212
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,196
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	308,749
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	67,226

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Baja Tensión con potencia máxima superior a 50 kW que operan en los Sistemas Aislados.

109 Industrial 2 GD MT Sistemas Aislados

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,422
Bloque Medio	Bs/kWh	0,209
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,196
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	137,307
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	22,830

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Media Tensión con potencia máxima

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

superior a 50 kW que operan en los Sistemas Aislados.

110 Agua Potable GD MT Sistemas Aislados

Cargo Fijo	Bs	32,165
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,037
Bloque Medio	Bs/kWh	0,013
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,012
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	137,307
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	22,830

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Grandes Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW que operan en los Sistemas Aislados.

113 Seguridad Ciudadana PD BT

Cargo mínimo con derecho a 15 kWh	Bs/mes	10,605
Cargos Variables		
De 16 a 120 kWh	Bs/kWh	0,707
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,903
Excedente a 300 kWh	Bs/kWh	0,951

Aplicación.- Esta categoría se aplica exclusivamente a los Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control destinados a la Seguridad Ciudadana.

Comercial PD BT

Cargo mínimo con derecho a 20 kWh	Bs/mes	30,444
Cargos Variables		
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	1,274
De 301 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,673
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,424

Aplicación.- Consumidores que se dedican al comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas de Pequeñas Demandas en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 KW.

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Comercial PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	30,446
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,169
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	1,117
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	1,650
De 501 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,394
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,255

Aplicación.- Consumidores que se dedican al comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas de Pequeñas Demandas en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 KW.

Comercial MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	34,537
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,039
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,817
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	1,272
Excedente a 500 kWh	Bs/kWh	1,055
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	42,144

Aplicación.- Consumidores que se dedican al comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas de Medianas Demandas en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 KW.

Comercial MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	34,537
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,031
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,790
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	1,240
Excedente a 500 kWh	Bs/kWh	1,029
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	27,726

Anexo 2 a la Resolución AETN N° 1094/2019 Página 21 de 23

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Aplicación.- Consumidores que se dedican al comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas de Medianas Demandas en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 KW.

Comercial GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	32,165
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,048
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,013
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,012
De 21 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,869
De 21 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,463
De 21 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,427
De 301 a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,358
De 301 a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,711
De 301 a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,657
Excedente a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,126
Excedente a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,594
Excedente a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,549
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	42,995
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	10,212

Aplicación.- Consumidores que se dedican al comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas de Grandes Demandas en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

Comercial GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	32,165
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,037
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,013
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,012
De 21 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,869
De 21 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,457
De 21 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,428
De 301 a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,358

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

De 301 a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,704
De 301 a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,659
Excedente a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,128
Excedente a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,587
Excedente a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,549
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	32,353
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	5,767

Aplicación.- Consumidores que se dedican al comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas de Grandes Demandas en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

General Prepaga PD BT

Cargo Variable	Bs/kWh	1,701
----------------	--------	-------

Aplicación.- Consumidores que cuentan con Medidor Prepago y cuyas actividades son las que corresponden a las siguientes Categorías: General I, General II, Industrial I, Industrial II, Especial, Agua Potable, Granjero, Riego, Alumbrado Público, Autoprodutores, Categoría Sistemas Aislados y Comercial.

Prepaga PD BT

Cargo Variable	Bs/kWh	0,793
----------------	--------	-------

Aplicación.- Consumidores que cuenta con Medidor Prepago en vivienda o seguridad Ciudadana.

Vehículo Eléctrico PD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	36,149
Cargos Variables		
De 0 a 500 kWh	Bs/kWh	0,303
Excedente a 500 kWh	Bs/kWh	3,000

Aplicación.- Esta categoría se aplica exclusivamente para cargas de vehículos 100% eléctricos conectados en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

**ANEXO 3 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

ANEXO 3

ACTUALIZACION DE LAS FORMULAS DE INDEXACION

La CRE R.L. 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:

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

Donde:

CT_n = Es el cargo tarifario de la tarifa vigente a aplicar en el mes **n**.

CT_{dic18} = Es el cargo tarifario de la tarifa vigente el mes de diciembre de 2018.

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

IT_{dic18} = Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes diciembre de 2018 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo 2019 - 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 estructura tarifaria.

El **IT_n**, que da lugar a un único factor de indexación para la totalidad de cargos tarifarios se compone de la siguiente manera según la naturaleza de los cargos base involucrados:

- **ICC_n**: Ingresos indexados al mes **n** por cargo de consumidor
- **ICPP_n**: Ingresos indexados al mes **n** por cargos por potencia fuera de punta
- **ICE_n**: Ingresos al mes **n** por cargos por energía
- **ICPP_n**: Ingresos al mes **n** por cargos por potencia de punta

Cada Ingreso responde a las siguientes expresiones:

$$ICC_n = \sum_k NC_{k,2020-2023} \times CC_{k,n}$$

Donde:

ICC_n Ingresos indexados al mes **n** por cargo de consumidor.

**ANEXO 3 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

k Pequeña demanda (PD), Mediana demanda (MD) y Gran demanda (GD).
 $NC_{k,2020-2023}$ Número de consumidores promedio del periodo 2020 - 2023.
 $CC_{k,n}$ Cargo por consumidor indexado al mes n .

$$ICPP_n = \sum_k PTC_{j,2020-2023} \times CFP_{j,n}$$

Donde:

$ICPP_n$ Ingresos indexados al mes n por cargos por potencia fuera de punta.
 j Nivel de tensión (BT, MT y AT).
 $PTC_{j,2020-2023}$ Potencia total vendida coincidente con el pico del nivel de tensión j promedio del periodo 2020 - 2023.
 $CFP_{j,n}$ por potencia fuera de punta indexado al mes n del nivel de tensión j .

$$ICE_n = \sum_s \sum_j \sum_b EV_{s,j,b,2020-2023} \times \%Ecomp_{s,2020-2023} \times CE_{s,j,b,n} + \sum_s Egen_{s,2020-2023} \times PE_{s,n}$$

Donde:

ICE_n Ingresos al mes n por cargos por energía.
 s Sistema eléctrico (Área Integrada, Cordillera, Charagua, Chiquitos, Germán Busch, Las Misiones, Valles y Velasco).
 j Nivel de tensión (BT, MT y AT).
 b Bloque horario (Alto, Medio y Bajo).
 $EV_{s,j,b,2020-2023}$ Energía promedio del periodo 2020 - 2023 vendida en el sistema s en el nivel de tensión j y bloque horario b .
 $\%Ecomp_{s,2020-2023}$ Porcentaje de energía inyectada en el sistema s que se compra en promedio en el periodo 2020 - 2023.
 $CE_{s,j,b,n}$ Cargo por energía indexado del sistema s , en el nivel de tensión j , para el bloque horario b .
 $Egen_{s,2020-2023}$ Energía generada en promedio en el periodo 2020 - 2023, en el sistema s .
 $PE_{s,n}$ Costo de Energía Sistemas Aislados correspondiente al mes de indexación n del Sistema Aislado s .

$$ICPP_n = \sum_s \sum_j PSV_{s,j,2020-2023} \times \%Pcomp_{s,2020-2023} \times CPP_{s,j,n} + \sum_s Pgen_{s,2020-2023} \times PP_{s,n}$$

Donde:

$ICPP_n$ Ingresos al mes n por cargos por potencia de punta.
 s Sistema eléctrico (Área Integrada, Cordillera, Charagua, Chiquitos, Germán Busch, Las Misiones, Valles y Velasco).
 j Nivel de tensión (BT, MT y AT).
 b Bloque horario Alto, Medio o Bajo.
 $PSV_{s,j,2020-2023}$ Potencia simultánea con el pico del Sistema Interconectado Nacional (SIN) promedio del periodo 2020 - 2023 vendida en el sistema s en el nivel de tensión j .

**ANEXO 3 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

- %Pcomp_{s,2020-2023}** Porcentaje de potencia inyectada en el sistema *s* que se compra en promedio en el periodo 2020 - 2023.
- CPP_{s,j,n}** Cargo por Potencia de Punta del Sistema *s*, en el nivel de tensión *j*, correspondiente al mes de la indexación.
- Pgen_{s,2020-2023}** Potencia generada en promedio en el periodo 2020 - 2023, en el sistema *s*.
- PP_{s,n}** Costo de Potencia Sistemas Aislados correspondiente al mes de indexación *n* del Sistema Aislado *s*.

Finalmente:

$$IT_n = ICC_n + ICPFP_n + ICE_n + ICPP_n$$

**ANEXO 4 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

ANEXO 4

PARÁMETROS PARA FACTURACIÓN DE USUARIOS SIN MEDIDOR ACORDE A LA CATEGORÍA

El presente documento 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.

En este sentido, pueden surgir situaciones que requieren reclasificar usuarios de Pequeña Demanda - PD, es decir quienes están clasificados en una categoría con una demanda menor o igual a 10 kW, en alguna categoría de Mediana Demanda – MD (demandas mayores a 10 kW) y menor o igual a 50 kW o reclasificar un usuario PD o MD a GD (demanda mayor a 50 kW).

1. Monitoreo del PD y reclasificación en MD

Un PD debe ser reclasificado a MD si presenta una potencia máxima superior a 10 kW durante seis (6) meses consecutivos. Debido a que los clientes PD no cuentan con medición de potencia, el monitoreo de esta variable debe hacerse calculando la potencia a partir del consumo de energía que registra el cliente e involucrando el factor de carga que le corresponde, el cual surge del estudio de caracterización de la carga, a saber:

- PD – Domiciliario **19,37%**
- PD – General **27,33%**

En el caso de un PD que deba reclasificarse en MD, pasará a pagar un cargo fijo (Bs/mes), un cargo variable por energía consumida (Bs/kWh) y un cargo por potencia máxima (Bs/kW/mes). En caso que el cliente no cuente con un medidor que registre potencia, la misma deberá estimarse (hasta tanto se produzca el reemplazo del medidor) utilizando un factor de carga, para proceder a la facturación del cargo por potencia. El factor de carga a aplicar será según la categoría en la que el usuario resulte reclasificado.

Categorías	Factor de Uso
	FC
MD - BT	23,98 %
MD - CFP - BT	48,18 %
MD - MT	23,19 %
MD - CFP - MT	39,05 %

La tabla superior debe entenderse que si la categoría de destino es una MD - BT el factor de carga a aplicar para calcular la demanda máxima del usuario es **23,98%**.

**ANEXO 4 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

**CIAE N° 0020-0003-0003-0001
N° 0020-0003-0004-0003
N° 0020-0003-0004-0004
N° 0020-0003-0004-0005
N° 0020-0003-0004-0006
N° 0020-0005-0004-0009
N° 0020-0003-0004-0010
N° 0020-0003-0003-0011
N° 0020-0005-0004-0013**

La Paz, 03 de diciembre de 2019

2. MD reclasificado en GD

En el caso de un MD reclasificado en GD, debe pagar un cargo fijo (Bs/mes), un cargo variable por energía consumida en punta (Bs/kWh), un cargo variable por energía consumida en resto (Bs/kWh), un cargo variable por energía consumida en valle (Bs/kWh), un cargo por potencia en punta (Bs/kW/mes) y un cargo por exceso de potencia fuera de punta (Bs/kW/mes). En caso que el cliente no cuente con un medidor que registre el consumo de energía por bloque horario como así tampoco la potencia en punta y fuera de punta, estas variables deben estimarse.

En el caso del consumo por bloque horario, el mismo es calculado a partir del consumo que registra el usuario y utilizando los parámetros de consumo de energía por bloque horario que tiene la categoría en la que el usuario es reclasificado.

	% de Energía Pico	% de Energía Resto	% de Energía Valle
Categorías	Kep	Ker	Kev
GD - BT	22,14 %	61,24 %	16,62 %
GD - MT	19,20 %	57,14 %	23,65 %
GD - AT	21,50 %	51,14 %	27,36 %

En el caso de la potencia, si el usuario es un MD cuenta con registro de demanda máxima, pero la GD requiere medición de 2 potencias, una de punta y una de fuera de punta. La determinación de las dos potencias se hará a partir de los resultados de los perfiles de carga obtenidos a través del estudio de caracterización de la carga. Dicho estudio demostró que en el caso de los usuarios GD-BT la demanda en punta es un 75% de la demanda máxima, mientras que en el caso de los usuarios GD-MT la demanda en punta es un 70% de la demanda máxima. En virtud de lo anterior, el esquema de facturación del cargo por potencia en punta y del cargo por exceso de potencia fuera de punta queda de la siguiente manera:

Facturación por potencia en punta

$$\text{GD-BT: FactPP} = P_{\text{máx}} \times 0,75 \times \text{CPP}$$

$$\text{GD-MT: FactPP} = P_{\text{máx}} \times 0,70 \times \text{CPP}$$

Facturación por exceso de potencia fuera de punta

$$\text{GD-BT: FactPFP} = P_{\text{máx}} \times (1-0,75) \times \text{CPFP}$$

$$\text{GD-MT: FactPFP} = P_{\text{máx}} \times (1-0,70) \times \text{CPFP}$$

3. PD reclasificado en GD

Puede ocurrir una situación donde un PD deba pasar a GD, debiéndose unir los incisos 1 y 2.

Los parámetros correspondientes a cada una de las categorías de tarifas de aplicación se presentan en el siguiente cuadro:

**ANEXO 4 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001

N° 0020-0003-0004-0003

N° 0020-0003-0004-0004

N° 0020-0003-0004-0005

N° 0020-0003-0004-0006

N° 0020-0005-0004-0009

N° 0020-0003-0004-0010

N° 0020-0003-0003-0011

N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Categoría de Aplicación	Factor de carga de monitoreo / facturación	% Energía Bloque Alto	% Energía Bloque Medio	% Energía Bloque Bajo	Factor apertura potencia	
					Punta	Exceso fuera de punta
11 01-PD-TR-B	19,37%					
12 01-PD-TR-M	19,37%					
13 01-MD-T2-B	23,98%					
14 01-MD-T2-M	23,19%					
16 01-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
17 01-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
19 02-PD-TG-B	27,33%					
20 02-PD-TG-M	27,33%					
22 02-MD-T2-B	23,98%					
23 02-MD-T2-M	23,19%					
25 02-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
26 02-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
28 03-PD-TG-B	27,33%					
29 03-PD-TG-M	27,33%					
31 03-MD-T2-B	23,98%					
32 03-MD-T2-M	23,19%					
34 03-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
35 03-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
37 04-PD-TG-B	27,33%					
38 04-PD-TG-M	27,33%					
40 04-MD-T2-B	23,98%					
41 04-MD-T2-M	23,19%					
49 05-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
50 05-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
52 05-GD-T3-A	87,01%	21,50%	51,14%	27,36%	70%	30%
53 07-PD-TG-B	27,33%					
54 07-PD-TG-M	27,33%					
65 07-MD-T2-B	23,98%					
66 07-MD-T2-M	23,19%					
74 07-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
75 07-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
77 08-PD-TAP-B	27,33%					
78 09-MD-T2-B	23,98%					
79 09-MD-T2-M	23,19%					
81 09-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
82 09-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
84 10-PD-TG-B	27,33%					
85 10-PD-TG-M	27,33%					
87 10-MD-T2-B	23,98%					
88 10-MD-T2-M	23,19%					
90 10-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
91 10-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
93 RIEGO-PD-CFP-B	27,33%					
94 RIEGO-PD-CFP-M	27,33%					
95 RIEGO-MD-CFP-B	48,18%					
96 RIEGO-MD-CFP-M	39,05%					
97 RIEGO-GD-CFP-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
98 RIEGO-GD-CFP-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
101 AUTOPRODUCTORES-MD-BMD - BT	23,98%					
102 AUTOPRODUCTORES-MD-MMD - MT	23,19%					
103 AUTOPRODUCTORES-GD-BGD - BT	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
104 AUTOPRODUCTORES-GD-MGD - MT	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%

**ANEXO 4 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 1094/2019
TRÁMITE N° 2019-29074-33-0-0-0-DPT**

CIAE N° 0020-0003-0003-0001

N° 0020-0003-0004-0003

N° 0020-0003-0004-0004

N° 0020-0003-0004-0005

N° 0020-0003-0004-0006

N° 0020-0005-0004-0009

N° 0020-0003-0004-0010

N° 0020-0003-0003-0011

N° 0020-0005-0004-0013

La Paz, 03 de diciembre de 2019

Cuadro Tarifario Propuesto Sistemas Aislados GD y MD

Cuadro Tarifario CRE (Unico)	Factor de carga de monitoreo / facturación	% Energía Bloque Alto	% Energía Bloque Medio	% Energía Bloque Bajo	Factor apertura potencia	
					Punta	Exceso fuera de punta
105 INDUSTRIAL 1 GD BT SISTEMAS AISLADOS	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
109 INDUSTRIAL 2 GD MT SISTEMAS AISLADOS	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
107 GENERAL PD BT SISTEMAS AISLADOS	27,33%					
108 INDUSTRIAL 2 GD BT SISTEMAS AISLADOS	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
106 INDUSTRIAL 1 GD MT SISTEMAS AISLADOS	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
110 AGUA POTABLE GD MT SISTEMAS AISLADOS	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%

Categoría Seguridad Ciudadana

Cuadro Tarifario CRE (Unico)	Factor de carga de monitoreo / facturación	% Energía Bloque Alto	% Energía Bloque Medio	% Energía Bloque Bajo	Factor apertura potencia	
					Punta	Exceso fuera de punta
113 SEGURIDAD CIUDADANA-PD-B	27,33%					

Categoría Comercial

Cuadro Tarifario CRE (Unico)	Factor de carga de monitoreo / facturación	% Energía Bloque Alto	% Energía Bloque Medio	% Energía Bloque Bajo	Factor apertura potencia	
					Punta	Exceso fuera de punta
Comercial PD-TG-B	27,33%					
Comercial PD-TG-M	27,33%					
Comercial MD-T2-B	23,98%					
Comercial MD-T2-M	23,19%					
Comercial GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
Comercial GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%

INFORME AETN - DPT N° 809/2019

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



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



De: Johanno Bascopé Maida
ANALISTA II a.i.

Carla Reque Montealegre
CONSULTORA DE LINEA UTD

Ref.: DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS BASE PARA LA
COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACIÓN R.L.
(CRE R.L.) CORRESPONDIENTES AL PERIODO NOVIEMBRE
2019 - OCTUBRE 2023

Trámite: 2019-29074-33-0-0-DPT

CIAE: 0020 - 0003 - 0003 - 0011
0020 - 0003 - 0004 - 0001
0020 - 0003 - 0004 - 0003
0020 - 0003 - 0004 - 0004
0020 - 0003 - 0004 - 0005
0020 - 0003 - 0004 - 0006
0020 - 0005 - 0004 - 0009
0020 - 0003 - 0004 - 0010
0020 - 0005 - 0004 - 0013

Lugar y Fecha: La Paz, 03 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 y la Fórmula de Actualización de la Estructura Tarifaria Base para la Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.), 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-286-DPT-57/2019 de 04 de febrero de 2019, mediante la cual se remitió a la Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.) 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-582-DPT-118/2019 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 por la CRE R.L. para la evaluación de inversiones ejecutadas en el periodo 2015 - 2018, no podrá realizar a la par la elaboración del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

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 AETN N° 615/2019 de 03 de mayo de 2019, resolvió el Recurso de Revocatoria interpuesto por la CRE R.L. contra la Resolución AE N° 450/2019 de 22 de febrero de 2019 con relación al Cumplimiento de Compromisos de Inversión de CRE R.L. en sus Sistemas Aislados, correspondiente a las gestiones 2016 y 2017.

La Resolución AETN N° 619/2019 de 06 de mayo de 2019, resolvió el Recurso de Revocatoria interpuesto por la CRE R.L. contra la Resolución AE N° 449/2019 de 22 de febrero de 2019 con relación al Cumplimiento de Compromisos de Inversión de CRE R.L. en sus Sistemas Aislados, correspondiente a la gestión 2015.

La nota GI/005/2018, recepcionada con Registro N° 6691 de 20 de mayo de 2019, mediante la cual la CRE R.L. remitió los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

La nota AETN-1503-DPT-282/2019 de 28 de mayo de 2019, mediante la cual se convocó a reunión programada para el 13 de junio de 2019, a objeto de que representantes de la Consultora QUANTUM S.A. y el personal técnico de la CRE R.L. 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 AETN-1629-DPT-311/2019 de 06 de junio de 2019, mediante la cual se reiteró la solicitud expuesta en la nota AE-286-DPT-57/2019 de 04 de febrero de 2019, en relación a la documentación de respaldo del proceso de contratación de la empresa Consultora encargada de realizar el Estudio Tarifario en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota GC/113/2019, recepcionada con Registro N° 7898 de 11 de junio de 2019, mediante la cual la CRE R.L. remitió documentación referida a la contratación de la Consultora QUANTUM S.A. para que realice el Estudio Tarifario, periodo 2020 - 2023.

El Acta de Reunión de 13 de junio de 2019, en el que la Consultora QUANTUM 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-1922-DPT-367/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se solicitó a la CRE R.L., información referida a costos operativos de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota AETN-1929-DPT-374/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se solicitó a la CRE R.L., información referida a Kilómetros de Línea por nivel de tensión y proyectos de electrificación rural para el periodo 2020 - 2023.

La nota AETN-1936-DPT-381/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se solicitó a la CRE R.L., información referida a activos correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota AETN-1943-DPT-388/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se solicitó a la CRE R.L., información desagregada de los Estados Financieros 2015, 2016, 2017 y 2018, en el formato del Formulario ISE 220.

La nota AETN-1948-DPT-392/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se remitieron 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 GC/134/2019, recepcionada con Registro N° 9550 de 12 de julio de 2019, mediante la cual la CRE R.L. remitió la documentación solicitada en la nota AETN-1929-DPT-374/2019 de 05 de julio de 2019, referida a los Kilómetros de Línea operados.

La nota GFC/218/2019, recepcionada con Registro N° 9592 de 15 de julio de 2019, mediante la cual la CRE R.L. remitió la documentación solicitada en la nota AETN-1943-DPT-388/2019 de 05 de julio de 2019, referida a información desagregada de los Estados Financieros 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota GFC/219/2019, recepcionada con Registro N° 9593 de 15 de julio de 2019, mediante la cual la CRE R.L. remitió la documentación solicitada en la nota AETN-1922-DPT-367/2019 de 05 de julio de 2019, referida a los costos incurridos por la Distribuidora en las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota GFC/220/2019, recepcionada con Registro N° 9594 de 15 de julio de 2019, mediante la cual la CRE R.L. remitió la documentación solicitada en la nota AETN-1936-DPT-381/2019 de 05 de julio de 2019, referida a los activos de la Distribuidora correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota GI/010/2019, recepcionada con Registro N° 9822 de 19 de julio de 2019, mediante la cual la CRE R.L. 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-1948-DPT-392/2019 de 05 de julio de 2019.

La nota AETN-2076-DPT-418/2019 de 22 de julio de 2019, mediante la cual se remitió el documento de Aspectos a ser considerados en el marco del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota GC/137/2019, recepcionada con Registro N° 10396 de 31 de julio de 2019, mediante la cual la CRE R.L. remitió el Estudio Tarifario, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La Resolución AETN N° 761/2019 de 01 de agosto de 2019, estableció el monto de inversión efectivamente ejecutada por la CRE R.L. en el Sistema Área Integrada, correspondiente al período 2015 - 2018.

La nota AETN-2202-DPT-457/2019 de 01 de agosto de 2019, mediante la cual se convocó a reunión para el 15 de agosto de 2019, a efecto de que la CRE R.L. exponga el Estudio Tarifario presentado en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

El Acta de Reunión de 08 de agosto de 2019, en el que se explicaron las observaciones complementarias a la nota AETN-1948-DPT-392/2019 de 05 de julio de 2019, en relación a los nuevos ajustes a considerarse para la presentación de la Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica de la CRE R.L. periodo 2019 - 2023.

La nota GIE/013/2019, recepcionada con Registro N° 10914 de 13 de agosto de 2019, mediante la cual la CRE R.L. remitió una complementación a los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023 conforme lo acordado en la reunión de 08 de agosto de 2019.

El Acta de Reunión de 15 de agosto de 2019, en el que la Consultora QUANTUM S.A. y representantes de la CRE R.L. realizaron la presentación del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota GIE/014/2019, recepcionada con Registro N° 11581 de 26 de agosto de 2019, mediante la cual la CRE R.L. remitió la actualización de la proyección de la demanda de los Sistemas Aislados añadiendo a las proyecciones correspondientes, la proyección para el Sistema El Espino como parte de los Sistemas Aislados.

La nota AETN-2462-DPT-497/2019 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 Resolución AETN N° 840/2019 de 06 de septiembre de 2019, estableció el monto de inversión efectivamente ejecutada por la CRE R.L. en sus Sistemas Aislados, correspondiente a la gestión 2018.

La nota GCE/845/2019, recepcionada con Registro N° 12476 de 12 de septiembre de 2019, mediante la cual la CRE R.L. solicitó una ampliación de plazo al 30 de septiembre de 2019 para la entrega del Informe Final corregido del Estudio Tarifario, en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La nota AETN-2594-DPT-520/2019 de 17 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, en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al 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 23 de septiembre de 2019. Asimismo, se convocó a la reunión programada para el 01 de octubre de 2019 con el objeto de que la CRE R.L. presente el Estudio Tarifario Final propuesto.

La nota GIE/018/2019, recepcionada con Registro N° 13030 de 23 de septiembre de 2019, mediante la cual la CRE R.L. remitió los Estudios Finales de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga periodo 2019 - 2023.

La nota GC 180/2019, recepcionada con Registro N° 13398 de 30 de septiembre de 2019, mediante la cual la CRE R.L. remitió el Informe final del Estudio Tarifario en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

El Acta de Reunión de 01 de octubre de 2019, en el que representantes de la CRE R.L. presentaron las modificaciones realizadas en el Estudio Tarifario para el periodo 2019 - 2023.

El Acta de Reunión de 17 de octubre de 2019, en el que representantes de la CRE R.L. y de la Consultora QUANTUM S.A. presentaron los resultados del Estudio Tarifario en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023. Asimismo, la Consultora proporcionó archivos complementarios referidos a Activos, Fórmula de Indexación, Estructura Tarifaria.

La nota GCA/864/2019, recepcionada con Registro N° 14767 de 24 de octubre de 2019, mediante la cual la CRE R.L. remitió el Informe General del Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2020 - 2023.

La Resolución AETN N° 983/2019 de 28 de octubre de 2019, aprobó el Programa de inversiones para la CRE R.L. correspondiente al periodo 2020 - 2023.

La Resolución AETN N° 993/2019 de 31 de octubre de 2019, aprobó la Proyección de Consumidores y Demanda de Energía Eléctrica correspondiente al periodo 2019 - 2023 para la CRE R.L.

La Resolución AETN N° 994/2019 de 31 de octubre de 2019, aprobó los Costos de Suministro para la CRE R.L. a ser utilizados para el cálculo de la tarifa base correspondiente al período noviembre 2019 - octubre 2023.

La Disposición Segunda del Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019, notificado a la CRE R.L. 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).

2. MARCO LEGAL

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El artículo 51 (PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN) de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, faculta a la extinta Superintendencia de Electricidad para que apruebe, por el período 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 periodo de cuatro años.

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

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por el Titular a la Superintendencia, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación mediante Resolución. El Titular deberá ejecutar las inversiones conforme al crecimiento de la demanda, cumpliendo los

estándares de calidad aplicables a la actividad de Distribución y solo podrán ser modificados, con la aprobación de la Superintendencia, cuando se produzcan variaciones significativas en las proyecciones de la demanda.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La Resolución AE N° 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 período noviembre 2018 - abril 2019.

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

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

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

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

3. ANÁLISIS

3.1. Proyección de la Demanda

La Proyección de Consumidores y Consumo de Energía Eléctrica correspondiente al periodo 2019 - 2023 para la Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.) 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 la CRE R.L. y las tasas de crecimiento respectivas, en las Categorías: Residencial (Domiciliaria), General, Industrial y Alumbrado Público para el periodo 2019 - 2023, se detallan en los cuadros siguientes:

Cuadro N° 1.
Proyección de Consumidores según Categoría (a diciembre)
TOTAL CRE R.L.

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Domiciliaria	609.380	634.286	658.257	678.909	698.786	718.199
General	71.575	74.493	77.278	79.784	82.236	84.653
Industrial	4.863	5.080	5.336	5.586	5.828	6.073
Alumbrado Público	1.666	1.666	1.666	1.666	1.666	1.666
Total	687.484	715.525	742.537	765.945	788.516	810.591

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

Cuadro N° 2.
Tasa de Crecimiento Anual del Número de Consumidores según Categoría
TOTAL CRE R.L.

Categoría	2019	2020	2021	2022	2023
Domiciliaria	4,1%	3,8%	3,1%	2,9%	2,8%
General	4,1%	3,7%	3,2%	3,1%	2,9%
Industrial	4,5%	5,0%	4,7%	4,3%	4,2%
Alumbrado Público	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	4,1%	3,8%	3,2%	2,9%	2,8%

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

3.1.2. Consumo de Energía

El consumo proyectado para la CRE R.L. y las tasas de crecimiento respectivas en las Categorías: Residencial (Domiciliaria), General, Industrial, y Alumbrado Público para el periodo 2019 - 2023, se detallan en los cuadros siguientes:

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

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Domiciliaria	1.381.401	1.421.423	1.456.573	1.509.884	1.559.012	1.607.277
General	846.072	876.844	925.753	972.609	1.019.823	1.067.430
Industrial	785.976	794.406	826.132	855.900	885.501	914.936
Alumbrado Público	128.682	128.672	125.135	121.280	120.704	123.599
Total	3.142.131	3.221.345	3.333.592	3.459.673	3.585.040	3.713.242

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

Cuadro N° 4.
Tasa de Crecimiento Anual del Consumo de Energía según Categoría
TOTAL CRE R.L.

Categoría	2019	2020	2021	2022	2023
Domiciliaria	2,9%	2,5%	3,7%	3,3%	3,1%
General	3,6%	5,6%	5,1%	4,9%	4,7%
Industrial	1,1%	4,0%	3,6%	3,5%	3,3%
Alumbrado Público	0,0%	-2,7%	-3,1%	-0,5%	2,4%
Total	2,5%	3,5%	3,8%	3,6%	3,6%

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

3.2. Potencia

En el marco del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023, mediante nota AETN-2076-DPT-418/2019 de 22 de julio de 2019, se determinaron los siguientes aspectos a ser considerados:

Factor de Carga

El factor de carga de la empresa que se debe incorporar en el estudio tarifario para el periodo proyectado 2020 - 2023, deberá ser el mayor entre:

1. El valor de Factor de Carga observado el año 2018.
2. El valor de Factor de Carga promedio de las gestiones 2016, 2017, 2018.
3. El valor de Factor de Carga aprobado en la Proyección de demanda mediante Resolución para el periodo 2016 - 2019.

Factor de Coincidencia

El factor de coincidencia de la empresa que se debe incorporar en el estudio tarifario para el periodo proyectado 2020 - 2023, deberá ser el menor entre:

1. El valor de Factor de Coincidencia observado del año 2018.
2. El valor de Factor de Coincidencia promedio de las gestiones 2016, 2017, 2018.

Las potencias máximas del Área Integrada y de los Sistemas Aislados 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 la CRE R.L. por Sistema**

Sistema	Factores Carga Promedio 2020 - 2023
Área Integrada	59,63%
Cordillera	56,94%
Charagua	48,75%
Chiquitos	53,05%
German Busch	63,21%
Las Misiones	60,44%
Valles Cruceños	56,70%
San Ignacio de Velasco	60,06%

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

**Cuadro N° 6.
Potencia Máxima**

Categoría	Unidad	Base	2019	2020	2021	2022	2023
SIN	MW	616,6	627,2	646,8	669,3	692,3	716,7
AT	MW	659,8	671,3	694,7	721,0	747,2	773,9
MT	MW	656,2	666,3	689,6	715,8	741,9	768,5
BT	MW	414,9	422,8	433,4	447,5	462,1	477,8

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

3.3. Pérdidas

En el marco del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023, mediante la nota AETN-2076-DPT-418/2019 de 22 de julio de 2019, se determinó el siguiente aspecto a ser considerado:

Pérdidas de Electricidad

El nivel de pérdidas totales de energía que se debe incorporar en el estudio tarifario para el periodo proyectado 2020 - 2023, deberá ser el menor entre:

1. El valor de pérdidas observado del año 2018.
2. El valor de pérdidas promedio de las gestiones 2016, 2017, 2018.
3. El valor de pérdidas aprobado en la Proyección de demanda mediante Resolución para el periodo 2016 - 2019.

Las pérdidas deben ser diferenciadas por pérdidas técnicas y no técnicas.

Considerando lo expuesto anteriormente, las pérdidas de energía fueron determinadas como la diferencia entre las compras (energía disponible a la entrada), consumo propio y las ventas de energía.

**Cuadro N° 7.
Pérdidas de Energía por Nivel de Tensión Total CRE R.L.**

CONCEPTO	UNIDAD	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Pe Técnica AT	MWh	11.326	11.617	12.016	12.465	12.912	13.370
Pe Técnica MT	MWh	89.117	90.734	93.925	97.504	101.066	104.706
Pe Técnica BT	MWh	137.064	139.006	143.882	149.363	154.810	160.371
Pérd. No Técn. + Cons. Propio	MWh	41.392	41.465	42.928	44.568	46.205	47.879
Total pérdidas	MWh	278.899	282.822	292.752	303.901	314.992	326.327
% sobre E ing AT	%	8,15%	8,07%	8,07%	8,07%	8,08%	8,08%

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 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° 8.
Balance de Energía Total CRE R.L.
por Nivel de Tensión (MWh)**

Concepto	Unidad	2018	2019	2020	2021	2022	2023
E Ingresada Calculada	MWh	3.421.030	3.504.168	3.626.344	3.763.574	3.900.032	4.039.569
Pe AT	MWh	11.326	11.617	12.016	12.465	12.912	13.370
Venta AT	MWh	3.123	10.524	10.524	10.524	10.524	10.524
E Ingresada MT	MWh	3.406.581	3.482.027	3.603.804	3.740.585	3.876.596	4.015.674
Pe MT	MWh	89.117	90.734	93.925	97.504	101.066	104.706
Venta MT	MWh	1.129.542	1.143.741	1.195.837	1.245.072	1.294.239	1.343.427
Energía Ingresada en BT	MWh	2.187.921	2.247.551	2.314.041	2.398.009	2.481.291	2.567.542
Pe BT	MWh	137.064	139.006	143.882	149.363	154.810	160.371
Venta BT	MWh	2.009.465	2.067.080	2.127.231	2.204.077	2.280.277	2.359.291
Pérd. No Técn. + Cons. Propio	MWh	41.392	41.465	42.928	44.568	46.205	47.879
Consumo Total de Energía	MWh	3.142.131	3.221.345	3.333.592	3.459.673	3.585.040	3.713.242

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

Cuadro N° 9.
Balace de Potencia de Punta (MW)
Potencia Máxima en Alta Tensión

Categoría	Unidad	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020 - 2023
PD - R1 - BT	MW	24,58	25,10	25,56	26,38	27,15	27,93	26,76
PD - R2 - BT	MW	113,90	116,34	118,45	122,26	125,82	129,46	124,00
PD - R3 - BT	MW	39,22	40,06	40,78	42,09	43,32	44,57	42,69
PD - R4 - BT	MW	14,86	15,18	15,45	15,95	16,41	16,89	16,18
PD - G1 - BT	MW	23,32	24,00	25,22	26,39	27,59	28,83	27,01
PD - G2 - BT	MW	17,63	18,13	19,05	19,93	20,84	21,78	20,40
PD - SC - BT	MW	0,11	0,12	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14
PD - AP - BT	MW	-	-	-	-	-	-	-
PD - CFP - BT	MW	-	-	-	-	-	-	-
PD - R1 - MT	MW	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
PD - R2 - MT	MW	0,27	0,27	0,28	0,29	0,29	0,30	0,29
PD - R3 - MT	MW	0,23	0,24	0,24	0,25	0,26	0,26	0,25
PD - R4 - MT	MW	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,28	0,27
PD - G1 - MT	MW	1,39	1,43	1,50	1,57	1,64	1,71	1,60
PD - G2 - MT	MW	1,67	1,70	1,78	1,85	1,93	2,01	1,89
PD - G3 - MT	MW	-	-	-	-	-	-	-
PD - AP - MT	MW	-	-	-	-	-	-	-
PD - CFP - MT	MW	-	-	-	-	-	-	-
MD - BT	MW	79,02	81,09	84,54	88,15	91,79	95,54	90,00
MD - CFP - BT	MW	-	-	-	-	-	-	-
MD - MT	MW	31,06	31,69	33,11	34,51	35,94	37,41	35,24
MD - CFP - MT	MW	-	-	-	-	-	-	-
GD - BT	MW	15,43	15,84	16,60	17,34	18,10	18,89	17,74
GD - MT	MW	250,96	252,40	262,43	272,16	282,10	292,31	277,25
GD - AT	MW	0,57	1,88	1,87	1,86	1,85	1,85	1,86
Total Alta Tensión	MW	614,60	626,74	647,26	671,39	696,47	720,19	683,67

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

Cuadro N° 10.
Demanda Máxima Total CRE R.L.

Año	Ventas de Energía (MWh)	Pérdidas + Consumo Propio (%)	Compras de Energía [MWh/ (1-pérdidas)]	Factor de Carga	Demanda Máxima kW (Compras*1000)/ (Factor de Carga*8760)	Tasa de Crecimiento Demanda Máxima
2018	3.142.131	8,15%	3.421.030	59,19%	659.783	
2019	3.221.345	8,07%	3.504.168	59,59%	671.296	1,74%
2020	3.333.592	8,07%	3.626.344	59,59%	694.725	3,49%
2021	3.459.673	8,07%	3.763.574	59,58%	721.044	3,79%
2022	3.585.040	8,08%	3.900.032	59,58%	747.216	3,63%
2023	3.713.242	8,08%	4.039.569	59,58%	773.978	3,58%

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

3.5. Caracterización de la Carga

A continuación se expone el resumen sobre los factores de participación y factores relativos al Estudio de Caracterización de la Carga de la CRE R.L.

Cuadro N° 11.
Parámetros de campaña de caracterización de la carga

Equivalencia	Cat. Tarifaria	FU	FCTAT	FCTMT	FCTBT	FE 2016	FE 2017	FE 2018
PD - R1 - BT	PD - R1 - BT	19,4%	22,5%	22,5%	26,6%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - R2 - BT	PD - R2 - BT	19,4%	22,5%	22,5%	26,6%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - R2 - BT	PD - R3 - BT	19,4%	22,5%	22,5%	26,6%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - R2 - BT	PD - R4 - BT	19,4%	22,5%	22,5%	26,6%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - G1 - BT	PD - G1 - BT	27,3%	33,8%	33,8%	38,1%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - G2 - BT	PD - G2 - BT	27,3%	33,8%	33,8%	38,1%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - G2 - BT	PD - SC - BT	27,3%	33,8%	33,8%	38,1%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - AP - BT	PD - AP - BT	49,5%	0,0%	0,0%	100,0%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - G2 - BT	PD - CFP - BT	27,3%	33,8%	33,8%	38,1%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - R1 - MT	PD - R1 - MT	19,4%	22,5%	22,5%	0,0%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - R2 - MT	PD - R2 - MT	19,4%	22,5%	22,5%	0,0%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - R2 - MT	PD - R3 - MT	19,4%	22,5%	22,5%	0,0%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - R2 - MT	PD - R4 - MT	19,4%	22,5%	22,5%	0,0%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - G1 - MT	PD - G1 - MT	27,3%	33,8%	33,8%	0,0%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - G2 - MT	PD - G2 - MT	27,3%	33,8%	33,8%	0,0%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - G2 - MT	PD - G3 - MT	27,3%	33,8%	33,8%	0,0%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - AP - MT	PD - AP - MT	49,5%	0,0%	0,0%	0,0%	102,2%	106,1%	102,0%
PD - G2 - MT	PD - CFP - MT	27,3%	33,8%	33,8%	0,0%	102,2%	106,1%	102,0%
MD - BT	MD - BT	48,2%	65,9%	65,9%	65,0%	102,2%	106,1%	102,0%
MD - BT	MD - CFP - BT	48,2%	65,9%	65,9%	65,0%	102,2%	106,1%	102,0%
MD - MT	MD - MT	39,1%	62,7%	62,7%	0,0%	102,2%	106,1%	102,0%
MD - MT	MD - CFP - MT	39,1%	62,7%	62,7%	0,0%	102,2%	106,1%	102,0%
GD - BT	GD - BT	42,1%	72,7%	72,7%	57,8%	102,2%	106,1%	102,0%
GD - MT	GD - MT	53,4%	76,9%	76,9%		102,2%	106,1%	102,0%
GD - AT	GD - AT	87,0%	100,0%			102,2%	106,1%	102,0%

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

En el **Anexo 4** del presente Informe, se exponen los Factores de Carga típicos por categoría que corresponden al Estudio de Caracterización de la Carga correlacionado con la Estructura Tarifaria de Aplicación, que permitirá la facturación de aquel usuario que transitoriamente no cuenta con el medidor apropiado para tal fin.

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 la CRE R.L. durante el periodo 2015 - 2018.

Cuadro N° 12.
Inversiones Reconocidas para la CRE R.L. (En Bs.) (periodo 2015 - 2018)

Sistema	2015	2016	2017	2018	Total 2015 - 2018
Sistema Area Integrada	272.985.990	211.316.799	421.939.212	373.250.810	1.279.492.811
Sistema Cordillera	2.138.163	22.115.935	15.296.530	16.368.040	55.918.669
Sistema Charagua	432.105	10.057.703	1.017.699	3.698.558	15.206.066
Sistema El Espino	-	91.159	724.289	51.724	867.171
Sistema Chiquitos	1.630.236	1.966.135	1.709.318	17.235.217	22.540.905
Sistema Germán Busch	2.081.173	3.070.815	2.328.175	16.546.624	24.026.787
Sistema Las Misiones	6.405.881	8.514.008	5.829.373	8.798.605	29.547.867
Sistema Valles Cruceños	2.210.396	20.302.397	17.457.001	5.725.231	45.695.024
Sistema San Ignacio de Velasco	3.186.025	4.306.257	8.120.148	5.996.867	21.609.299
Total	291.069.969	281.741.208	474.421.746	447.671.677	1.494.904.599

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

Asimismo, mediante la Resolución AETN N° 983/2019 de 28 de octubre de 2019, se aprobó el Programa de inversiones propuesto por la CRE R.L. para el periodo tarifario 2020 - 2023. A continuación, se presenta los resultados obtenidos.

Cuadro N° 13.
Programa de Inversiones para la CRE R.L. (En Bs.) (periodo 2020 - 2023)

Sistema	2020	2021	2022	2023	Total 2020 - 2023
Sistema Area Integrada	292.391.402	250.920.803	284.065.572	191.550.825	1.018.928.603
Sistema Cordillera	8.545.374	45.288.753	1.854.431	1.693.607	57.382.166
Sistema Charagua	5.257.239	1.681.797	5.637.811	2.955.810	15.532.666
Sistema El Espino	6.661	22.502	-	-	29.164
Sistema Chiquitos	1.739.096	10.203.995	993.488	1.024.233	13.960.811
Sistema Germán Busch	2.834.448	1.334.436	1.701.718	1.240.138	7.110.740
Sistema Las Misiones	137.107.832	57.097.513	3.106.435	1.807.484	199.119.264
Sistema Valles Cruceños	4.684.322	17.713.112	4.377.775	3.224.648	29.999.867
Sistema San Ignacio de Velasco	3.146.681	4.579.463	4.850.801	2.646.725	15.223.669
Total	455.713.065	388.842.374	306.688.030	206.143.468	1.367.286.928

Fuente: Resolución AETN N° 983/2019 de 28 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: 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 CRE R.L., enviadas a la AETN mediante nota con Registro N° 10396 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-2462-DPT-497/2019 de 02 de septiembre de 2019. De esa manera, la CRE R.L. consideró las observaciones realizadas por la AETN y procedió a depurar los costos, los cuales fueron enviados mediante nota con Registro N° 13398 de 30 de septiembre de 2019 y nota con Registro N° 14767 de 24 de octubre de 2019.

Los costos históricos de las gestiones 2016, 2017 y 2018 corresponden a las actividades de Operación y Mantenimiento, Administrativos y Generales y Costos de Consumidores.

Cuadro N° 14.
Costos Operativos Históricos (En Bs.)

Descripción	2016	2017	2018
Operación y Mantenimiento	169.978.267	180.705.743	181.635.705
Administración y Generales	169.884.967	184.838.867	174.597.079
Costo de Consumidores	155.265.497	170.286.977	169.664.709
Total	495.128.732	535.831.587	525.897.493

Fuente: Elaboración Propia

Esta base es la utilizada para el cálculo de costos unitarios y su comparación con los costos unitarios eficientes establecidos en la ROT pasada, por lo tanto:

- Son costos totales que no tienen aún el recorte que luego se produce al comparar los costos unitarios periodo 16-18 contra costos unitarios ROT 2015.
- Los Costos de Consumidores no incluyen los costos de las actividades de conexión y reconexión, ya que estos costos no forman parte del numerador del costo unitario de los Costos de Consumidores.
- No están incluidos los costos de El Espino.

Los costos unitarios eficientes que son obtenidos, se multiplican por las cantidades físicas que definen las fórmulas PEG y se llega a los costos totales por Sistema y Actividad, para el año 2018. Hay que tener en cuenta que las cantidades físicas son las del año 2018. Es por todo el proceso explicado que no se puede esperar que los montos obtenidos para el 2018 coincidan con los montos reales del 2018.

Para las proyecciones de los costos totales ajustados, la CRE R.L. 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 junto a los parámetros utilizados para la proyección de la CRE R.L. Total.

**Cuadro N° 15.
Resumen Costos de Explotación CRE R.L.**

Total CRE (En Bs.)

Concepto	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020-2023
CO&M	179.036.764	184.139.988	191.191.992	198.655.043	205.908.181	213.138.994	202.223.553
Costo de Consumidores	172.996.739	179.941.592	186.710.088	192.617.006	198.309.273	203.874.434	195.377.700
CA&G	172.351.130	175.719.786	181.865.664	188.762.669	195.620.449	202.626.477	192.218.815
Total	524.384.633	539.801.367	559.767.745	580.034.719	599.837.902	619.639.905	589.820.068

Proyección costos con fórmula PEG

Concepto	% Participación	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020-2023
Distribución	Const Dist MW	0,6435	184.139.988	191.191.992	198.655.043	205.908.181	213.138.994	202.223.553
	Const Dist Km	0,3565	2,9%	3,8%	3,9%	3,7%	3,5%	3,72%
Consumidores	Const SCL Km	0,0732	179.941.592	186.710.088	192.617.006	198.309.273	203.874.434	195.377.700
	Const SCL Clientes	0,9268	4,0%	3,8%	3,2%	3,0%	2,8%	3,17%
Administración			175.719.786	181.865.664	188.762.669	195.620.449	202.626.477	192.218.815
			2,0%	3,5%	3,8%	3,6%	3,6%	3,63%
Total			539.801.367	559.767.745	580.034.719	599.837.902	619.639.905	589.820.068

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

3.7.2. Total Costo Consumidores

A los costos de consumidores, la CRE R.L. incluyó los costos de conexiones y reconexiones, a este resultado le restó los costos incobrables, obteniendo así los costos totales de consumidores como se muestran a continuación.

**Cuadro N° 16.
Total Costo de Consumidores CRE R.L.**

Resumen Costos de Consumidores - CRE R.L.								
Concepto	Unidad	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020-2023
Costo de Consumidores	Bs.	172.996.739	179.941.592	186.710.088	192.617.006	198.309.273	203.874.434	195.377.700
Costos de Conexión	Bs.	6.464.295	5.542.035	5.347.186	4.637.464	4.473.572	4.376.777	4.708.750
Costos de Reconexión	Bs.	15.049.523	15.397.036	15.977.220	16.478.084	16.963.211	17.438.949	16.714.366
Costos Incobrables	Bs.	1.732.517	1.810.653	1.889.856	1.957.965	2.023.825	2.088.369	1.990.004
Total	Bs.	192.778.040	199.070.010	206.144.638	211.774.589	217.722.232	223.601.791	214.810.812

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

3.7.3. Costos de Compra

3.7.3.1. Costos de Compra (Sistema Interconectado Nacional - SIN)

El costo de compra fue determinado aplicando los precios de nodo de energía, potencia y peaje de diciembre de 2018, a la demanda de energía y a la potencia de punta proyectados del periodo 2020 al 2023.

El producto de los precios de nodo indexados a diciembre de 2018 y las participaciones por consumo de energía y potencia de punta; da como resultado, los precios ponderados de energía y potencia de punta por nodo, los cuales aplicados a las cantidades de energía y potencias de punta, resultan en los importes por compras de energía y potencia de punta para el periodo 2019 - 2023. El detalle de estos importes, se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 17.
Costo Compra Energía y Potencia del SIN en Bs. sin impuestos (Diciembre 2018)**

Costo de Compra de Energía	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023
Punta	84.163.107	86.331.732	89.014.792	92.131.620	95.288.118	98.598.456
Resto	182.645.814	187.442.282	194.457.855	202.227.883	209.808.133	217.400.691
Valle	81.039.981	83.007.432	85.573.059	88.454.216	91.442.708	94.635.201
Total Energía	347.848.902	356.781.445	369.045.706	382.813.719	396.538.959	410.634.347

Costo de Compra de Potencia	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Potencia Punta	837.660.252	852.613.540	878.350.429	907.829.057	938.406.297	971.156.600
Total Potencia	837.660.252	852.613.540	878.350.429	907.829.057	938.406.297	971.156.600

Costo Total Compra	1.185.509.155	1.209.394.986	1.247.396.135	1.290.642.776	1.334.945.256	1.381.790.947
--------------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

3.7.3.2. Costos de Generación en los Sistemas Aislados

Los costos variables comprenden los gastos de combustibles determinados en función al consumo específico el cual fue considerado el menor entre el promedio de los tres últimos años (2016 - 2018) y el establecido en el estudio tarifario anterior (periodo 2015 - 2019), tanto para gas como diesel; además de los costos de lubricantes, operación y mantenimiento.

Los costos variables fueron proyectados en función de la proyección de la energía de cada sistema.

**Cuadro N° 18.
Costo Compra/Generación Energía y Potencia
Bs. sin impuestos Total CRE R.L. (Diciembre 2018)**

Costo de Generación de Energía	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Punta	99.282.058	101.695.732	105.103.453	108.987.747	112.881.495	116.903.842
Resto	212.085.917	217.381.257	225.813.484	235.087.982	244.123.004	253.123.619
Valle	95.112.553	97.304.832	100.529.072	104.105.774	107.759.944	111.595.732
Total Energía	406.480.527	416.381.822	431.446.008	448.181.503	464.764.443	481.623.193

Costo de Generación/Compra de Potencia	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Potencia Punta	917.229.781	932.422.745	957.624.020	1.005.658.484	1.042.615.915	1.076.306.250
Total Potencia	917.229.781	932.422.745	957.624.020	1.005.658.484	1.042.615.915	1.076.306.250

Costo Total Generación/Compra de Energía y Potencia	1.323.710.309	1.348.804.567	1.389.070.028	1.453.839.987	1.507.380.368	1.567.929.443
---	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 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° 19.
Utilidad Total CRE R.L. (En Bs.)

Total Patrimonio afecto a la concesión (Generación y Distribución)							
Descripción	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020 - 2023
TOTAL PATRIMONIO NETO	2.735.752.861	2.782.696.681	3.089.210.831	3.312.454.129	3.398.379.428	3.378.145.805	3.294.547.548
Utilidades	248.953.510	251.089.454	267.171.792	291.275.756	305.342.927	308.331.898	293.030.593
Tasa de Retorno (%)	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%
Total Patrimonio afecto a la concesión (Generación)							
Descripción	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020 - 2023
Total Patrimonio Neto (Generación)	293.835.809	282.381.665	271.186.433	274.191.307	259.700.270	240.743.404	261.455.354
Utilidades	26.739.059	26.217.895	25.187.348	24.814.687	24.292.067	22.770.187	24.266.072
Tasa de Retorno (%)	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%
Total Patrimonio afecto a la concesión (Distribución)							
Descripción	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020 - 2023
Total Patrimonio Neto (Distribución)	2.441.917.052	2.500.315.016	2.818.024.398	3.038.262.822	3.138.679.158	3.137.402.400	3.033.092.194
Utilidades	222.214.452	224.871.559	241.984.443	266.461.068	281.050.860	285.561.711	268.764.521
Tasa de Retorno (%)	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

3.8.2. Costos Financieros

La CRE R.L., presentó en su estudio tarifario el siguiente detalle de pasivo y costo financiero vigente a la fecha de presentación del estudio.

Cuadro N° 20.
Pasivos Total CRE R.L. (En Bs.)

N°	Financiadore	Plazo	Importe	Moneda	Tasa	Frecuencia
					Anual	Pago Interés
1	Corporación Andina de Fomento	8 Años	5.000.000	USD.	7,64%	Semestral
2	Banco Mercantil Santa Cruz S.A.	9 Años	34.300.000	Bs.	5,60%	Semestral
3	Banco Mercantil Santa Cruz S.A.	9 Años	34.300.000	Bs.	5,60%	Semestral
4	Banco Mercantil Santa Cruz S.A.	3 Años	35.000.000	Bs.	4,00%	Semestral
5	Banco Mercantil Santa Cruz S.A.	3 Años	30.000.000	Bs.	4,80%	Semestral
6	Banco Ganadero S.A.	10 Años	48.020.000	Bs.	5,00%	Semestral
7	Banco Ganadero S.A.	3 Años	35.000.000	Bs.	4,90%	Semestral
8	Banco FIE S.A.	3 Años	20.000.000	Bs.	4,25%	Semestral

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 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 la CRE R.L. 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 y los Costos Financieros incluidos en el Estudio Tarifario:

**Cuadro N° 21.
Costos Financieros Total CRE R.L. (En Bs.)**

PASIVOS LARGO PLAZO							
DESCRIPCION	AÑO BASE	2019	2020	2021	2022	2023	PROMEDIO 2020 - 2023
Prestamos LP	227.262.444	169.038.222	110.814.000	55.489.778	43.065.555	30.641.333	60.002.667
Total Pasivos	227.262.444	169.038.222	110.814.000	55.489.778	43.065.555	30.641.333	60.002.667
INTERESES DEUDA A LARGO PLAZO							
DESCRIPCION	AÑO BASE	2019	2020	2021	2022	2023	PROMEDIO 2020 - 2023
Generación	2.289.464	1.859.914	1.315.677	768.534	559.700	462.326	776.559
Alta Tensión	4.522.217	8.876.959	6.548.910	4.159.068	2.226.794	1.653.889	3.647.165
Total Intereses Deuda a Largo Plazo	6.811.681	10.736.873	7.864.587	4.927.602	2.786.494	2.116.215	4.423.724

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

3.9. Activo y Patrimonio

3.9.1. Activo

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

El valor de los activos fue actualizado de acuerdo al artículo tercero del Decreto Supremo N° 29598 de fecha 11 de junio de 2008, el cual ratifica en este sentido lo establecido previamente por el mismo artículo del Decreto Supremo N° 27302, del 23 de diciembre de 2003. La actualización del Activo a precios del año base (incluidas las inversiones aprobadas por el Regulador) se realizó de forma anual conforme a lo

dispuesto en el Decreto Supremo N° 29598, aplicando el factor de actualización, tomando para cada caso la tasa de cambio y el Índice de Precios al Consumidor (IPC) del año base respecto de la Tasa de Cambio del Dólar e IPC correspondientes al año anterior.

La fórmula de actualización del costo histórico de los activos a moneda y fecha del año base considerada, es la siguiente:

$$IR_{t,m} = 40\% \times \frac{IPC_{Dic18}}{IPC_{t,m}} + 60\% \times \frac{TC_{Dic18}}{TC_{t,m}} \text{ donde si } t < 2014 \text{ entonces } t = 2014 \text{ y } m = 12$$

IR_{t,m}: índice regulatorio a aplicar a un activo incorporado en el año t y mes m

En mérito a lo establecido en los Términos de Referencia, el cual indica "3.24. La Distribuidora podrá proponer y sustentar con la justificación debida, los valores de los ponderadores de actualización de activos".

Al respecto, la CRE R.L. considera que la estructura de costos (40% - 60%), al estar fija, puede anticiparse que no responde a la estructura de costos que tienen los activos incorporados a lo largo de los años, por lo tanto, solo los activos que fueron activados en un año donde la estructura de costos justo resultó ser 40% - 60% se estarían actualizando a fecha de estudio en forma correcta.

Con el fin de evaluar y proponer estos porcentajes, se siguió una metodología de cálculo consistente en intentar representar, a través de típicos constructivos, a la gran mayoría de los activos eléctricos de la empresa. Para cada típico surge la necesidad de conocer en la actualidad qué participación en los costos totales tiene la componente transable internacionalmente y como complemento se tiene la participación de la componente local. En general se considera transable internacionalmente a los materiales mayores incluyendo el flete (pueden o no estar incluidos los postes), y de ser posible, el costo derivado de los vehículos utilizados en el montaje y traslado de personal a obra.

Conocida la estructura de costos actual, es posible luego desplazarse hacia atrás en el tiempo, aplicando los índices correspondientes a IPC y TC, presentes en la fórmula de actualización de activos, y establecer así los porcentajes de participación de la componente transable internacionalmente y la componente local, en cada momento en el tiempo.

En el siguiente cuadro se presentan los porcentajes de componente local e importada obtenidos para cada tipo de activo para el año 2018:

Cuadro N° 22.
Porcentajes de componente local e importada obtenidos para activos

Tipo de activo	% Componente Local (%CL)	% Componente Importada (%CI)
Subestaciones	45%	55%
Redes	65%	35%
Medidores	23%	77%
Propiedad General	9%	91%

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

Por lo tanto, la fórmula correspondiente para la actualización de los activos a diciembre de 2018 es:

$$Valor_{BOB,2018} = \left[\frac{IPC_{2018}}{IPC_t} \times \%CL_t + \frac{TC_{2018}}{TC_t} \times \%CI_t \right]$$

- $\%CL_t$: Porcentaje de Componente Local en el año t
- $\%CI_t$: Porcentaje de Componente Importada en el año t

Las base de datos de activos existentes a diciembre 2014 y los activos capitalizados entre enero de 2015 y diciembre de 2018 son actualizados en todos los casos a diciembre de 2018 de acuerdo a lo indicado en el Decreto Supremo N° 27302, del 23 de diciembre de 2003 reexpresándose el valor de origen de cada activo considerando el nuevo método expuesto en los párrafos anteriores.

La estructura de costos a diciembre de cada año resulta la siguiente para cada familia de activos:

**Cuadro N° 23.
Ponderadores de actualización de activos**

		2014	2015	2016	2017	2018
Subestaciones	% IPC	41.8%	42.5%	43.5%	44.1%	45.2%
	% TdC	58.2%	57.5%	56.5%	55.9%	54.8%
Redes	% IPC	62.1%	62.8%	63.7%	64.3%	65.3%
	% TdC	37.9%	37.2%	36.3%	35.7%	34.7%
Medidores	% IPC	20.3%	20.8%	21.4%	21.9%	22.6%
	% TdC	79.7%	79.2%	78.6%	78.1%	77.4%
Propiedad General	% IPC	7.8%	8.1%	8.4%	8.6%	8.9%
	% TdC	92.2%	91.9%	91.6%	91.4%	91.1%

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

Una vez actualizados todos los valores, tanto de los activos pertenecientes a la base de activos existentes a diciembre 2014 como a las inversiones del periodo 2015 - 2018, a diciembre de 2018, fueron calculados los valores requeridos para el periodo 2020 - 2023 de:

- Depreciaciones anuales
- Depreciaciones Acumuladas
- Activo Fijo Neto

Las depreciaciones se calcularon para cada activo en función de la fecha de alta del mismo y su vida útil. Las alícuotas de depreciación se corresponden con las aprobadas en la Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997. Con estas tasas se calcularon las depreciaciones año tras año de cada bien hasta el 2023. Se tomaron también en cuenta los casos en que el activo agota su vida útil durante el periodo tarifario.

3.9.1.1. Cuota anual de depreciación de activos tangibles

Para el período 2020 - 2023, el cálculo de la cuota anual de depreciación de los activos fijos, 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.

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

Cuadro N° 24.
Depreciación Anual Total de CRE R.L. (En Bs.)

Año	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020-2023
Cuota Anual de Depreciación	186.320.508	197.995.100	206.536.603	222.822.323	234.544.489	238.475.052	225.594.617
Distribución	164.133.638	174.811.290	183.189.445	198.836.126	209.821.700	215.737.146	201.896.104
Generación	22.186.870	23.183.810	23.347.158	23.986.197	24.722.789	22.737.907	23.698.513

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

3.9.1.2. Valores de Activo Intangible y Amortización

Para el periodo tarifario 2020 - 2023, la CRE R.L. ha considerado los siguientes estudios / consultorías: Estudio Tarifario, Campaña de Caracterización de la Carga, Análisis de Inversiones, Planificación AT, MT y BT, y Encuestas de Satisfacción al Cliente (ISCAL).

Cuadro N° 25.
Activo Intangible Total CRE R.L. (En Bs.)

Estudios y Consultorías	Periodo Tarifario Analizado				Total (Bs.)
	Monto Anual Bolivianos (Bs.)				
	2020	2021	2022	2023	
Consultoría de Estudios de Planificación AT, MT y BT	2.236.979				2.236.979
Consultoría de Estudio de Caracterización de la Carga	779.694				779.694
Estudio Tarifario 2020-2023	1.740.000				1.740.000
Estudios Satisf. del consum. ISCAL-CIER	351.480	351.480	351.480	351.480	1.405.920
Consultoría Evaluación de Inversiones 2015-2018	451.530				451.530
Total	5.559.682	351.480	351.480	351.480	6.614.122

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 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° 26.
Cuota anual de Amortización Total CRE R.L. (En Bs.)**

Descripción	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020 - 2023
Cuota anual de Amortización	-	-	1.389.921	1.507.081	1.682.821	2.034.301	1.653.531

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 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° 27.
Patrimonio Total CRE R.L. (En Bs.)**

Concepto		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Activo Fijo Neto	Bs	2.985.763.217	2.971.443.939	3.217.252.238	3.382.920.817	3.454.312.728	3.419.738.284
Pasivo Largo Plazo	Bs	227.262.444	169.038.222	110.814.000	55.489.778	43.065.555	30.641.333
Patrimonio Total	Bs	2.735.752.861	2.782.696.681	3.089.210.831	3.312.454.129	3.398.379.428	3.378.145.805

Fuente: Elaboración Propia

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.

3.9.4. Otros Ingresos

De acuerdo al artículo 49 del RPT, 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.

Los otros ingresos que la CRE R.L. ha considerado para la proyección son los siguientes:

1. Conexiones y reconexiones: son ingresos percibidos por el cargo de conexión de un suministro en las instalaciones de clientes nuevos y por el cargo de reconexión del suministro de energía eléctrica, que el cliente debe pagar por la totalidad de las facturas vencidas que originaron el corte por falta de pago.

2. Alquiler de postes: son los ingresos percibidos por el uso compartido de la infraestructura por parte de las empresas de telefonía, internet y servicio de cable.
3. Comisión de cobranza de la tasa de aseo: son los ingresos percibidos por utilizar la infraestructura del sistema de facturación y reparto de facturas de la CRE R.L. para el cobro de la tasa de aseo.
4. Comisión de cobranza de alumbrado público (AP): ídem anterior para la cobranza de la tasa de alumbrado público.
5. Compensación por bajo factor de potencia.
6. Otros

Para la actualización de los montos a Dic/18, se utiliza el Índice de Precios al Consumidor (IPC); obteniéndose la siguiente evolución de los Otros Ingresos:

- En el caso de “Alquiler de bienes”, el mayor ingreso viene por alquiler de postes. Se ha evolucionado en el tiempo el monto del 2018, utilizando la cantidad de km de red.

Longitud (km)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Total CRE	32.103	33.789	35.040	36.513	38.177	39.481	40.718	41.937
Crecimiento		5,3%	3,7%	4,2%	4,6%	3,4%	3,1%	3,0%

Fuente: Elaboración propia

- En el caso de la cuenta “Comisión aseo”, el valor de 2018 evoluciona en el tiempo con la cantidad de clientes.

Clientes	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Total CRE	655.061	687.484	715.525	742.537	765.945	788.516	810.591
Crecimiento		4,9%	4,1%	3,8%	3,2%	2,9%	2,8%

Fuente: Elaboración propia

- La cuenta “Comisión alumbrado” fue evolucionada en el tiempo, considerando los ingresos por ventas de energía de alumbrado público.
- Para los Ingresos por bajo Factor de Potencia y Otros, por la variabilidad de estos conceptos o la imposibilidad de anticiparlos, se aplicó el promedio de los últimos 3 años.

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

Cuadro N° 28.
Otros Ingresos Total CRE R.L. (En Bs.)

Detalle	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2020-2023
Alquiler bienes	16.171.960	16.901.870	16.859.738	16.862.092	16.791.563	16.738.246	16.812.910
Comision aseo	3.292.133	3.415.883	3.538.607	3.643.154	3.744.960	3.845.118	3.692.960
Comision alumbrado	3.623.584	3.597.009	3.456.143	3.348.744	3.317.660	3.376.916	3.374.866
Ingresos por bajo FP	5.818.934	5.957.828	6.161.095	6.388.448	6.614.017	6.844.989	6.502.137
Otros	6.157.191	6.157.191	6.157.191	6.157.191	6.157.191	6.157.191	6.157.191
Otros Ingresos por Conexión PD	1.206.269	1.025.514	986.917	854.848	824.059	805.795	867.905
Otros Ingresos por Conexión MD	95.986	206.705	210.712	187.635	183.892	182.099	191.084
Otros Ingresos por Conexión GD	118.382	60.171	66.975	61.770	61.342	61.317	62.851
Otros Ingresos por Reconexión	19.301.396	19.747.091	20.491.191	21.133.562	21.755.750	22.365.896	21.436.600
Ajuste Otros Ingresos	-	-	9.820.332	9.820.332	9.820.332	9.820.332	9.820.332
Total Ingresos no regulados	55.785.834	57.069.263	67.748.899	68.457.777	69.270.766	70.197.898	68.918.835

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

3.10. Determinación de las Tarifas Base

La Tarifa Base obtenida del Estudio de la CRE R.L, 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 24 de octubre de 2019, la CRE R.L 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

3.11.1. 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.

3.11.2. Sistemas Aislados

Antes de determinar los Ingresos Totales, al contar la Distribuidora con Sistemas Aislados, es necesario considerar las fórmulas que se requieren para indexar adecuadamente los precios de energía y potencia generada en estos sistemas aislados.

Tomando en consideración lo establecido en el numeral 3.21 de la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, las fórmulas para indexar los precios de energía y potencia generada son presentadas 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. Para el periodo 2020 - 2023 el ingreso promedio requerido es de Bs2.493.151.151 (sin impuestos), los cuales deben ser

Informe AETN - DPT N° 809/2019, Página 29 de 32

cubiertos por los ingresos por ventas de electricidad y los provenientes de otros ingresos afectos a la concesión. En este análisis no se consideran los costos ni los ingresos por conexión y reconexión, puesto que estos fueron objeto de análisis en forma separada, conforme al punto 3.7.2

Cuadro 29.
Costos de Suministro Total CRE R.L.
Sin IVA, sin IT y SIRESE, y sin Conexión y Reconexión (En Bs.)

DESCRIPCION	2020	2021	2022	2023	PROMEDIO 2020 - 2023
1 Costo de compra	1.389.744.173	1.455.076.527	1.509.037.307	1.554.361.809	1.477.054.954
Costos de compra de energía	432.120.153	449.418.043	466.421.392	478.055.559	456.503.787
Costos de compra de potencia	957.624.020	1.005.658.484	1.042.615.915	1.076.306.250	1.020.551.167
2 Costos de Distribución	943.974.341	1.001.405.336	1.044.676.930	1.074.328.180	1.016.096.197
Operación y Mantenimiento	191.191.992	198.655.043	205.908.181	213.138.994	202.223.553
Administración y Generales	181.865.664	188.762.669	195.620.449	202.626.477	192.218.815
Otros ingresos	-67.748.899	-68.457.777	-69.270.766	-70.197.898	-68.918.835
Costo de Consumidores	206.144.638	211.774.589	217.722.232	223.601.791	214.810.812
Incobrables	1.889.856	1.957.965	2.023.825	2.088.369	1.990.004
Cuota Anual de Depreciación	183.189.445	198.836.126	209.821.700	215.737.146	201.896.104
Depreciación no reembolsable	-2.481.629	-2.250.498	-2.109.165	-1.916.599	-2.189.473
Cuota anual de Amortización	1.389.921	1.507.081	1.682.821	2.034.301	1.653.531
Costos Financieros	6.548.910	4.159.068	2.226.794	1.653.889	3.647.165
Utilidad	241.984.443	266.461.068	281.050.860	285.561.711	268.764.521
TOTAL (1+2)	2.333.718.514	2.456.481.863	2.553.714.237	2.628.689.988	2.493.151.151
3 Costo de Desarrollo	-11.418.404	3.410.625	5.664.454	2.343.325	0

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

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. Este monto también se obtiene a partir de la aplicación de la tarifa base a las demandas proyectadas. El monto obtenido es en promedio Bs2.493.151.151, por año para el periodo 2020 - 2023.

Es importante mencionar que el impacto es cero coma cero por ciento (0,0%) 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 aprobados en la ROT 2015 actualizados a diciembre de 2018. En mérito al procedimiento de monitoreo del impacto de la Tarifa Media expuesto en el Anexo "A-3" de los Términos de Referencia para la realización del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023, remitidos a la CRE R.L. mediante nota AE-286-DPT-57/2019 de 04 de febrero de 2019.

**Cuadro 30.
Comparación de Ingresos Total CRE R.L.**

Cargos Base	Comparativa Ingresos	
Total Costo Servicios al Cliente s/Imp. (Bs/año)	2016-2019 (Dic. 2018)	2020-2023 (Dic. 2018)
Servicios al Cliente PD	316.229.137	253.628.780
Servicios al Cliente MD	6.524.396	4.769.207
Servicios al Cliente GD	2.559.350	1.992.509
Total Costo de Capacidad s/Imp. (Bs/año)	2016-2019 (Dic. 2018)	2020-2023 (Dic. 2018)
Costos de Red AT	125.136.239	165.109.920
Costos de Red MT	296.003.229	333.593.988
Costos de Red BT	261.848.700	257.001.793
TOTAL VAD	1.008.301.051	1.016.096.197
Costo de Compra y Gen. de Potencia s/Imp. (Bs/año)	2016-2019 (Dic. 2018)	2020-2023 (Dic. 2018)
PNP punta	1.027.201.980	1.020.551.167
Costo de Compra y Gen de Energía s/Imp. (Bs/año)	2016-2019 (Dic. 2018)	2020-2023 (Dic. 2018)
PNE punta	111.306.936	110.969.134
PNE resto	240.087.295	239.537.022
PNE valle	106.253.888	105.997.630
TOTAL CCyG	1.484.850.100	1.477.054.954
TOTAL INGRESOS	2.493.151.151	2.493.151.151
		0,00%

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 2023)

3.13. Tarifas de Aplicación

Ante la inaplicabilidad de los cargos de régimen a los consumidores regulados de la CRE R.L., debido a los impactos tarifarios que ocasionaría este cambio, se ha visto por conveniente determinar la estructura tarifaria a ser aplicada por la CRE R.L., 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, la CRE R.L. 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 tarifaria de la CRE R.L. Se incluyó cargos tarifarios para aquel usuario que adquiera o desee cargar en forma diferenciada un vehículo eléctrico. Asimismo se incorporó en la categoría Seguridad Ciudadana, un cargo mínimo, para permitir la facturación de consumos no medidos, manteniéndose para el resto de usuarios el régimen de facturación existente.

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 Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.), 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, en el marco del Anexo "A-3" de los Términos de Referencia para la realización del Estudio Tarifario correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas del periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

5. RECOMENDACIONES


Por lo expuesto, se recomienda lo siguiente:

- 1) Aprobar mediante Resolución las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de la Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.), 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 de carga típicos 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 Bascopé Maida
ANALISTA II a.i.

ANEXO 1

Cargos de las Tarifas Base Diciembre 2018

Cargos Base por Consumidor con IVA, IT y SIRESE (BOB/Cliente-mes)		Bs.
CCPD _b	Cargo por consumidor base para PD	33,69
CCMD _b	Cargo por consumidor base para MD	64,36
CCG _b	Cargo por consumidor base para GD	97,20

Cargo Base por potencia fuera de punta con IVA, IT y SIRESE (BOB/kWmes)		Bs.
CFAT _b	Cargo por potencia fuera de punta base para AT	22,52
CFMT _b	Cargo por potencia fuera de punta base para MT	45,83
CFBT _b	Cargo por potencia fuera de punta base para BT	56,54

Cargo Base por potencia de punta con IVA, IT y SIRESE (BOB/kWmes)		Bs.
PPAT _b		150,01

Cargo de energía con IVA, IT y SIRESE (BOB/MWh)		
PEAT-Bloque Punta		144,72
PEAT-Bloque Resto		142,78
PEAT-Bloque Valle		142,33

Fuente: Estudio Tarifario CRE R.L. (2020 - 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:

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

Donde:

- $CC_{k,n}$ 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.
- IPC_0 Índice de precios al consumidor base.
- PD Precio del dólar.
- PD_0 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:

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

Donde:

- $CPP_{s,j,n}$ Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación, para el sistema s .
- $CPPE_{s,j,n}$ Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
- $FPP_{j,s}$ Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión j , para el sistema s .
- 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:

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

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.
- IPC_0 Índice de precios al consumidor base.
- PD Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
- PD_0 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:

$$CE_{s,j,b,n} = CEE_{s,j,b,n} * FPE_{j,s} * (1 - n * Xpe_j)$$

Donde:

- CE_{s,j,b,n}** Cargo por energía indexado del nivel de tensión **j** y para cada bloque horario **b** correspondiente al mes de indexación **n**, para el sistema **s**.
CEE_{s,j,b,n} Cargo por Energía a la entrada del nivel de tensión **j** y para cada bloque horario **b** correspondiente al mes de indexación, para el sistema **s**.
FPE_{j,s} Factor de pérdidas de energía base del nivel de tensión **j**, para el sistema **s**.
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.
b Bloque horario alto, medio y bajo.

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.

Fórmulas de Indexación Sistemas Aislados

El numeral 3.21 de la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, define las fórmulas de indexación de los precios de energía y potencia generada de la siguiente manera:

Precio de Energía

$$PE_{s,n} = PE_{s,0} \times \left[a_s \times \frac{PC_{n-2}}{PC_0} + (1 - a_s) \times \left(b_s \times \frac{IPC_{n-2}}{IPC_0} + c_s \times \frac{PD}{PD_0} \right) \right]$$

Donde:

- PE_{s,n}** Precio de Energía correspondiente al mes de indexación **n** del Sistema Aislado **s**.
- PE_{s,0}** Precio de Energía base del Sistema Aislado **s**.
- a_s** Proporción del costo promedio de combustible respecto al costo variable promedio de generación del Sistema Aislado **s**.
- PC₀** Precio Combustible base.
- PC_{n-2,s}** Precio Combustible correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC₀** Índice de Precios al Consumidor base.
- IPC_{n-2}** Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- PD** Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
- PD₀** Precio base del dólar.
- b_s** Proporción de los otros costos variables del Sistema Aislado **s** en moneda nacional.
- c_s** Proporción de los otros costos variables del Sistema Aislado **s** en dólares estadounidenses.

La Resolución AE 64/2010 establece los lineamientos y metodología para el cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución para Sistemas Aislados. En dicha resolución se requiere sean diferenciados los costos de generación en costos fijos y costos variables.

Los costos variables de generación se componen solo de costos operativos:

- Combustible
- El 50% de:
 - costos de operación y mantenimiento
 - costos indirectos de administración
 - gastos financieros
 - impuestos y tasas
 - otros.

El parámetro **a**, se obtiene para cada sistema eléctrico **s**, dividiendo el costo promedio 2020 - 2023 de combustible por el costo variable promedio total 2020 - 2023. Este ponderador es constante para todo el periodo tarifario Nov 19 - Oct 23.

El complemento al parámetro **a** es la suma de los parámetros **b** y **c**. Los parámetros **b** y **c**, determinan la proporción de costos en moneda nacional y en moneda extranjera presente en los costos variables no combustible. El parámetro **b** se obtiene como el cociente entre el costo variable no combustible promedio 2020 - 2023 en moneda nacional y el costo variable no combustible total promedio 2020 - 2023. El complemento a uno (1) es el parámetro **c**. Los ponderadores **b** y **c** son constantes para todo el periodo tarifario Nov 19 - Oct 23.

Los parámetros **a_s**, **b_s** y **c_s** (ponderadores de los costos variables) a aplicar por sistema aislado son los siguientes:

Sistema	a _s	b _s	c _s
Cordillera	0,350	0,977	0,023
Charagua	0,127	0,994	0,006
Chiquitos	0,346	0,966	0,034
German Busch	0,561	0,980	0,020
Las Misiones (Gas)	0,169	0,962	0,038
Las Misiones (Diesel)	0,540		
Valles Cruceños	0,306	0,985	0,015
San Ignacio de Velasco	0,701	0,995	0,005

Precio de potencia

$$PP_{s,n} = PP_{s,0} \times \left(d_s \times \frac{IPC_{n-2}}{IPC_0} + e_s \times \frac{PD}{PD_0} \right)$$

Donde:

- PP_{s,n}** Precio de Potencia correspondiente al mes de indexación **n** del Sistema Aislado **s**.
- PP_{s,0}** Precio de Potencia base del Sistema Aislado **s**.
- 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.
- d_s** Proporción de los costos fijos del Sistema Aislado **s** en moneda nacional.
- e_s** Proporción de los costos fijos del Sistema Aislado **s** en dólares estadounidenses.

La Resolución AE 64/2010 establece los lineamientos y metodología para el cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución para Sistemas Aislados. En

dicha resolución se requiere sean diferenciados los costos de generación en costos fijos y costos variables.

Los costos fijos de generación están compuestos por:

- Costo de capital (cuota anual de depreciación y amortización, y la utilidad)
- El 50% de:
 - costos de operación y mantenimiento
 - costos indirectos de administración
 - gastos financieros
 - impuestos y tasas
 - otros.

Los parámetros **d** y **e**, determinan la proporción de costos en moneda nacional y en moneda extranjera presente en los costos fijos. El parámetro **d** se obtiene como el cociente entre el costo fijo promedio 2020 - 2023 en moneda nacional y el costo fijo total promedio 2020 - 2023. El complemento a 1 es el parámetro **e**. Los ponderadores **d** y **e** son constantes para todo el periodo tarifario Nov 19 - Oct 23.

Los parámetros **d_s**, y **e_s** (ponderadores de los costos fijos) a aplicar por sistema aislado son los siguientes:

Sistema	d _s	e _s
Cordillera	0,795	0,205
Charagua	0,858	0,142
Chiquitos	0,814	0,186
German Busch	0,803	0,197
Las Misiones	0,799	0,201
Valles Cruceños	0,806	0,194
San Ignacio de Velasco	0,864	0,136

ANEXO 2

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

11 Domiciliaria PD BT

Cargo mínimo con derecho a 15 kWh	Bs/mes	12,800
Cargos Variables		
De 16 a 120 kWh	Bs/kWh	0,707
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,903
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	0,951
De 501 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,951
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,951

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Pequeñas Demanda en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

12 Domiciliaria PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	24,299
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,115
De 21 a 100 kWh	Bs/kWh	0,619
De 101 a 120 kWh	Bs/kWh	0,668
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,755
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	0,815
De 501 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,815
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,815

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Pequeñas Demanda en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

13 Domiciliaria MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	28,874
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,034
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,375
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,399
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	0,434
De 501 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,434
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,434
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	37,147

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

14 Domiciliaria MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	28,874
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,031
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,389
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,415
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	0,451
De 501 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,451
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,451
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	28,539

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

16 Domiciliaria GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	32,170
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,049
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,013
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,011
De 21 a 120 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,519
De 21 a 120 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,225
De 21 a 120 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,209
De 121 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,556
De 121 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,239
De 121 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,220
De 301 a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,607
De 301 a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,258
De 301 a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,239
De 501 a 1000 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,607
De 501 a 1000 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,258
De 501 a 1000 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,239
Excedente a 1000 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,607
Excedente a 1000 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,258
Excedente a 1000 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,239
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	42,637
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	12,011

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Gran Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

17 Domiciliaria GD-T3-M

Cargo Fijo	Bs/mes	32,170
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,042
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,014

De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,013
De 21 a 120 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,532
De 21 a 120 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,246
De 21 a 120 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,233
De 121 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,569
De 121 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,261
De 121 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,244
De 301 a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,615
De 301 a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,284
De 301 a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,266
De 501 a 1000 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,615
De 501 a 1000 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,284
De 501 a 1000 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,266
Excedente a 1000 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,615
Excedente a 1000 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,284
Excedente a 1000 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,266
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	34,069
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	6,786

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Gran Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

19 General 1 PD BT

Cargo mínimo con derecho a 20 kWh	Bs/mes	21,861
Cargos Variables		
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,974
De 301 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,431
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,294

Aplicación.- Consumidores General 1 de Pequeñas Demanda en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

20 General 1 PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	21,860
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,150
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,932
De 301 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,411
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,270

Aplicación.- Consumidores General 1 de Pequeñas Demanda en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

22 General 1 MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	25,952
------------	--------	--------

Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,036
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,572
Excedente a 300 kWh	Bs/kWh	0,936
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	38,176

Aplicación.- Consumidores General 1 de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

23 General 1 MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	25,952
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,031
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,569
Excedente a 300 kWh	Bs/kWh	0,929
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	28,723

Aplicación.- Consumidores General 1 de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

25 General 1 GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	24,863
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,051
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,011
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,010
De 21 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,726
De 21 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,281
De 21 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,259
Excedente a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,218
Excedente a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,449
Excedente a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,415
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	42,495
Cargo por Exceso de Potencia de Punta	Bs/kW-mes	12,764

Aplicación.- Consumidores General 1 de Grandes Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

26 General 1 GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	24,863
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,038
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,011
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,010

Anexo 2 al Informe AETN - DPT N° 809/2019, Página 4 de 19

De 21 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,734
De 21 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,278
De 21 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,260
Excedente a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,226
Excedente a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,445
Excedente a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,415
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	31,977
Cargo por Exceso de Potencia de Punta	Bs/kW-mes	7,210

Aplicación.- Consumidores General 1 de Gran Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

28 General 2 PD BT

Cargo mínimo con derecho a 20 kWh	Bs/mes	30,444
Cargos Variables		
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	1,274
De 301 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,673
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,424

Aplicación.- Consumidores Generales como Instituciones con fines de lucro, como bancos, residenciales, restaurantes, confiterías, y locales afines de Pequeñas Demandas en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 KW.

29 General 2 PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	30,446
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,169
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	1,117
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	1,650
De 501 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,394
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,255

Aplicación.- Consumidores Generales como Instituciones con fines de lucro, como bancos, residenciales, restaurantes, confiterías, y locales afines de Pequeñas Demandas en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 KW.

31 General 2 MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	34,537
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,039
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,817
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	1,272
Excedente a 500 kWh	Bs/kWh	1,055
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	42,144

Aplicación.- Consumidores Generales como Instituciones con fines de lucro, como bancos, residenciales, restaurantes, confiterías, y locales afines de Medianas Demandas en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 KW.

32 General 2 MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	34,537
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,031
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,790
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	1,240
Excedente a 500 kWh	Bs/kWh	1,029
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	27,726

Aplicación.- Consumidores Generales como Instituciones con fines de lucro, como bancos, residenciales, restaurantes, confiterías, y locales afines de Medianas Demandas en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 KW.

34 General 2 GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	32,165
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,048
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,013
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,012
De 21 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,869
De 21 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,463
De 21 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,427
De 301 a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,358
De 301 a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,711
De 301 a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,657
Excedente a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,126
Excedente a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,594
Excedente a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,549
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	42,995
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	10,212

Aplicación.- Consumidores Generales como Instituciones con fines de lucro, como bancos, residenciales, restaurantes, confiterías, y locales afines de Grandes Demandas en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 KW.

35 General 2 GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	32,165
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,037
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,013

Anexo 2 al Informe AETN - DPT N° 809/2019, Página 6 de 19

De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,012
De 21 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,869
De 21 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,457
De 21 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,428
De 301 a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,358
De 301 a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,704
De 301 a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,659
Excedente a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,128
Excedente a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,587
Excedente a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,549
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	32,353
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	5,767

Aplicación.- Consumidores Generales como Instituciones con fines de lucro, como bancos, residenciales, restaurantes, confiterías, y locales afines de Grandes Demandas en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

37 Industrial 1 PD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	5,867
Cargos Variables		
De 0 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,692
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,590

Aplicación.- Consumidores Industriales de Pequeñas Demandas en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

38 Industrial 1 PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	5,867
Cargos Variables		
De 0 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,622
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,523

Aplicación.- Consumidores Industriales de Pequeñas Demandas en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

40 Industrial 1 MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,959
Cargo Variable	Bs/kWh	0,267
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	67,406

Aplicación.- Consumidores Industriales de Medianas Demandas en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

41 Industrial 1 MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,959
------------	--------	-------

Cargo Variable	Bs/kWh	0,244
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	55,740

Aplicación.- Consumidores Industriales de Medianas Demandas en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

49 Industrial 2 GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Alto	Bs/kWh	0,419
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Medio	Bs/kWh	0,212
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,196
Excedente a 200kWh/kW Bloque Alto	Bs/kWh	0,348
Excedente a 200kWh/kW Bloque Medio	Bs/kWh	0,178
Excedente a 200kWh/kW Bloque Bajo	Bs/kWh	0,165
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	103,049
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	26,117

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Baja Tensión con potencia máxima superior 50 kW.

50 Industrial 2 GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Alto	Bs/kWh	0,422
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Medio	Bs/kWh	0,209
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,196
Excedente a 200kWh/kW Bloque Alto	Bs/kWh	0,350
Excedente a 200kWh/kW Bloque Medio	Bs/kWh	0,176
Excedente a 200kWh/kW Bloque Bajo	Bs/kWh	0,165
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	94,953
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	18,070

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Media Tensión con potencia máxima superior 50 kW.

52 Industrial 2 GD AT

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Alto	Bs/kWh	0,433
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Medio	Bs/kWh	0,233
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,217
Excedente a 200kWh/kW Bloque Alto	Bs/kWh	0,360
Excedente a 200kWh/kW Bloque Medio	Bs/kWh	0,195
Excedente a 200kWh/kW Bloque Bajo	Bs/kWh	0,183

Cargo por Potencia de Punta -	Bs/kW-mes	100,620
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	5,022

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Alta Tensión con potencia máxima superior 50 kW.

53 Granjeros PD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	44,888
Cargos Variables		
De 0-100 kWh	Bs/kWh	0,827
Excedente a 100	Bs/kWh	0,851

Aplicación.- Consumidores Granjeros de Pequeñas Demanda en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

54 Granjeros PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	44,888
Cargos Variables		
De 0-100 kWh	Bs/kWh	0,508
Excedente a 100	Bs/kWh	0,876

Aplicación.- Consumidores Granjeros de Pequeñas Demanda en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

65 Granjeros MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	44,888
Cargos Variables		
De 0-200 kWh	Bs/kWh	0,409
Excedente a 200	Bs/kWh	0,470
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	43,575

Aplicación.- Consumidores Granjeros de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

66 Granjeros MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	44,888
Cargos Variables		
De 0-200 kWh	Bs/kWh	0,392
Excedente a 200	Bs/kWh	0,455
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	40,134

Aplicación.- Consumidores Granjeros de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

74 Granjeros GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	44,888
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,523
Bloque Medio	Bs/kWh	0,390
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,382
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	52,089
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	10,280

Aplicación.- Consumidores Granjeros de Gran Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

75 Granjeros GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	44,888
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,499
Bloque Medio	Bs/kWh	0,374
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,366
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	48,182
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	9,509

Aplicación.- Consumidores Granjeros de Gran Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

77 Alumbrado Público PD BT

Cargo Variable	Bs/kWh	1,088
----------------	--------	-------

Aplicación.- Consumos destinados a la iluminación de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos, toda otra vía pública, señalización pública de tránsito, fuentes ornamentales y monumentos de propiedad nacional, departamental o municipal.

78 Especial MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,959
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW	Bs/kWh	0,358
Excedente a 200kWh/kW	Bs/kWh	0,424
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	107,506

Aplicación.- Grandes Hoteles de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

79 Especial MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,959
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW	Bs/kWh	0,354

Anexo 2 al Informe AETN - DPT N° 809/2019, Página 10 de 19

Excedente a 200kWh/kW	Bs/kWh	0,423
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	101,121

Aplicación.- Grandes Hoteles de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

81 Especial GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Alto	Bs/kWh	0,425
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Medio	Bs/kWh	0,229
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,213
Excedente a 200kWh/kW Bloque Alto	Bs/kWh	0,509
Excedente a 200kWh/kW Bloque Medio	Bs/kWh	0,271
Excedente a 200kWh/kW Bloque Bajo	Bs/kWh	0,251
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	120,944
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	28,730

Aplicación.- Grandes Hoteles de Grandes Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

82 Especial GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Alto	Bs/kWh	0,425
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Medio	Bs/kWh	0,227
De 0 a 200 kWh/kW - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,212
Excedente a 200kWh/kW Bloque Alto	Bs/kWh	0,509
Excedente a 200kWh/kW Bloque Medio	Bs/kWh	0,269
Excedente a 200kWh/kW Bloque Bajo	Bs/kWh	0,252
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	113,761
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	20,290

Aplicación.- Grandes Hoteles de Grandes Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

84 Agua Potable PD BT

Cargo Fijo	Bs	10,644
Cargos Variable	Bs/kWh	0,622

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Pequeñas Demanda en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

85 Agua Potable PD MT

Cargo Fijo	Bs	10,644
------------	----	--------

Cargos Variable	Bs/kWh	0,611
-----------------	--------	-------

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Pequeñas Demanda en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

87 Agua Potable MD BT

Cargo Fijo	Bs	12,824
Cargos Variable	Bs/kWh	0,409
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	43,575

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

88 Agua Potable MD MT

Cargo Fijo	Bs	12,824
Cargos Variable	Bs/kWh	0,398
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	43,344

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

90 Agua Potable GD BT

Cargo Fijo	Bs	25,649
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	1,288
Bloque Medio	Bs/kWh	0,366
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,293
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	61,099
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	21,974

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Grandes Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

91 Agua Potable GD MT

Cargo Fijo	Bs	25,649
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	1,061
Bloque Medio	Bs/kWh	0,352
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,278
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	55,548
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	18,214

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Grandes Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

93 Fuera de Punta PD BT

Cargo Fijo	Bs	36,149
Cargos Variable	Bs/kWh	0,303

Aplicación.- Consumidores Fuera de Punta de Pequeñas Demanda en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

94 Fuera de Punta PD MT

Cargo Fijo	Bs	36,149
Cargos Variable	Bs/kWh	0,226

Aplicación.- Consumidores Fuera de Punta de Pequeñas Demanda en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

95 Fuera de Punta MD BT

Cargo Fijo	Bs	73,931
Cargos Variable	Bs/kWh	0,159
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	45,204

Aplicación.- Consumidores Fuera de Punta de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

96 Fuera de Punta MD MT

Cargo Fijo	Bs	73,931
Cargos Variable	Bs/kWh	0,147
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	17,903

Aplicación.- Consumidores Fuera de Punta de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

97 Fuera de Punta GD BT

Cargo Fijo	Bs	109,448
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,203
Bloque Medio	Bs/kWh	0,129
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,126
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	195,154
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	68,967

Aplicación.- Consumidores Fuera de Punta de Grandes Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

98 Fuera de Punta GD MT

Cargo Fijo	Bs	109,448
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,161
Bloque Medio	Bs/kWh	0,095
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,093
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	106,147
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	26,764

Aplicación.- Consumidores Fuera de Punta de Grandes Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

101 AUTOPRODUCTORES MD BT

Cargo Fijo	Bs	73,931
Cargos Variable	Bs/kWh	0,163
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	163,759

Aplicación.- Consumidores Autoprodutores de Mediana Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

102 AUTOPRODUCTORES MD MT

Cargo Fijo	Bs	73,931
Cargos Variable	Bs/kWh	0,148
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	106,147

Aplicación.- Consumidores Autoprodutores de Mediana Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 kW.

103 AUTOPRODUCTORES GD BT

Cargo Fijo	Bs	109,448
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,176
Bloque Medio	Bs/kWh	0,103
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,101
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	163,759
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	68,967

Aplicación.- Consumidores Autoprodutores de Grandes Demanda en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

104 AUTOPRODUCTORES GD MT

Cargo Fijo	Bs	109,448
------------	----	---------

Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,161
Bloque Medio	Bs/kWh	0,095
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,093
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	106,147
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	26,764

Aplicación.- Consumidores Autoprodutores de Grandes Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

105 Industrial 1 GD BT Sistemas Aislados

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,375
Bloque Medio	Bs/kWh	0,207
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,191
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	200,923
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	67,226

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Baja Tensión con potencia máxima superior a 50 kW que operan en los Sistemas Aislados.

106 Industrial 1 GD MT Sistemas Aislados

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,321
Bloque Medio	Bs/kWh	0,203
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,191
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	121,779
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	107,142

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Media Tensión con potencia máxima superior a 50 kW que operan en los Sistemas Aislados.

107 General PD BT Sistemas Aislados

Cargo mínimo con derecho a 15 kWh	Bs/mes	21,861
Cargos Variables		
De 16 a 600 kWh	Bs/kWh	1,297
Excedente a 600 kWh	Bs/kWh	1,221

Aplicación.- Consumidores General de Pequeñas Demanda en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW que operan en los Sistemas Aislados.

108 Industrial 2 GD BT Sistemas Aislados

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,455
Bloque Medio	Bs/kWh	0,212
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,196
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	308,749
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	67,226

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Baja Tensión con potencia máxima superior a 50 kW que operan en los Sistemas Aislados.

109 Industrial 2 GD MT Sistemas Aislados

Cargo Fijo	Bs/mes	13,249
Cargos Variables		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,422
Bloque Medio	Bs/kWh	0,209
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,196
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	137,307
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	22,830

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Media Tensión con potencia máxima superior a 50 kW que operan en los Sistemas Aislados.

110 Agua Potable GD MT Sistemas Aislados

Cargo Fijo	Bs	32,165
Cargos Variable		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,037
Bloque Medio	Bs/kWh	0,013
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,012
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	137,307
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	22,830

Aplicación.- Consumidores Agua Potable de Grandes Demanda en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW que operan en los Sistemas Aislados.

113 Seguridad Ciudadana PD BT

Cargo mínimo con derecho a 15 kWh	Bs/mes	10,605
Cargos Variables		
De 16 a 120 kWh	Bs/kWh	0,707
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,903
Excedente a 300 kWh	Bs/kWh	0,951

Aplicación.- Esta categoría se aplica exclusivamente a los Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control destinados a la Seguridad Ciudadana.

Comercial PD BT

Cargo mínimo con derecho a 20 kWh	Bs/mes	30,444
Cargos Variables		
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	1,274
De 301 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,673
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,424

Aplicación.- Consumidores que se dedican al comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas de Pequeñas Demandas en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 KW.

Comercial PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	30,446
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,169
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	1,117
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	1,650
De 501 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,394
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	1,255

Aplicación.- Consumidores que se dedican al comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas de Pequeñas Demandas en Media Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 KW.

Comercial MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	34,537
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,039
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,817
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	1,272
Excedente a 500 kWh	Bs/kWh	1,055
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	42,144

Aplicación.- Consumidores que se dedican al comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas de Medianas Demandas en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 KW.

Comercial MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	34,537
------------	--------	--------

Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,031
De 21 a 300 kWh	Bs/kWh	0,790
De 301 a 500 kWh	Bs/kWh	1,240
Excedente a 500 kWh	Bs/kWh	1,029
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	27,726

Aplicación.- Consumidores que se dedican al comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas de Medianas Demandas en Media Tensión con potencia máxima mayor a 10 kW e inferior o igual a 50 KW.

Comercial GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	32,165
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,048
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,013
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,012
De 21 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,869
De 21 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,463
De 21 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,427
De 301 a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,358
De 301 a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,711
De 301 a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,657
Excedente a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,126
Excedente a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,594
Excedente a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,549
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	42,995
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	10,212

Aplicación.- Consumidores que se dedican al comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas de Grandes Demandas en Baja Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

Comercial GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	32,165
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,037
De 0 a 20 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,013
De 0 a 20 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,012
De 21 a 300 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	0,869
De 21 a 300 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,457
De 21 a 300 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,428
De 301 a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,358
De 301 a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,704
De 301 a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,659
Excedente a 500 kWh - Bloque Alto	Bs/kWh	1,128

Excedente a 500 kWh - Bloque Medio	Bs/kWh	0,587
Excedente a 500 kWh - Bloque Bajo	Bs/kWh	0,549
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	32,353
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW-mes	5,767

Aplicación.- Consumidores que se dedican al comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas de Grandes Demandas en Media Tensión con potencia máxima mayor a 50 kW.

General Prepaga PD BT

Cargo Variable	Bs/kWh	1,701
----------------	--------	-------

Aplicación.- Consumidores que cuentan con Medidor Prepago y cuyas actividades son las que corresponden a las siguientes Categorías: General I, General II, Industrial I, Industrial II, Especial, Agua Potable, Granjero, Riego, Alumbrado Público, Autoprodutores, Categoría Sistemas Aislados y Comercial.

Prepaga PD BT

Cargo Variable	Bs/kWh	0,793
----------------	--------	-------

Aplicación.- Consumidores que cuenta con Medidor Prepago en vivienda o seguridad Ciudadana.

Vehículo Eléctrico PD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	36,149
Cargos Variables		
De 0 a 500 kWh	Bs/kWh	0,303
Excedente a 500 kWh	Bs/kWh	3,000

Aplicación.- Esta categoría se aplica exclusivamente para cargas de vehículos 100% eléctricos conectados en Baja Tensión con potencia máxima inferior o igual a 10 kW.

ANEXO 3

ACTUALIZACION DE LAS FORMULAS DE INDEXACION

La CRE R.L. 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:

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

Donde:

CT_n = Es el cargo tarifario de la tarifa vigente a aplicar en el mes **n**.

CT_{dic18} = Es el cargo tarifario de la tarifa vigente el mes de diciembre de 2018.

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

IT_{dic18} = Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes diciembre de 2018 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo 2019 - 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 estructura tarifaria.

El **IT_n**, que da lugar a un único factor de indexación para la totalidad de cargos tarifarios se compone de la siguiente manera según la naturaleza de los cargos base involucrados:

- **ICC_n**: Ingresos indexados al mes **n** por cargo de consumidor
- **ICFPF_n**: Ingresos indexados al mes **n** por cargos por potencia fuera de punta
- **ICE_n**: Ingresos al mes **n** por cargos por energía
- **ICPP_n**: Ingresos al mes **n** por cargos por potencia de punta

Cada Ingreso responde a las siguientes expresiones:

$$ICC_n = \sum_k NC_{k,2020-2023} \times CC_{k,n}$$

Donde:

ICC_n Ingresos indexados al mes **n** por cargo de consumidor.
k Pequeña demanda (PD), Mediana demanda (MD) y Gran demanda (GD).
NC_{k,2020-2023} Número de consumidores promedio del periodo 2020 - 2023.
CC_{k,n} Cargo por consumidor indexado al mes **n**.

$$ICPFP_n = \sum_k PTC_{j,2020-2023} \times CFP_{j,n}$$

Donde:

ICPFP_n Ingresos indexados al mes **n** por cargos por potencia fuera de punta.
j Nivel de tensión (BT, MT y AT).
PTC_{j,2020-2023} Potencia total vendida coincidente con el pico del nivel de tensión **j** promedio del periodo 2020 - 2023.
CFP_{j,n} por potencia fuera de punta indexado al mes **n** del nivel de tensión **j**.

$$ICE_n = \sum_s \sum_j \sum_b EV_{s,j,b,2020-2023} \times \%Ecomp_{s,2020-2023} \times CE_{s,j,b,n} + \sum_s Egen_{s,2020-2023} \times PE_{s,n}$$

Donde:

ICE_n Ingresos al mes **n** por cargos por energía.
s Sistema eléctrico (Área Integrada, Cordillera, Charagua, Chiquitos, Germán Busch, Las Misiones, Valles y Velasco).
j Nivel de tensión (BT, MT y AT).
b Bloque horario (Alto, Medio y Bajo).
EV_{s,j,b,2020-2023} Energía promedio del periodo 2020 - 2023 vendida en el sistema **s** en el nivel de tensión **j** y bloque horario **b**.
%Ecomp_{s,2020-2023} Porcentaje de energía inyectada en el sistema **s** que se compra en promedio en el periodo 2020 - 2023.
CE_{s,j,b,n} Cargo por energía indexado del sistema **s**, en el nivel de tensión **j**, para el bloque horario **b**.
Egen_{s,2020-2023} Energía generada en promedio en el periodo 2020 - 2023, en el sistema **s**.
PE_{s,n} Costo de Energía Sistemas Aislados correspondiente al mes de indexación **n** del Sistema Aislado **s**.

$$ICPP_n = \sum_s \sum_j PSV_{s,j,2020-2023} \times \%Pcomp_{s,2020-2023} \times CPP_{s,j,n} + \sum_s Pgen_{s,2020-2023} \times PP_{s,n}$$

Donde:

$ICPP_n$	Ingresos al mes n por cargos por potencia de punta.
s	Sistema eléctrico (Área Integrada, Cordillera, Charagua, Chiquitos, Germán Busch, Las Misiones, Valles y Velasco).
j	Nivel de tensión (BT, MT y AT).
b	Bloque horario Alto, Medio o Bajo.
$PSV_{s,j,b,2020-2023}$	Potencia simultánea con el pico del Sistema Interconectado Nacional (SIN) promedio del periodo 2020 - 2023 vendida en el sistema s en el nivel de tensión j .
$\%Pcomp_{s,2020-2023}$	Porcentaje de potencia inyectada en el sistema s que se compra en promedio en el periodo 2020 - 2023.
$CPP_{s,j,n}$	Cargo por Potencia de Punta del Sistema s , en el nivel de tensión j , correspondiente al mes de la indexación.
$Pgen_{s,2020-2023}$	Potencia generada en promedio en el periodo 2020 - 2023, en el sistema s .
$PP_{s,n}$	Costo de Potencia Sistemas Aislados correspondiente al mes de indexación n del Sistema Aislado s .

Finalmente:

$$IT_n = ICC_n + ICPFP_n + ICE_n + ICPP_n$$

ANEXO 4

PARÁMETROS PARA FACTURACIÓN DE USUARIOS SIN MEDIDOR ACORDE A LA CATEGORÍA

El presente documento 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.

En este sentido, pueden surgir situaciones que requieren reclasificar usuarios de Pequeña Demanda - PD, es decir quienes están clasificados en una categoría con una demanda menor o igual a 10 kW, en alguna categoría de Mediana Demanda - MD (demandas mayores a 10 kW) y menor o igual a 50 kW o reclasificar un usuario PD o MD a GD (demanda mayor a 50 kW).

1. Monitoreo del PD y reclasificación en MD

Un PD debe ser reclasificado a MD si presenta una potencia máxima superior a 10 kW durante seis (6) meses consecutivos. Debido a que los clientes PD no cuentan con medición de potencia, el monitoreo de esta variable debe hacerse calculando la potencia a partir del consumo de energía que registra el cliente e involucrando el factor de carga que le corresponde, el cual surge del estudio de caracterización de la carga, a saber:

- PD – Domiciliario **19,37%**
- PD – General **27,33%**

En el caso de un PD que deba reclasificarse en MD, pasará a pagar un cargo fijo (Bs/mes), un cargo variable por energía consumida (Bs/kWh) y un cargo por potencia máxima (Bs/kW/mes). En caso que el cliente no cuente con un medidor que registre potencia, la misma deberá estimarse (hasta tanto se produzca el reemplazo del medidor) utilizando un factor de carga, para proceder a la facturación del cargo por potencia. El factor de carga a aplicar será según la categoría en la que el usuario resulte reclasificado.

	Factor de Uso
Categorías	FC
MD - BT	23,98 %
MD - CFP - BT	48,18 %
MD - MT	23,19 %
MD - CFP - MT	39,05 %

La tabla superior debe entenderse que si la categoría de destino es una MD - BT el factor de carga a aplicar para calcular la demanda máxima del usuario es **23,98%**.

2. MD reclasificado en GD

En el caso de un MD reclasificado en GD, debe pagar un cargo fijo (Bs/mes), un cargo variable por energía consumida en punta (Bs/kWh), un cargo variable por energía consumida en resto (Bs/kWh), un cargo variable por energía consumida en valle (Bs/kWh), un cargo por potencia en punta (Bs/kW/mes) y un cargo por exceso de potencia fuera de punta (Bs/kW/mes). En caso que el cliente no cuente con un medidor que registre el consumo de energía por bloque horario como así tampoco la potencia en punta y fuera de punta, estas variables deben estimarse.

En el caso del consumo por bloque horario, el mismo es calculado a partir del consumo que registra el usuario y utilizando los parámetros de consumo de energía por bloque horario que tiene la categoría en la que el usuario es reclasificado.

	% de Energía Pico	% de Energía Resto	% de Energía Valle
Categorías	Kep	Ker	Kev
GD - BT	22,14 %	61,24 %	16,62 %
GD - MT	19,20 %	57,14 %	23,65 %
GD - AT	21,50 %	51,14 %	27,36 %

En el caso de la potencia, si el usuario es un MD cuenta con registro de demanda máxima, pero la GD requiere medición de 2 potencias, una de punta y una de fuera de punta. La determinación de las dos potencias se hará a partir de los resultados de los perfiles de carga obtenidos a través del estudio de caracterización de la carga. Dicho estudio demostró que en el caso de los usuarios GD-BT la demanda en punta es un 75% de la demanda máxima, mientras que en el caso de los usuarios GD-MT la demanda en punta es un 70% de la demanda máxima. En virtud de lo anterior, el esquema de facturación del cargo por potencia en punta y del cargo por exceso de potencia fuera de punta queda de la siguiente manera:

Facturación por potencia en punta

GD-BT: $\text{FactPP} = P_{\text{máx}} \times 0,75 \times \text{CPP}$
GD-MT: $\text{FactPP} = P_{\text{máx}} \times 0,70 \times \text{CPP}$

Facturación por exceso de potencia fuera de punta

GD-BT: $\text{FactPFP} = P_{\text{máx}} \times (1-0,75) \times \text{CPFP}$
GD-MT: $\text{FactPFP} = P_{\text{máx}} \times (1-0,70) \times \text{CPFP}$

3. PD reclasificado en GD

Puede ocurrir una situación donde un PD deba pasar a GD, debiéndose unir los incisos 1 y 2.

Los parámetros correspondientes a cada una de las categorías de tarifas de aplicación se presentan en el siguiente cuadro:

Categoría de Aplicación	Factor de carga de monitoreo / facturación	% Energía Bloque Alto	% Energía Bloque Medio	% Energía Bloque Bajo	Factor apertura potencia	
					Punta	Exceso fuera de punta
11 01-PD-TR-B	19,37%					
12 01-PD-TR-M	19,37%					
13 01-MD-T2-B	23,98%					
14 01-MD-T2-M	23,19%					
16 01-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
17 01-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
19 02-PD-TG-B	27,33%					
20 02-PD-TG-M	27,33%					
22 02-MD-T2-B	23,98%					
23 02-MD-T2-M	23,19%					
25 02-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
26 02-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
28 03-PD-TG-B	27,33%					
29 03-PD-TG-M	27,33%					
31 03-MD-T2-B	23,98%					
32 03-MD-T2-M	23,19%					
34 03-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
35 03-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
37 04-PD-TG-B	27,33%					
38 04-PD-TG-M	27,33%					
40 04-MD-T2-B	23,98%					
41 04-MD-T2-M	23,19%					
49 05-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
50 05-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
52 05-GD-T3-A	87,01%	21,50%	51,14%	27,36%	70%	30%
53 07-PD-TG-B	27,33%					
54 07-PD-TG-M	27,33%					
65 07-MD-T2-B	23,98%					
66 07-MD-T2-M	23,19%					
74 07-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
75 07-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
77 08-PD-TAP-B	27,33%					
78 09-MD-T2-B	23,98%					
79 09-MD-T2-M	23,19%					
81 09-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
82 09-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
84 10-PD-TG-B	27,33%					
85 10-PD-TG-M	27,33%					
87 10-MD-T2-B	23,98%					
88 10-MD-T2-M	23,19%					
90 10-GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
91 10-GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
93 RIEGO-PD-CFP-B	27,33%					
94 RIEGO-PD-CFP-M	27,33%					
95 RIEGO-MD-CFP-B	48,18%					
96 RIEGO-MD-CFP-M	39,05%					
97 RIEGO-GD-CFP-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
98 RIEGO-GD-CFP-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
101 AUTOPRODUCTORES-MD-BMD - BT	23,98%					
102 AUTOPRODUCTORES-MD-MMD - MT	23,19%					
103 AUTOPRODUCTORES-GD-BGD - BT	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
104 AUTOPRODUCTORES-GD-MGD - MT	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%

Anexo 4 al Informe AETN - DPT N° 809/2019, Página 3 de 4

Cuadro Tarifario Propuesto Sistemas Aislados GD y MD

Cuadro Tarifario CRE (Unico)	Factor de carga de monitoreo / facturación	% Energía Bloque Alto	% Energía Bloque Medio	% Energía Bloque Bajo	Factor apertura potencia	
					Punta	Exceso fuera de punta
105 INDUSTRIAL 1 GD BT SISTEMAS AISLADOS	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
109 INDUSTRIAL 2 GD MT SISTEMAS AISLADOS	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
107 GENERAL PD BT SISTEMAS AISLADOS	27,33%					
108 INDUSTRIAL 2 GD BT SISTEMAS AISLADOS	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
106 INDUSTRIAL 1 GD MT SISTEMAS AISLADOS	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%
110 AGUA POTABLE GD MT SISTEMAS AISLADOS	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%

Categoría Seguridad Ciudadana

Cuadro Tarifario CRE (Unico)	Factor de carga de monitoreo / facturación	% Energía Bloque Alto	% Energía Bloque Medio	% Energía Bloque Bajo	Factor apertura potencia	
					Punta	Exceso fuera de punta
113 SEGURIDAD CIUDADANA-PD-B	27,33%					

Categoría Comercial

Cuadro Tarifario CRE (Unico)	Factor de carga de monitoreo / facturación	% Energía Bloque Alto	% Energía Bloque Medio	% Energía Bloque Bajo	Factor apertura potencia	
					Punta	Exceso fuera de punta
Comercial PD-TG-B	27,33%					
Comercial PD-TG-M	27,33%					
Comercial MD-T2-B	23,98%					
Comercial MD-T2-M	23,19%					
Comercial GD-T3-B	42,12%	22,14%	61,24%	16,62%	75%	25%
Comercial GD-T3-M	53,37%	19,20%	57,14%	23,65%	70%	30%