

TRAMITE: Estudio Tarifario de la Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA), para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

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

VISTOS:

La nota AE-283-DPT-54/2019 de 04 de febrero de 2019; la nota AE-391-DPT-73/2019 de 11 de febrero de 2019; el Acta de Reunión N° 13 de 15 de febrero de 2019; la nota con Registro N° 6638 de 17 de mayo de 2019; la nota con Registro N° 6674 de 17 de mayo de 2019; la nota con Registro N° 7545 de 04 de junio de 2019; la nota AETN-1633-DPT-315/2019 de 06 de junio de 2019; la nota AETN-1919-DPT-364/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1926-DPT-371/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1933-DPT-378/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1940-DPT-385/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1955-DPT-399/2019 de 05 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9523 de 12 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9524 de 12 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9534 de 12 de julio de 2019; la nota AETN-2075-DPT-417/2019 de 22 de julio de 2019; la nota con Registro N° 10418 de 31 de julio de 2019; la nota AETN-2198-DPT-454/2019 de 1° de agosto de 2019; la nota AETN-2464-DPT-499/2019 de 02 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13062 de 23 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13436 de 30 de septiembre de 2019; la nota AETN-2833-DPT-538/2019 de 08 de octubre de 2019; el Acta de Reunión de 10 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 15069 de 30 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 980/2019 de 28 de octubre de 2019; el Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019; la Resolución AETN N° 1097/2019 de 04 de diciembre de 2019; la Resolución AETN N° 1099/2019 de 04 de diciembre de 2019; la Resolución AETN N° 1100/2019 de 04 de diciembre de 2019; el Informe AETN-DPT N° 815/2019 de 04 de diciembre de 2019; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y,

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante nota AE-283-DPT-54/2019 de 04 de febrero de 2019, la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) actualmente denominada Autoridad de fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), remitió los Términos de Referencia para la realización del Estudio Tarifario noviembre 2019 – octubre 2023 iniciando de esta manera, el proceso de Revisión Ordinaria de Tarifas (ROT) a la Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA), para el periodo señalado.

Que mediante nota AE-391-DPT-73/2019 de 11 de febrero de 2019, se invitó a CESSA a la capacitación sobre la determinación de tarifas de distribución en el marco de la ROT correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Que en fecha 15 de febrero de 2019 en dependencias del Ente Regulador, funcionarios de la AETN realizaron una capacitación al personal de CESSA en cuanto a la determinación de

tarifas de distribución en el marco de la ROT correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023, firmándose a su conclusión el Acta de Reunión N° 13 de la misma fecha.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 6638 de 17 de mayo de 2019, CESSA solicitó a la AETN una prórroga para la presentación del Estudio de Proyección de la Demanda y Estudio de la Caracterización de la Carga como parte del Estudio Tarifario de Distribución correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023 hasta el 31 de mayo de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 6674 de 17 de mayo de 2019, CESSA comunicó que dentro del proceso de Licitación Pública N° 08/2019, se firmó el contrato para la realización del Estudio Tarifario del periodo noviembre 2019 – octubre 2023 con la Empresa Consultora U-CON S.R.L. Consultores de Energía y Servicios de Redes S.R.L.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 7545 de 04 de junio de 2019, CESSA presentó el Estudio de la Proyección de la Demanda y Estudio Caracterización de la Carga elaborado por la Empresa Consultora U-CON S.R.L.

Que mediante nota AETN-1633-DPT-315/2019 de 06 de junio de 2019, se invitó a CESSA para la presentación del estudio de la Demanda de Energía Eléctrica para el periodo 2020 – 2023.

Que mediante nota AETN-1919-DPT-364/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a CESSA remitir el detalle de costos a nivel de libro mayor, correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018 (en formato Excel) de acuerdo a las cuentas del Sistema Uniforme de Cuentas (SUC).

Que mediante nota AETN-1926-DPT-371/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a CESSA remitir los Contratos de Administración, Operación y Mantenimiento de redes que son de propiedad de la Gobernación, Municipios u otras instituciones; asimismo, se solicitó detallar la cantidad de Km de línea y kVA instalados operados por su empresa de 2015 al 2018 de las redes que son de su propiedad y de terceros (en formato Excel) y el resumen ejecutivo de los proyectos de electrificación rural, que serán ejecutados en los próximos 4 años, cuya administración y operación serán asignadas a su Distribuidora.

Que mediante nota AETN-1933-DPT-378/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a CESSA remitir el detalle del Activo Fijo Bruto (en formato Excel) de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota AETN-1940-DPT-385/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a CESSA remitir el detalle de los Estados Financieros de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018, en el formato del Formulario ISE 220.

Que mediante nota AETN-1955-DPT-399/2019 de 05 de julio de 2019, se remitió a CESSA las observaciones a los Estudios de proyección de la Demanda y caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9523 de 12 de julio de 2019, CESSA presentó información para el Estudio Tarifario de Distribución correspondiente al periodo noviembre 2016 – octubre 2019, en cumplimiento a la nota AETN-1933-DPT-378/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9524 de 12 de julio de 2019, CESSA presentó información de costos correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018, en cumplimiento a la nota AETN-1919-DPT-364/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9534 de 12 de julio de 2019, CESSA presentó información de los Estados Financieros correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018, en cumplimiento a la nota AETN-1940-DPT-385/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota AETN-2075-DPT-417/2019 de 22 de julio de 2019, se remitió a CESSA el documento "*Aspectos a ser considerados en su Estudio Tarifario*", en el periodo noviembre 2016 – octubre 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10418 de 31 de julio de 2019, CESSA presentó el documento "*Estudio Tarifario de Distribución de CESSA periodo noviembre 2019 – octubre 2023*".

Que mediante nota AETN-2198-DPT-454/2019 de 1° de agosto de 2019 se invitó a CESSA a realizar una presentación referente al Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2016 – octubre 2019.

Que mediante nota AETN-2464-DPT-499/2019 de 02 de septiembre de 2019, se remitió a CESSA las observaciones al Estudio Tarifario del periodo noviembre 2016 – octubre 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13062 de 23 de septiembre de 2019, CESSA solicitó ampliación de plazo hasta el 30 de septiembre de 2019, para presentar el Estudio Tarifario del periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13436 de 30 de septiembre de 2019, CESSA presentó el documento "*Estudio Tarifario de Distribución de CESSA periodo noviembre 2019 – octubre 2023*", considerado las observaciones realizadas por el Ente Regulador.

Que mediante nota AETN-2833-DPT-538/2019 de 08 de octubre de 2019, se invitó a CESSA a presentar el Estudio Tarifario del periodo noviembre 2019 – octubre 2023, para el día 10 de octubre de 2019, en oficinas de la AETN.

Que en fecha 10 de octubre de 2019 funcionarios de la AETN y personal de la CESSA sostuvieron una reunión con el objeto de realizar las observaciones al primer módulo presentado por la Distribuidora, firmándose a su conclusión el Acta de Reunión de misma fecha.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 15069 de 30 de octubre de 2019, CESSA presentó el documento "*Estudio Tarifario de Distribución del periodo*
Resolución AETN N° 1098/2019, Página 3 de 11

noviembre 2019 – octubre 2023 Informe Final – Versión Final”, considerando las observaciones efectuadas por el Ente Regulador.

Que mediante Resolución AETN N° 980/2019 de 28 de octubre de 2019, se aprobó el Programa de inversiones para CESSA, correspondiente al periodo 2020 - 2023.

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

Que la Resolución AETN N° 1097/2019 de 04 de diciembre de 2019, se aprobaron los Costos de Suministro para CESSA, a ser utilizados para el cálculo de la tarifa base correspondiente al período noviembre 2019 - octubre 2023.

Que la Resolución AETN N° 1099/2019 de 04 de diciembre de 2019, aprobó los cargos de Conexión, Reconexión y Depósito de Garantía para CESSA, a ser utilizados para el cálculo de la tarifa base correspondiente al período noviembre 2019 - octubre 2023.

Que la Resolución AETN N° 1100/2019 de 04 de diciembre de 2019, se aprobó la Proyección de Consumidores y Demanda de Energía Eléctrica para CESSA correspondiente al periodo 2019 – 2023.

Que mediante Informe AETN-DPT N° 815/2019 de 04 de diciembre de 2019, se recomendó aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de CESSA, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, con sus respectivas Fórmulas de Indexación, la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018, su fórmula de actualización y los factores 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. (...)”

Resolución AETN N° 1098/2019, Página 4 de 11

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

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

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

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

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

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

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

Que el artículo 45 del RPT establece: *“Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución. Los costos de suministro comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, impuestos, tasas, costos de operación, costos de mantenimiento, costos*

Resolución AETN N° 1098/2019, Página 5 de 11

administrativos y generales, cuota anual de depreciación de activos tangibles, cuota anual de amortización de activos intangibles, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro y sean aprobados por la Superintendencia por Resolución. (...)"

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

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

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

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

Para las proyecciones de costos para el período 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 período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación de la empresa en dicho período".

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Que 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*

Resolución AETN N° 1098/2019, Página 7 de 11



vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible y sea pública”.

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

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

Que 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.

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 AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó la Tasa de Retorno del nueve coma uno por ciento (9,1%) a ser aplicada por las empresas de Distribución para el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023.

Que la Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó los costos financieros a ser reconocidos para fines tarifarios correspondientes al periodo noviembre 2019 – octubre 2023 y otros fines como costos de explotación resultantes de préstamos de largo plazo contraídos para bienes afectos al ejercicio de la concesión.

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

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



Conceptualmente se establece que:

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

CONSIDERACIÓN: (Análisis)

Que mediante Informe AETN-DPT N° 815/2019 de 04 de diciembre de 2019, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT), concluyó y recomendó lo siguiente:

“(…) 12. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El Estudio Tarifario presentado por CESSA, cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Energía Nuclear (AETN) en el marco de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001.
- Como resultado del Estudio Tarifario la tarifa media obtenida presenta un decremento de -1,76% respecto de la tarifa media vigente a diciembre de 2018.

13. RECOMENDACIONES

Se recomienda lo siguiente:

- Aprobar mediante Resolución las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de CESSA y sus Fórmulas de Indexación, de acuerdo al **Anexo 1** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la Estructura Tarifaria base a diciembre de 2018 de acuerdo al **Anexo 2** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la Fórmula de Actualización de la Estructura Base, como se muestra en el **Anexo 3** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución los factores de carga 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° 815/2019 de 04 de diciembre de 2019, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, corresponde aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de CESSA, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, con sus

Resolución AETN N° 1098/2019, Página 9 de 11

respectivas Fórmulas de Indexación, la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018, su fórmula de actualización 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).

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

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

POR TANTO:

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

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de la Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA) 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 Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA), 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 Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA), 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 Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA), 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 Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA), con el Informe AETN-DPT N° 815/2019 de 04 de diciembre de 2019.

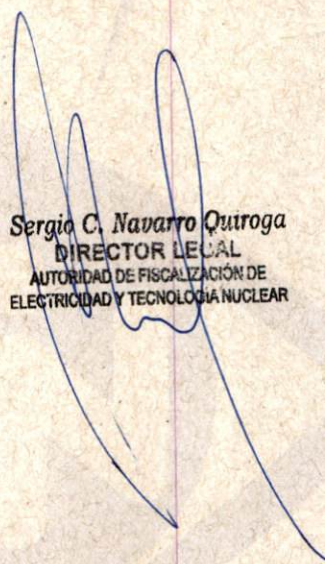
SEXTA.- De acuerdo al inciso i) del artículo 12 a la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 concordante con lo establecido en el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se dispone la publicación de la presente Resolución en un órgano de prensa de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

Regístrese, comuníquese y archívese.


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

FER

Es conforme:


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

ANEXO N° 1

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
MEDIA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,143
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,126
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,135
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	149,186
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	103,906
BAJA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,151
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,133
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,142
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	160,049
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	185,818
CARGO POR CONSUMIDOR (Bs/cons-mes)			
PEQUEÑAS DEMANDAS	CCPD	Bs/cons-mes	8,442
MEDIANAS DEMANDAS	CCMD	Bs/cons-mes	42,212
GRANDES DEMANDAS	CCGD	Bs/cons-mes	84,413

FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

Cargo por Potencia de Punta

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

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

Dónde:

- CPP_{j,n} Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
- CPPE_{j,n} Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación.
- FPP_j Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión j.
- Xpp_j Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.
- j Alta, media y Baja tensión.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base,

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

Cargos por Energía

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

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

Dónde:

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

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

Cargos por Consumidor

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

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

Dónde:

- $CC_{j,n}$ Cargo por consumidor indexado.
- $CC_{j,0}$ Cargo por consumidor base.
- IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC_0 101,76 Índice de precios al consumidor base correspondiente al mes de octubre de 2018.
- 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.
- j Alta, Media y Baja Tensión.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Potencia Fuera de Punta

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

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

Donde:

- CFP_{j,0} Cargo por potencia fuera de punta base para el nivel de tensión j.
IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
IPC₀ 101,76 Índice de precios al consumidor base correspondiente al mes de octubre de 2018.
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

ANEXO N° 2

ESTRUCTURA TARIFARIA DE APLICACIÓN		
(En Bs de diciembre 2018)		
CATEGORIA	UNIDAD	VALOR
CATEGORIA DOMICILIARIA		
Cargo minimo (20 kWh/mes)	Bs	15,291
Cargo por energia 21-70 kWh	Bs/kWh	0,598
Cargo por energia 71-120 kWh	Bs/kWh	0,685
Cargo por energia 121-500 kWh	Bs/kWh	0,803
Cargo por energia 501-1000 kWh	Bs/kWh	0,803
Cargo por energia 1000 kWh- adelante	Bs/kWh	0,803
<i>Consumidores de tipo residencial</i>		
CATEGORIA GENERAL 1		
Cargo minimo (20 kWh/mes)	Bs	19,994
Cargo por energia 21-120 kWh	Bs/kWh	0,958
Cargo por energia 121-300 kWh	Bs/kWh	1,097
Cargo por energia 301 kWh-adelante	Bs/kWh	1,645
<i>Consumidores de tipo general cuya potencia contratada menor o igual a 3 kW</i>		
CATEGORIA GENERAL 2		
Cargo minimo (40 kWh/mes)	Bs	54,232
Cargo por energia 41-120 kWh	Bs/kWh	0,953
Cargo por energia 121-300 kWh	Bs/kWh	0,999
Cargo por energia 301 kWh-adelante	Bs/kWh	1,575
<i>Consumidores de tipo general cuya potencia contratada sea mayor a 3 kW</i>		
CATEGORIA INDUSTRIAL 1		
Cargo minimo (20 kWh/mes)	Bs	19,994
Cargo por energia 21-120 kWh	Bs/kWh	0,905
Cargo por energia 121-300 kWh	Bs/kWh	1,035
Cargo por energia 301 kWh-adelante	Bs/kWh	1,645
<i>Consumidores industrial cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW</i>		
CATEGORIA INDUSTRIAL 2		
Cargo por Demanda	Bs/kW-mes	86,935
Cargo por Energia	Bs/kWh	0,456
<i>Consumidores de tipo industrial cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW</i>		
CATEGORIA AGUA POTABLE		
Cargo minimo (20 kWh/mes)	Bs	15,289
Cargo por energia 21-120 kWh	Bs/kWh	0,596
Cargo por energia 121-adelante	Bs/kWh	0,803
<i>Consumidores en sistemas de bombeo para distribución de agua potable</i>		
CATEGORIA BOMBAS DE RIEGO		
Cargo minimo (20 kWh/mes)	Bs	15,291
Cargo por energia 21-120 kWh	Bs/kWh	0,598
Cargo por energia 120 kWh-adelante	Bs/kWh	0,803
<i>Para bombas de riego Aplicacion.- Para bombas de riego</i>		
CATEGORIA SEGURIDAD CIUDADANA		
Cargo minimo (20 kWh/mes)	Bs	15,291
Cargo por energia 21-70 kWh	Bs/kWh	0,598
Cargo por energia 71-120 kWh	Bs/kWh	0,685
Cargo por energia 121 -adelante	Bs/kWh	0,803
<i>Consumidores de Modulos y Estaciones Policiales, Modulos Fronterizos y Puesto de Control</i>		
CATEGORIA REVENTA		
Cargo por Demanda	Bs/kW-mes	37,514
Cargo por Energia	Bs/kWh	0,456
<i>Para venta a otros sistemas electricos</i>		
CATEGORIA CEMENTERAS		
Cargo por Demanda	Bs/kW-mes	84,130
Cargo por Energia	Bs/kWh	0,440
<i>A la Fabrica Nacional de Cemento S. A.</i>		
CATEGORIA ALUMBRADO PUBLICO		
Cargo por Energia	Bs/kWh	0,981
<i>Consumidores de alumbrado publico</i>		
CATEGORIA COMERCIAL 1		
Cargo minimo (20 kWh/mes)	Bs	19,994
Cargo por energia 21-120 kWh	Bs/kWh	0,958
Cargo por energia 121-300 kWh	Bs/kWh	1,097
Cargo por energia 301 kWh-adelante	Bs/kWh	1,645
<i>Consumidor de tipo comercial cuya potencia contratada sea menor a 3 kW</i>		
CATEGORIA COMERCIAL 2		
Cargo minimo (40 kWh/mes)	Bs	54,232
Cargo por energia 41-120 kWh	Bs/kWh	0,953
Cargo por energia 121-300 kWh	Bs/kWh	0,999
Cargo por energia 301 kWh-adelante	Bs/kWh	1,575
<i>Al usuario del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 3 kW y menor a 50 kW</i>		
CATEGORIA COMERCIAL 3		
Cargo minimo (40 kWh/mes)	Bs	54,232
Cargo por energia 41-120 kWh	Bs/kWh	0,953
Cargo por energia 121-300 kWh	Bs/kWh	0,999
Cargo por energia 301 kWh-adelante	Bs/kWh	1,575
<i>Consumidor de tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW</i>		

ANEXO N° 3

La Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA) 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:

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

Dónde:

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

ANEXO N° 4

FACTORES DE CARGA TÍPICOS PERIODO NOVIEMBRE 2019 – OCTUBRE 2023

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

La Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA) presentó en su Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023, factores de carga típicos por categorías, los cuales serán utilizados para calcular la potencia a facturar a los usuarios que no cuentan con medición de potencia, a continuación se muestra dichos factores:

Categoría	FC
Domiciliario	55,9%
General 1	53,5%
General 2	75,2%
Industrial 1	53,5%
Industrial 2	48,8%
Agua Potable	53,5%
Bombas de Riego	53,5%
S. Ciudadana	53,5%
Reventa	55,9%
A. Público	50,0%
Cementera	72,8%

INFORME AETN-DPT N° 815/2019

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

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

De: H. Fabricio Crespo Ovando
ANALISTA DE SISTEMAS SAVIS

Daniel Cayo Lancea
ANALISTA DE SISTEMAS SAVIS



Ref.: DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS BASE DEL PERIODO
TARIFARIO NOVIEMBRE 2019 – OCTUBRE 2023 PARA LA
COMPAÑÍA ELÉCTRICA SUCRE S.A. (CESSA)

Trámite: 2019-29073-33-0-0-0-DPT

CIAE: 0028-0010-0003-0001

Fecha: La Paz, 04 de diciembre de 2019.

Resumen Ejecutivo: De acuerdo a lo establecido en el artículo 51 de la Ley de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y al artículo 58 del Reglamento de Precios Tarifas, 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 Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA), correspondientes al período noviembre 2019 – octubre 2023.

Señor Director:

Remitimos para su consideración, el presente Informe con respecto al tema de referencia.

1. ANTECEDENTES

El Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 establece los lineamientos para determinar la cobertura del servicio eléctrico, debiendo ser proyectada al 2020 para alcanzar un nivel de 100% en el área urbana y 90% en el área rural.

La Agenda Patriótica 2025, que tiene como meta el logro de una cobertura universal del servicio de electricidad al 2025 y el Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025, elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Mediante nota AE-283-DPT-54/2019 de 04 de febrero de 2019, la Autoridad de Electricidad y Energía Nuclear (AETN), remitió los Términos de Referencia para la

realización del Estudio Tarifario noviembre 2019 – octubre 2023 iniciando de esta manera, el proceso de Revisión Ordinaria de Tarifas (ROT) a la Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA), para el periodo señalado.

Mediante nota AE-391-DPT-73/2019 de 11 de febrero de 2019, la Autoridad de Electricidad y Energía Nuclear (AETN), invitó a CESSA a la capacitación sobre la determinación de tarifas de distribución en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Acta de Reunión N° 13 de 15 de febrero de 2019, mediante la cual se llevó a cabo la capacitación sobre la determinación de tarifas de distribución en el marco.

Mediante nota CESSA GG 1334 recepcionada con Registro N° 6638 de fecha 17 de mayo de 2019, CESSA solicitó a la AETN prórroga para la presentación del Estudio de Proyección de la Demanda y Estudio de la Caracterización de la Carga como parte del Estudio Tarifario de Distribución correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023 hasta el 31 de mayo de 2019.

Mediante nota CESSA GG 1333 recepcionada en la Autoridad de Electricidad y Energía Nuclear (AETN) con Registro N° 6674 de 17 de mayo de 2019, CESSA hizo conocer a la AETN que dentro del proceso de Licitación Pública N° 08/2019, se firmó el contrato para la realización Estudio Tarifario periodo noviembre 2019 – octubre 2023 con la Empresa Consultora U-CON SRL Consultores de Energía y Servicios de Redes S.R.L.

Mediante nota CESSA GG 1489 GT 0479 recepcionada en la Autoridad de Electricidad y Energía Nuclear (AETN) con Registro N° 7545 de 04 de junio de 2015, CESSA presentó el Estudio de la Proyección de la Demanda y Estudio Caracterización de la Carga elaborado por la Empresa Consultora U-CON SRL.

Mediante nota AETN-1633-DPT-315/2019 de 06 de junio de 2019, esta Autoridad invitó a CESSA para la presentación del estudio de la Demanda de Energía Eléctrica para el periodo 2020 – 2023.

Mediante nota AETN-1919-DPT-364/2019 de 05 de julio de 2019, la AETN solicitó a CESSA remitir el detalle de costos a nivel de libro mayor, correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018 (en formato Excel) de acuerdo a las cuentas del Sistema Uniforme de Cuentas (SUC).

Mediante nota AETN-1926-DPT-371/2019 de 05 de julio de 2019, la AETN solicitó a CESSA remitir los contratos de administración, operación y mantenimiento de redes que son de propiedad de la gobernación, municipios u otras instituciones. Adicionalmente, se solicitó detallar la cantidad de Km de línea y kVA instalados operados por su empresa de 2015 al 2018 de las redes que son de su propiedad y de terceros (en formato Excel) y resumen ejecutivo de los proyectos de electrificación rural, que serán ejecutados en los próximos 4 años (2020-2023) cuya administración y operación serán asignadas a su distribuidora.

Mediante nota AETN-1933-DPT-378/2019 de 05 de julio de 2019, la AETN solicitó a CESSA, remitir el detalle del Activo Fijo Bruto (en formato Excel) de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Mediante nota AETN-1940-DPT-385/2019 de 05 de julio de 2019, esta Autoridad solicitó a CESSA, remitir el detalle de los Estados Financieros de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018, en el formato del formulario ISE 220.

Mediante nota AETN-1955-DPT-399/2019 de 05 de julio de 2019, la AETN remitió a CESSA, las observaciones a los Estudios de proyección de la Demanda y caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

Mediante nota CESSA GG 1836 – GA 0953 recepcionada en la Autoridad de Electricidad y Energía Nuclear (AETN) con Registro N° 9523 de 12 de julio de 2019, CESSA remitió información para el Estudio Tarifario de Distribución correspondiente al periodo noviembre 2016 – octubre 2019, en atención a la nota AETN-1933-DPT-378/2019 de fecha 05 de julio de 2019.

Mediante nota CESSA GG 1835 – GA 0952 recepcionada en la AETN con Registro N° 9524 de 12 de julio de 2019, CESSA remitió información de costos correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018, en atención a la nota AETN-1919-DPT-364/2019 de fecha 05 de julio de 2019.

Mediante nota CESSA GG 1838 – GA 0954 recepcionada en la AETN con Registro N° 9534 de 12 de julio de 2019, CESSA remitió información de Estados Financieros correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018, en atención a la nota AETN-1940-DPT-385/2019 de fecha 05 de julio de 2019.

Mediante nota AETN-2075-DPT-417/2019 de 22 de julio de 2019, la AETN remitió a CESSA el documento “Aspectos a ser considerados en su Estudio Tarifario” en el periodo noviembre 2016 – octubre 2019.

Mediante nota CESSA GG 1912 recepcionada en la AETN con Registro N° 10418 de 31 de julio de 2019, CESSA remitió el documento “Estudio Tarifario de Distribución de CESSA periodo noviembre 2019 – octubre 2023”.

Mediante nota AETN-2198-DPT-454/2019 de 01 de agosto de 2019, la AETN invitó a CESSA a presentar el documento el Estudio Tarifario periodo noviembre 2016 – octubre 2019.

Mediante nota AETN-2464-DPT-499/2019 de 02 de septiembre de 2019, esta Autoridad remitió a CESSA las observaciones respecto al Estudio Tarifario periodo noviembre 2016 – octubre 2019.

Mediante nota CESSA GG 2212 – GA 1344 recepcionada en la AETN con Registro N° 13062 de fecha 23 de septiembre de 2019, CESSA solicitó ampliación de plazo hasta el 30 de septiembre de 2019, para la presentación del Estudio Tarifario periodo noviembre 2019 – octubre 2023 corregido.

Mediante nota CESSA GG 2258-GA 1402 recepcionada en la AETN con Registro N° 13436 de 30 de septiembre de 2019, CESSA remitió el documento "Estudio Tarifario de Distribución de CESSA periodo noviembre 2019 – octubre 2023", considerado las observaciones.

Mediante nota AETN-2833-DPT-538/2019 de 08 de octubre de 2019, esta Autoridad invitó a CESSA a presentar el Estudio Tarifario del periodo noviembre 2019 – octubre 2023, para el día 10 de octubre de 2019, en oficinas de la AETN.

Acta de reuniones de 10 de octubre de 2019, en la cual se realizaron observaciones al primer modelo presentado por CESSA.

Mediante nota CESSA GG 2400-GC 514 recepcionada en la AETN con Registro N° 15069 de 30 de octubre de 2019, CESSA remitió el documento "Estudio Tarifario de Distribución del periodo noviembre 2019 – octubre 2023 Informe Final – Versión Final", considerando las observaciones efectuadas por esta Autoridad.

La Resolución AETN N° 980/2019 de 28 de octubre de 2019, aprobó el Programa de inversiones para CESSA, correspondiente al periodo 2020 - 2023.

La Resolución AETN N° 1100/2019 de 04 de diciembre de 2019, aprobó la Proyección de Consumidores y Demanda de Energía Eléctrica correspondiente al periodo 2019 - 2023 para CESSA.

La Resolución AETN N° 1097/2019 de 04 de diciembre de 2019, aprobó los Costos de Suministro para CESSA, a ser utilizados para el cálculo de la tarifa base correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La Resolución AETN N° 1099/2019 de 04 de diciembre de 2019, aprobó los cargos de Conexión, Reconexión y Depósito de Garantía para CESSA, a ser utilizados para el cálculo de la tarifa base correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

La Disposición Segunda del Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019, notificado a CESSA 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

De acuerdo al artículo 51 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el Regulador debe aprobar por periodo de 4 años los precios máximos de suministro de electricidad para los consumidores regulados de cada empresa de Distribución.

El artículo 53 de la Ley N° 1604, indica que 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.

Asimismo, 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 de la Ley N° 1604, establece que 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 de la Ley N° 1604, establece que el Ente Regulador aprobará para cada empresa de Distribución, estructuras tarifarias definidas en función de las características de técnicas del suministro y del consumo de electricidad.

Los incisos b), c) y d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, establecen que las competencias de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, 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".

Los incisos i) y j) del artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, se establece que el Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, tiene, entre otras, las siguientes atribuciones especificadas a continuación:

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

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

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

El Decreto Supremo N° 1536 de 20 de marzo de 2013, que incorpora al final del Artículo 2 del Decreto Supremo N° 27302, de 23 de diciembre de 2003, el siguiente texto:

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

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

El artículo 42 (PRECIOS MAXIMOS DE DISTRIBUCION) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que los precios máximos de Distribución para cada nivel de tensión, estarán compuestos por las tarifas base y fórmulas de indexación. Las tarifas base se componen 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 RPT, señala que el Ente Regulador 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 sus características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos indicados en el artículo 42 del RPT 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 consumidores servidos en cada nivel de tensión.

El Artículo 49 (INGRESOS PREVISTOS) del RPT dispone que los Ingresos Previstos para cada nivel de tensión, incluirán los Ingresos por Ventas y Otros Ingresos. Los Ingresos por Ventas serán los que resulten de la aplicación de las tarifas base a los consumos de energía y demandas de potencia de los Consumidores Regulados. Los Otros Ingresos corresponden a los obtenidos por servicios de conexión y reconexión, transporte de electricidad, alquileres de inmuebles, equipos y aquellos que por cualquier otro concepto obtenga el Titular de los bienes afectos a la Concesión.

El artículo 50 (PATRIMONIO AFECTO A LA CONCESIÓN) del RPT, establece que 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 RPT, señala que la Utilidad para el cálculo de la Tarifa Base de Distribución, será obtenida multiplicando la tasa de retorno definida por el Ente Regulador 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 RPT.

El artículo 53 del RPT dispone la forma en que serán determinadas las tarifas base señaladas en el Artículo 42 del RPT.

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 AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó la Tasa de Retorno del nueve coma uno por ciento (9,1%) a ser aplicada por las empresas de Distribución para el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023.

La Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó los costos financieros a ser reconocidos para fines tarifarios correspondientes al periodo noviembre 2019 – octubre 2023 y otros fines como costos de explotación resultantes de préstamos de largo plazo contraídos para bienes afectos al ejercicio de la concesión.

El Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 establece los lineamientos para determinar la cobertura del servicio eléctrico, debiendo ser proyectada al 2020 para alcanzar un nivel de 100% en el área urbana y 90% en el área rural.

3. PROYECCION DE LA DEMANDA

Las proyecciones de demanda para CESSA fueron analizadas en el Informe AETN-DPT-811/2019 de 04 de diciembre de 2019, y se detallan a continuación:

3.1. Consumidores y Consumo de Energía

El número de consumidores y consumo de energía proyectada para el periodo 2019 – 2023 y considerada en el informe final del Estudio Tarifario presentado por CESSA, se resumen en los cuadros siguientes:

PROYECCIÓN: NUMERO DE CONSUMIDORES (a Diciembre)

Categoría	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Domiciliaria	88.941	95.344	101.283	107.324	113.621	118.843	124.108	129.435
General	11.709	11.987	12.381	13.038	13.708	14.378	15.047	15.717
Industrial	401	470	544	577	582	586	590	595
Cementera	1	1	1	1	1	1	1	1
A. Público	34	35	34	34	34	34	34	34
Otros	88	152	209	239	239	239	239	239
Reventa	3	3	3	3	3	3	3	3
ENVIBOL				1	1	1	1	1
ROMERAL				0	1	1	1	1
TOTAL	101.177	107.992	114.455	121.217	128.190	134.086	140.024	146.026

TASAS DE CRECIMIENTO (%) NÚMERO DE CONSUMIDORES (a diciembre)

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Domiciliaria	7,2%	6,2%	6,0%	5,9%	4,6%	4,4%	4,3%
General	2,4%	3,3%	5,3%	5,1%	4,9%	4,7%	4,5%
Industrial	17,2%	15,7%	6,1%	0,9%	0,7%	0,7%	0,8%
Cementera	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
A. Público	2,9%	-2,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Otros	72,7%	37,5%	14,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Reventa	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ENVIBOL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ROMERAL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	6,7%	6,0%	5,9%	5,8%	4,6%	4,4%	4,3%

PROYECCIÓN: CONSUMO DE ENERGÍA (MWh)

Categoría	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Domiciliaria	99.135	102.447	105.231	114.662	119.949	125.230	130.639	136.196
General	41.414	42.826	43.686	47.408	50.326	53.294	56.311	59.379
Industrial	12.719	12.849	13.193	14.634	15.237	15.823	16.390	16.938
Cementera	102.059	98.075	101.683	100.896	101.665	102.434	103.203	103.972
A. Público	15.693	17.200	18.060	18.467	19.415	20.364	21.313	22.261
Otros	1.014	1.381	1.552	1.822	2.086	2.369	2.670	2.989
Reventa	2.642	8.804	9.206	10.032	10.495	10.957	11.430	11.916
ENVIBOL				3.938	9.362	14.043	18.724	18.724
ROMERAL				0	1.381	2.102	2.365	2.365
TOTAL	274.676	283.582	292.611	311.860	329.917	346.616	363.044	374.740

TASAS DE CRECIMIENTO (%) CONSUMO DE ENERGÍA

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Domiciliaria	3,3%	2,7%	9,0%	4,6%	4,4%	4,3%	4,3%
General	3,4%	2,0%	8,5%	6,2%	5,9%	5,7%	5,4%
Industrial	1,0%	2,7%	10,9%	4,1%	3,8%	3,6%	3,3%
Cementera	-3,9%	3,7%	-0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%
A. Público	9,6%	5,0%	2,3%	5,1%	4,9%	4,7%	4,5%
Otros	36,3%	12,4%	17,4%	14,5%	13,5%	12,7%	11,9%
Reventa	233,2%	4,6%	9,0%	4,6%	4,4%	4,3%	4,3%
ENVIBOL	0,0%	0,0%	0,0%	137,7%	50,0%	33,3%	0,0%
ROMERAL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	52,2%	12,5%	0,0%
TOTAL	3,2%	3,2%	6,6%	5,8%	5,1%	4,7%	3,2%

3.2. Potencia

Con los valores de demanda de energía a la entrada del sistema de distribución y los factores de carga estimados para la proyección, se calculan los valores de la demanda de potencia máxima a la entrada del sistema de distribución.

La Potencia Máxima se determina aplicando a la potencia de punta un factor de coincidencia determinado con base en la información histórica.

Los resultados de las proyecciones se muestran a continuación:

CESSA TOTAL

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda de Energía (MWh)	315.106	336.084	355.489	373.310	390.758	402.925
Potencia de Punta (kW)	51.228	55.144	58.633	61.834	64.967	67.137
Potencia Maxima (kW)	55.321	59.550	63.318	66.775	70.158	72.501
Factor de Coincidencia (%)	92,6%	92,6%	92,6%	92,6%	92,6%	92,6%
Factor de Carga (%)	65,0%	64,4%	64,1%	63,8%	63,6%	63,4%

3.3. Balance de Energía y Potencia

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

BALANCE DE ENERGIA POR NIVEL DE TENSION

Nivel	Concepto	2018	2019	2020	2021	2022	2023
MEDIA TENSION	Compras	315.106	336.084	355.489	373.310	390.758	402.925
	Disponible a la Entrada	315.106	336.084	355.489	373.310	390.758	402.925
	Consumo Propio	0	0	0	0	0	0
	Ventas	117.078	121.657	129.960	136.856	143.303	144.815
	Pérdidas	11.589	12.694	13.649	14.524	15.380	15.967
	Pérdidas (%)	3,7%	3,8%	3,8%	3,9%	3,9%	4,0%
BAJA TENSION	Compras	0	0	0	0	0	0
	Disponible a la Entrada	186.439	201.733	211.880	221.930	232.075	242.143
	Consumo Propio	230	230	230	231	231	231
	Ventas	175.533	190.203	199.957	209.760	219.742	229.925
	Pérdidas	10.676	11.300	11.692	11.939	12.103	11.987
	Pérdidas (%)	5,7%	5,6%	5,5%	5,4%	5,2%	5,0%
TOTAL	Compras	315.106	336.084	355.489	373.310	390.758	402.925
	Disponible a la Entrada	315.106	336.084	355.489	373.310	390.758	402.925
	Consumo Propio	230	230	230	231	231	231
	Ventas	292.611	311.860	329.917	346.616	363.044	374.740
	Pérdidas	22.265	23.994	25.342	26.464	27.483	27.954
	Pérdidas (%)	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,0%	6,9%

BALANCE DE POTENCIA (kW)

Nivel	Concepto	Pm/Pp	2018	2019	2020	2021	2022	2023
MEDIA TENSION	Compras		51.228	55.144	58.633	61.834	64.967	67.137
	Disponible a la Entrada		51.228	55.144	58.633	61.834	64.967	67.137
	Consumo Propio		0	0	0	0	0	0
	Ventas		14.909	15.585	17.013	18.113	19.060	19.276
	Pérdidas		2.435	2.723	2.931	3.122	3.309	3.437
	Pérdidas (%)		4,8%	4,9%	5,0%	5,0%	5,1%	5,1%
BAJA TENSION	Compras		0	0	0	0	0	0
	Disponible a la Entrada		33.884	36.836	38.689	40.598	42.597	44.424
	Consumo Propio		40	40	40	40	40	41
	Ventas		31.687	34.277	36.034	37.800	39.597	41.430
	Pérdidas		2.156	2.519	2.615	2.758	2.960	2.954
	Pérdidas (%)		6,4%	6,8%	6,8%	6,8%	6,9%	6,6%
TOTAL	Compras		51.228	55.144	58.633	61.834	64.967	67.137
	Disponible a la Entrada		51.228	55.144	58.633	61.834	64.967	67.137
	Consumo Propio		40	40	40	40	40	41
	Ventas		46.597	49.862	53.047	55.913	58.657	60.706
	Pérdidas		4.591	5.242	5.546	5.880	6.269	6.391
	Pérdidas (%)		9,0%	9,5%	9,5%	9,5%	9,6%	9,5%

4. INVERSIONES

Los resultados del proceso de Evaluación y Aprobación del Plan de Expansión y el Programa de Inversiones de CESSA para el período tarifario 2020-2023 fueron aprobados con Resolución AETN N° 980/2019 de 28 de octubre de 2019 y se muestran a continuación:

Programa de Inversiones Aprobado 2020 – 2023 (Bs)

DESCRIPCIÓN	2020	2021	2022	2023	TOTAL PERIODO (Bs)
ALTA TENSIÓN	21.176.553	20.782.649	-	-	41.959.202
MEDIA TENSIÓN	16.073.474	16.093.967	14.541.751	5.648.948	52.358.140
BAJA TENSIÓN	13.344.481	16.173.943	13.310.056	13.808.292	56.636.772
PROPIEDAD GENERAL	4.090.425	20.450.880	19.606.320	10.854.487	55.002.112
TOTALES GENERALES	54.684.933	73.501.439	47.458.127	30.311.728	205.956.227

Se hace notar que el Programa de Inversiones que se muestra en el cuadro anterior incluye el costo del Estudio Tarifario del periodo 2020 – 2023 de Bs600.000, mismo que para efectos de la actualización de activos se lo considerará como Activo Intangible.

En base a la evaluación realizada por la AETN, el Programa de Inversiones aprobado para CESSA para el Periodo Tarifario 2020 – 2023, en cuanto a lo que se refiere a activos fijos tangibles corresponde a Bs205.356.227, valor que no incluye el costo del Estudio Tarifario (Activo Intangible).

5. COSTOS

El análisis correspondiente de los costos de suministro se encuentran detallados en el Informe AETN-DPT N° 812/2019 de 04 de diciembre de 2019.

5.1. Costos Operativos

Bajo el concepto de Costos Operativos se incluyen los Costos de Operación y Mantenimiento, los Costos Administrativos y Generales y los Costos de Consumidores.

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

Los Costos Operativos para el año base se determinan a partir del valor histórico correspondiente al año 2018. El detalle de costos Operativos base para el Estudio Tarifario del periodo noviembre 2019 – octubre 2023 son los siguientes:

**COSTOS OPERATIVOS BASE (En bolivianos)
A precios de diciembre de 2018**

CONCEPTO	2016	2017	2018	Promedio 2016-2018
COSTOS OPERACION Y MANTENIMIENTO	18.260.416	21.111.020	20.539.466	19.970.301
GASTOS ADMINISTRATIVOS Y GENERALES	15.296.289	15.105.664	15.084.459	15.162.138
GASTOS CONSUMIDORES	11.782.643	11.820.334	12.164.443	11.922.474
TOTAL	45.339.348	48.037.019	47.788.369	47.054.912
OTROS				
SERVICIO OPERATIVO DEL CNDC	510.462	543.074	605.428	552.988
ALQUILER EQUIPOS EGSA	636.759	784.935	817.463	746.386
TOTAL CON OTROS	46.486.570	49.365.027	49.211.259	48.354.286

Los costos del período 2020 – 2023 fueron proyectados aplicando la metodología PEG a los costos base, que evolucionan con los parámetros y valores de proyección de la potencia máxima, número de consumidores y longitud de líneas para el período tarifario. Los valores obtenidos se muestran en el siguiente cuadro:

PARAMETROS PARA PROYECCIÓN DE COSTOS

CONCEPTO	2016	2017	2018	Parámetros Base	2019	2020	2021	2022	2023
Longitud de Líneas	4.876	5.282	6.257	6.257	6.823	7.328	7.896	8.362	8.812
Demanda Máxima	52.769	53.204	55.321	55.321	59.550	63.318	66.775	70.158	72.501
Numero de Consumidores	98.160	105.135	111.587	111.587	118.194	124.995	130.747	136.540	142.394

PROYECCIÓN DE COSTOS OPERATIVOS PERIODO 2019 – 2023

CONCEPTO	2018	2019	2020	2021	2022	2023
COSTOS OPERACION Y MANTENIMIENTO	20.539.466	21.596.287	23.044.989	24.489.639	25.803.469	26.851.818
GASTOS ADMINISTRATIVOS Y GENERALES	15.084.459	16.321.149	17.353.878	18.301.186	19.228.384	19.870.773
GASTOS CONSUMIDORES	12.164.443	12.655.246	13.398.539	14.045.484	14.682.836	15.324.020
TOTAL	47.788.369	50.572.682	53.797.406	56.836.308	59.714.689	62.046.611
OTROS						
SERVICIO OPERATIVO DEL CNDC	605.428	647.854	689.236	726.481	762.134	788.747
ALQUILER EQUIPOS EGSA	817.463	817.463	817.463	817.463	817.463	817.463
Ingresos por Conexiones y Reconexiones (Bs)		-2.205.452	-2.317.108	-2.354.390	-2.447.704	-2.543.073
TOTAL OTROS	1.422.891	-740.135	-810.409	-810.447	-868.107	-936.864
TOTAL CON OTROS	49.211.259	49.832.548	52.986.997	56.025.862	58.846.583	61.109.747

5.2. Otros Ingresos

De acuerdo al artículo 49 del Reglamento de Precios y Tarifas (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 opta metodológicamente a descontar de los costos operativos los otros ingresos proyectados.

Los Otros Ingresos considerados son los siguientes:

- Alquiler de Postes
- Comisión de Cobranza Tasa de Alumbrado Público
- Servicios Prestados a Terceros
- Comisión Cobranza por Tasa de Aseo

- Suministros Temporales
- Alquiler de Transformadores

El tratamiento de los ingresos por conexión y reconexión ha sido efectuado en forma independiente, la proyección de los mismos es el resultado de utilizar los cargos de conexión y reconexión aplicados en diciembre de 2018 s/IVA, la cantidad de nuevos usuarios proyectados para la categoría Domiciliaria para los ingresos por conexiones nuevas y para el caso de reconexiones se aplicó la tasa de crecimiento de la Categoría Domiciliaria a los valores históricos de reconexiones.

Proyección de los Ingresos por Conexión y Reconexión (Bs)

Ingresos por Conexiones y Reconexiones (Bs)

CATEGORIA	2019	2020	2021	2022	2023
Conexiones					
Pequeña demanda 1F	331.325	342.808	290.116	292.232	295.311
Pequeña demanda 3F	4.789	757	608	608	757
Mediana demanda	5.004	3.243	3.243	3.240	3.243
Gran demanda	1.460	520	164	164	198
TOTAL	342.578	347.327	294.130	296.243	299.509
Reconexiones					
TOTAL	1.862.874	1.969.780	2.060.260	2.151.461	2.243.565
TOTAL Ingresos por Conex y Reconex	2.205.452	2.317.108	2.354.390	2.447.704	2.543.073

Para la determinación de los ítems restantes, el consultor adoptó diferentes criterios para determinar los Otros Ingresos Base, tales como el promedio de las tres últimas gestiones (2016, 2017 y 2018) o simplemente la gestión 2018, mismos que se muestran a continuación:

OTROS INGRESOS BASE (en Bs)

CONCEPTO	BASE
ALQUILER POSTES	1.254.254
COMISION DE COBRANZA TASA DE AP.	495.853
SERVICIOS PRESTADOS A TERCEROS	763.726
COMISION COBRANZA TASA DE ASEO	528.149
SUMINISTROS TEMPORALES	191.286
ALQUILER TRANSFORMADOR	147.216
TOTAL	3.380.484

Para la proyección de cada uno de los ítem que componen los Otros Ingresos se aplicaron diferentes criterios definidos por la empresa consultora con base a la información disponible: tales como comisiones por cobros de Tasas de Alumbrado Público y Aseo; contratos de alquiler de postes y transformadores, partiendo de los Otros Ingresos Base presentados en el cuadro anterior.

Con los valores históricos y los criterios adoptados para la proyección, se determinan los valores de los Otros Ingresos de las gestiones 2019 a 2023, los resultados se muestran en el cuadro siguiente:

OTROS INGRESOS PROYECTADOS (En Bs)

CONCEPTO	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ALQUILER POSTES	1.254.254	1.367.746	1.468.959	1.582.804	1.676.301	1.766.514
COMISION DE COBRANZA TASA DE AP.	792.180	530.891	562.695	592.420	621.650	644.486
SERVICIOS PRESTADOS A TERCEROS	683.275	763.726	763.726	763.726	763.726	763.726
COMISION COBRANZA TASA DE ASEO	518.111	565.469	599.344	631.006	662.140	686.463
SUMINISTROS TEMPORALES	197.644	191.286	191.286	191.286	191.286	191.286
ALQUILER TRANSFORMADOR	147.216	160.537	172.417	185.779	196.753	207.342
TOTAL	3.592.680	3.579.656	3.758.427	3.947.022	4.111.855	4.259.818

5.3. Costos de Compra

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

Las compras de electricidad por nodo y por bloque para el año base son obtenidos del Sistema de Medición Comercial (SMEC) del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Los precios de energía, potencia y peaje utilizados corresponden a diciembre 2018 y fueron utilizados para la proyección del costo de compra:

COSTO DE COMPRAS DE ELECTRICIDAD EN EL MEM - PRECIOS DE NODO INDEXADOS (a Diciembre de 2018)

Nodo	Unidad	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Aranjuez							
Energía Bloque Alto	Bs/MWh	137,284	137,284	137,284	137,284	137,284	137,284
Energía Bloque Medio	Bs/MWh	120,819	120,819	120,819	120,819	120,819	120,819
Energía Bloque Bajo	Bs/MWh	129,064	129,064	129,064	129,064	129,064	129,064
P.Punta+R.Fría+Ubic.	Bs/kW-mes	88,894	88,894	88,894	88,894	88,894	88,894
Peaje	Bs/kW-mes	53,531	53,531	53,531	53,531	53,531	53,531
Mariaca							
Energía Bloque Alto	Bs/MWh	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Energía Bloque Medio	Bs/MWh	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Energía Bloque Bajo	Bs/MWh	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
P.Punta+R.Fría+Ubic.	Bs/kW-mes	90,042	90,042	90,042	90,042	90,042	90,042
Peaje	Bs/kW-mes	53,531	53,531	53,531	53,531	53,531	53,531
Sucre69							
Energía Bloque Alto	Bs/MWh	139,099	139,099	139,099	139,099	139,099	139,099
Energía Bloque Medio	Bs/MWh	125,101	125,101	125,101	125,101	125,101	125,101
Energía Bloque Bajo	Bs/MWh	130,622	130,622	130,622	130,622	130,622	130,622
P.Punta+R.Fría+Ubic.	Bs/kW-mes	85,699	85,699	85,699	85,699	85,699	85,699
Peaje	Bs/kW-mes	53,531	53,531	53,531	53,531	53,531	53,531
Sucre115							
Energía Bloque Alto	Bs/MWh	130,682	130,682	130,682	130,682	130,682	130,682
Energía Bloque Medio	Bs/MWh	112,840	112,840	112,840	112,840	112,840	112,840
Energía Bloque Bajo	Bs/MWh	125,899	125,899	125,899	125,899	125,899	125,899
P.Punta+R.Fría+Ubic.	Bs/kW-mes	87,442	87,442	87,442	87,442	87,442	87,442
Peaje	Bs/kW-mes	53,531	53,531	53,531	53,531	53,531	53,531

El producto de los precios de nodo indexados a diciembre de 2018 con 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 es el siguiente:

ÁREA DE OPERACIÓN CESSA TOTAL (Bs)

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Importe por Energía	34.972.757	37.279.851	39.418.196	41.382.170	43.305.092	44.646.623
Importe por Potencia	47.048.508	50.676.444	53.904.702	56.865.696	59.763.769	61.770.723
Importe por Peaje	28.629.494	30.817.967	32.767.988	34.556.717	36.307.474	37.520.448
Importe sin IVA	110.650.760	118.774.262	126.090.886	132.804.582	139.376.335	143.937.795

6. TASA DE RETORNO Y COSTOS FINANCIEROS

6.1. Tasa de Retorno

De acuerdo a lo establecido en el artículo 51 del Reglamento de Precios y Tarifas, la utilidad para el cálculo de la tarifa base, se obtiene multiplicando la tasa de retorno por el valor del patrimonio afecto a la concesión. Esta Autoridad, mediante Resolución AETN N° 779 de 15 de agosto de 2019, aprobó la Tasa de Retorno del nueve coma uno por ciento (9,1%) a ser aplicada por las empresas de Distribución para el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023. La utilidad se muestra a continuación:

UTILIDAD CESSA (Bs. a diciembre de 2018)

CONCEPTO	BASE	2019	2020	2021	2022	2023	PROMEDIO 2020-2023
Patrimonio Afecto a la Concesión	151.765.546	171.095.606	209.285.974	262.444.803	309.635.785	331.904.964	278.317.882
Tasa de retorno (%)	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%
Utilidad	13.810.665	15.569.700	19.045.024	23.882.477	28.176.856	30.203.352	25.326.927

6.2. Costos Financieros

El artículo 50 del Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, señala que 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.

La AETN mediante Resolución AETN N° 780/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó el procedimiento de la Tasa Máxima de Interés a ser reconocida para fines tarifarios y otros fines como costos de explotación, resultantes de préstamos de largo plazo contraídos para el financiamiento de bienes afectos al ejercicio de la actividad, que se determinarán de la siguiente manera:

- La Tasa Máxima de Interés (TMI) a ser reconocidas para los prestamos 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. Para prestamos contratados 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.
- 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.

- 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.

De acuerdo a lo informado por la empresa mediante nota CESSA GG 1835 – GA 0952 recepcionada en la AETN con Registro N° 9524 de 12 de julio de 2019, CESSA cuenta con las siguientes líneas de crédito:

Detalle de Pasivos (Línea de Crédito CESSA)

NRO OPERACIÓN	FECHA INICIO	FECHA VCTO.	MONEDA	MONTO ORIGINAL Bs	SALDO 31/12/18	TASA i
D10100010433	12/30/2014	1/2/2024	Bolivianos	10,092,000.00	5,887,000.05	4.3
D10100010901	6/3/2015	12/4/2023	Bolivianos	3,540,000.00	2,082,352.90	4.3
D10100011575	12/15/2015	12/15/2023	Bolivianos	2,000,000.00	1,250,000.00	4.3
D10100011637	1/12/2016	1/12/2026	Bolivianos	3,000,000.00	2,175,000.00	4.3
D10100011807	3/22/2016	12/22/2025	Bolivianos	2,900,000.00	2,082,051.27	4.3
D10100012164	6/30/2016	1/2/2026	Bolivianos	994,029.98	758,601.86	4.3
D10100012322	8/11/2016	11/11/2025	Bolivianos	454,970.00	344,301.59	4.3
D10100014287	3/29/2018	3/29/2028	Bolivianos	5,347,986.80	4,946,887.79	3.85
D10100015026	10/15/2018	10/16/2028	Bolivianos	2,673,993.40	2,673,993.40	3.85
				31,002,980.18	22,200,188.86	

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

CESSA: Deuda de Largo Plazo 2019-2023 (Bs de 2018)

CONCEPTO \ AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023
CAPITAL (Bs)	3.015.160	3.341.259	3.341.259	3.408.108	3.341.259	3.341.259
INTERÉS (Bs)	855.912	851.386	711.322	589.273	428.620	288.555
PAGO (Bs)	3.871.072	4.192.644	4.052.580	3.997.382	3.769.878	3.629.814
SALDO DE DEUDA (Bs) (Fin año)	21.818.697	18.477.438	15.136.180	11.728.071	8.386.813	5.045.554
SALDO DE DEUDA (Bs) (Promedio)	19.315.286	20.148.068	16.806.809	13.432.126	10.057.442	6.716.184

7. ACTIVO Y PATRIMONIO

7.1. Activo

Para la determinación del activo fijo bruto y correspondiente depreciación acumulada a diciembre de 2018, se utilizó los valores aprobados en el Estudio Tarifario del periodo noviembre 2015 – octubre 2019, tal como se mencionó en los términos de referencia.

El activo fijo a partir de la gestión 2014, fue actualizado de acuerdo a lo establecido en el artículo 3 (ACTUALIZACIÓN DE ACTIVOS) del D.S. 29598, aplicando el factor de actualización calculado de forma anual, tomando para el año que corresponda la tasa de cambio y el IPC de diciembre de la misma gestión respecto a la Tasa de Cambio el Dólar e IPC a diciembre del año anterior. En este sentido, los valores de factores de actualización que CESSA aplicó al activo fijo bruto para cada gestión a partir de la gestión 2014 son los siguientes:

Factor de Actualización

PERIODO	Datos a Diciembre		Variaciones a Diciembre		Factor Actualización Diciembre
	AÑO	TC	IPC	Var.TC	
2013	6,96	87,18	1,00000	1,06486	1,02594
2014	6,96	91,71	1,00000	1,05196	1,02078
2015	6,96	94,42	1,00000	1,02955	1,01182
2016	6,96	98,19	1,00000	1,03993	1,01597
2017	6,96	100,86	1,00000	1,02719	1,01088
2018	6,96	102,38	1,00000	1,01507	1,00603
2019	6,96	102,38	1,00000	1,00000	1,00000

Se determinó el valor de los activos y de la depreciación acumulada del año base, eliminando los efectos de las revalorizaciones técnicas y los montos correspondientes a aportes de terceros, tal como se muestra a continuación:

Distribución de Aportes de Terceros

CUENTA	Gestión	Valor al 2014	Dep. Acm. 2014	% Particip.	
CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	2010	12.023.660,70	9.076.830,44	0,25	0,21
POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	2010	36.904.365,50	34.488.234,28	0,75	0,79
TOTAL REDES		48.928.026,20	43.565.064,72		
Aporte terceros		-6.661.029,65	-3.488.603,28		
Valor neto		42.266.996,55	40.076.461,45		
CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	2010	10.386.767,36	8.349.976,01		
POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	2010	31.880.229,19	31.726.485,44		
		42.266.996,55	40.076.461,45		

A partir del activo y la depreciación acumulada del año base, se realizó la determinación de los activos fijos brutos y de la depreciación acumulada, considerando la inversión aprobada para el periodo tarifario, las cuotas anuales de depreciación y amortización.

La cuota anual de depreciación fue calculada aplicando las tasas de depreciación aprobadas mediante resolución SSDE N° 126/97 del 31 de octubre de 1997.

Las nuevas inversiones presentadas en el Programa de Inversiones 2020 – 2023 fueron depreciadas para su primer año la mitad de depreciación, asumiendo que las mismas ingresan a media gestión, según la instrucción emanada por la AETN.

Los valores de activos y depreciaciones para el periodo 2019-2023, fueron obtenidos sumando los valores iniciales a la gestión 2014, las adiciones aprobadas para el periodo 2015 – 2018. Aplicando la metodología descrita, obteniendo los valores del Activo Fijo Neto, la Depreciación Anual y Depreciación Acumulada para las gestiones del periodo de proyección, mismos que son expuestos a continuación:

ACTIVO FIJO NETO Y DEPRECIACIÓN ANUAL 2019-2023 (Bs)

Activo Fijo Bruto

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Alta tensión	34.669.188	47.342.997	68.519.550	89.302.199	89.302.199	89.302.199
Media Tensión	106.719.398	122.971.486	139.044.960	155.138.927	166.930.678	169.829.626
Baja Tensión	113.752.656	121.777.691	135.122.172	151.296.115	164.606.171	178.414.463
Propiedad General	55.636.950	59.733.102	63.223.527	83.674.407	106.030.727	119.635.214
TOTALES	310.778.192	351.825.276	405.910.210	479.411.649	526.869.775	557.181.503

Depreciación Acumulada

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Alta tensión	4.897.671	6.250.872	8.162.604	10.766.663	13.713.635	16.660.607
Media Tensión	54.438.103	58.441.316	62.669.031	67.547.622	73.022.623	78.834.719
Baja Tensión	53.364.484	58.809.473	64.362.126	69.784.107	75.856.209	82.493.544
Propiedad General	37.623.410	40.397.087	43.108.147	46.677.877	51.948.516	58.597.868
TOTALES	150.323.668	163.898.748	178.301.908	194.776.269	214.540.983	236.586.738

Activo Fijo Neto

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Alta tensión	29.771.517	41.092.125	60.356.946	78.535.536	75.588.564	72.641.592
Media Tensión	52.281.294	64.530.170	76.375.929	87.591.305	93.908.055	90.994.907
Baja Tensión	60.388.172	62.968.218	70.760.046	81.512.008	88.749.962	95.920.919
Propiedad General	18.013.541	19.336.015	20.115.380	36.996.530	54.082.211	61.037.346
TOTALES	160.454.524	187.926.528	227.608.302	284.635.380	312.328.792	320.594.765

Depreciación Anual

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Alta tensión	1.151.522	1.353.201	1.911.732	2.604.059	2.946.972	2.946.972
Media Tensión	3.554.488	4.003.212	4.227.715	4.878.591	5.475.001	5.812.096
Baja Tensión	5.132.042	5.444.990	5.552.653	5.421.981	6.072.102	6.637.335
Propiedad General	2.698.515	2.773.678	2.711.060	3.569.730	5.270.639	6.649.352
TOTALES	12.536.567	13.575.081	14.403.160	16.474.361	19.764.714	22.045.755

7.2. Activos Intangibles

El activo intangible presentado por CESSA corresponde al costo de la elaboración del Estudio tarifario por la Consultora U-CON, mismo que el Programa de Inversiones Aprobado mediante Resolución AETN N° 980/2019 de 28 de octubre de 2019, considera un monto de Bs600.000; sin embargo, en el contrato suscrito entre la Distribuidora y la Consultora figura un monto de Bs431.000, mismo que fue considerado en el Estudio Tarifario como activo Intangible, el cual se amortizará en el periodo tarifario (cuatro años), tal como se muestra a continuación:

Activo Intangible CESSA (Bs s/IVA)

Concepto	2020	2021	2022	2023
Amortización Anual	93.743	93.743	93.743	93.743

7.3. 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:

Patrimonio Afecto a la Concesión (en Bs)

CONCEPTO	BASE	2019	2020	2021	2022	2023	PROMEDIO 2020-2023
PATRIMONIO							
Activo Fijo Neto	155.037.709	174.190.526	207.767.415	256.121.841	298.482.086	316.461.779	269.708.280
Pasivo de Largo Plazo	19.315.286	20.148.068	16.806.809	13.432.126	10.057.442	6.716.184	11.753.140
Capital de Trabajo (1/12 Ingresos)	16.043.124	17.053.147	18.325.368	19.755.088	21.211.141	22.159.369	20.362.742
Patrimonio Afecto a la Concesión	151.765.546	171.095.606	209.285.974	262.444.803	309.635.785	331.904.964	278.317.882

8. DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS BASE

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

Los cargos componentes de las Tarifas Base, se determinaron con los precios, las cantidades y los costos determinados en los puntos anteriores. Los cargos por Energía y cargos por Potencia de Punta se calcularon aplicando a los precios de compra los factores de pérdidas respectivos.

Los cargos por Potencia Fuera de Punta se determinan con los costos de distribución y las cantidades de potencia máxima; los cargos por Consumidores se obtienen con los costos de consumidores y las cantidades de número de consumidores, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

Cargos de las Tarifas Base (en Bs de 2018 con IVA)

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
MEDIA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,143
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,126
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,135
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	149,186
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	103,906
BAJA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,151
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,133
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,142
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	160,049
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	185,818
CARGO POR CONSUMIDOR (Bs/cons-mes)			
PEQUEÑAS DEMANDAS	CCPD	Bs/cons-mes	8,442
MEDIANAS DEMANDAS	CCMD	Bs/cons-mes	42,212
GRANDES DEMANDAS	CCGD	Bs/cons-mes	84,413

9. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

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

Cargo por Potencia de Punta

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

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

Dónde:

- $CPP_{j,n}$ Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
 $CPPE_{j,n}$ Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación.
 FPP_j Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión j.
 Xpp_j Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.
j Alta, media y Baja tensión.
n Número del mes de la indexación respecto del mes base,

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

Cargos por Energía

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

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

Dónde:

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

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

Cargos por Consumidor

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

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

Dónde:

- $CC_{j,n}$ Cargo por consumidor indexado.
 $CC_{j,0}$ Cargo por consumidor base.
 IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC_0 101,76 Índice de precios al consumidor base correspondiente al mes de octubre de 2018.
 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.
 j Alta, Media y Baja Tensión.
 n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Potencia Fuera de Punta

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

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * p_1 * X_{com_j} - n * p_2 * X_{cag_j} + p_3 * ZI + p_4 * ZT)$$

Dónde:

- $CFP_{j,0}$ 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_0 101,76 Índice de precios al consumidor base correspondiente al mes de octubre de 2018.
 p_1 Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 p_2 Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 p_3 Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 p_4 Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 a Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
 b Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
 X_{com} Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
 X_{cag} Índice de disminución mensual de costos administrativos y generales del nivel de tensión.
 ZI Índice de variación de los impuestos directos.
 ZT Índice de variación de las tasas.

- j Baja tensión, media tensión y alta tensión.
n Número del mes de la indexación respecto del mes base

10. DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS Y TARIFA REQUERIDA

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

10.1. Ingresos por ventas de electricidad

Los ingresos por ventas de electricidad para el año 2018 y los años de proyección, fueron determinados mediante un modelo de facturación, aplicando las tarifas por categoría vigentes en diciembre de 2018, a las cantidades proyectadas de energía por bloques de consumo, para las categorías Residenciales y Generales; y a las cantidades de energía y potencia facturada, para las categorías Industriales.

En el cuadro siguiente se muestran los valores proyectados de los Ingresos por Ventas, para el conjunto de los sistemas atendidos por CESSA y las Tarifas Promedio resultantes.

IMPORTE DE FACTURACIÓN CON TARIFA ACTUAL (Bs s/IVA)							
CATEGORÍA	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 20-23
Domiciliaria	65.569.106	71.439.355	74.735.810	78.026.760	81.397.189	84.859.320	79.754.770
General 1	39.955.696	43.382.827	46.104.774	48.880.918	51.705.594	54.581.765	50.318.263
General 2	13.172.027	14.406.901	15.279.843	16.168.146	17.073.518	17.990.381	16.627.972
Industrial 1	1.053.107	1.182.001	1.241.029	1.296.816	1.352.225	1.404.201	1.323.568
Industrial 2	9.508.580	10.542.648	10.972.433	11.389.291	11.794.147	12.185.270	11.585.285
Agua Potable	896.470	1.040.375	1.185.011	1.339.415	1.501.638	1.673.629	1.424.923
Bombas de Riego	142.170	182.809	217.276	256.007	298.293	344.843	279.104
S. Ciudadana	43.776	49.868	54.663	60.774	66.280	71.785	63.375
Reventa	4.440.685	4.839.110	5.062.294	5.285.074	5.513.491	5.747.953	5.402.203
Cementerías	53.282.963	52.870.719	53.273.265	53.676.706	54.079.252	54.482.692	53.877.979
A. Público	15.696.488	16.050.224	16.874.159	17.698.963	18.523.768	19.347.703	18.111.148
NLP CAL ORCKO	0	0	0	0	0	0	0
ENVIBOL	0	2.172.672	5.165.100	7.747.649	10.330.199	10.330.199	8.393.287
ROMERAL	0	0	1.062.854	1.617.219	1.819.472	1.819.472	1.579.754
TOTAL	203.761.068	218.159.509	231.228.509	243.443.737	255.455.064	264.839.212	248.741.631

CONSUMO DE ENERGIA (MWh)

CATEGORÍA	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 20-23
Domiciliaria	105.231	114.663	119.949	125.231	130.639	136.196	128.004
General 1	33.863	36.678	38.947	41.258	43.606	45.994	42.451
General 2	9.823	10.730	11.378	12.035	12.706	13.385	12.376
Industrial 1	981	1.095	1.145	1.195	1.242	1.288	1.218
Industrial 2	12.212	13.540	14.092	14.628	15.148	15.650	14.880
Agua Potable	1.281	1.486	1.691	1.910	2.140	2.384	2.031
Bombas de Riego	206	265	314	370	430	496	403
S. Ciudadana	64	72	80	90	99	108	94
Reventa	9.206	10.032	10.495	10.957	11.430	11.916	11.200
Cementeras	101.683	100.896	101.665	102.434	103.203	103.972	102.819
A. Público	18.060	18.467	19.415	20.364	21.313	22.261	20.838
NLP CAL ORCKO	0	0	0	0	0	0	0
ENVIBOL	0	3.938	9.362	14.043	18.724	18.724	15.213
ROMERAL	0	0	1.381	2.102	2.365	2.365	2.053
Total	292.610	311.862	329.914	346.617	363.045	374.739	353.579

TARIFA MEDIA ACTUAL (Bs/kWh)

CATEGORÍA	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 20-23
Domiciliaria	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623
General 1	1,180	1,183	1,184	1,185	1,186	1,187	1,185
General 2	1,341	1,343	1,343	1,343	1,344	1,344	1,344
Industrial 1	1,074	1,079	1,084	1,085	1,089	1,090	1,087
Industrial 2	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779
Agua Potable	0,700	0,700	0,701	0,701	0,702	0,702	0,702
Bombas de Riego	0,690	0,690	0,692	0,692	0,694	0,695	0,693
S. Ciudadana	0,684	0,693	0,683	0,675	0,669	0,665	0,672
Reventa	0,482	0,482	0,482	0,482	0,482	0,482	0,482
Cementeras	0,524	0,524	0,524	0,524	0,524	0,524	0,524
A. Público	0,869	0,869	0,869	0,869	0,869	0,869	0,869
NLP CAL ORCKO	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ENVIBOL	0,000	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552
ROMERAL	0,000	0,000	0,770	0,769	0,769	0,769	0,769
TOTAL	0,696	0,700	0,701	0,702	0,704	0,707	0,703

10.2. Ingreso Requerido en la Tarifa Media de Venta

Se observa como resultado de la aplicación de los valores proyectados para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, de ventas de electricidad, ingresos con tarifa actual, costos de suministro, activos, pasivos, patrimonio y utilidad; el Ingreso Requerido promedio para el periodo de proyección es de Bs244,352,899 y que la tarifa media actual necesaria para obtener el Ingreso Requerido en el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, es -1.76% menor a la que se obtiene con las tarifas actualmente vigentes, como se muestra a continuación:

INGRESO REQUERIDO
(En Bs de diciembre de 2018)

CONCEPTO	BASE	2019	2020	2021	2022	2023	PROMEDIO 2020-2023
PATRIMONIO							
Activo Fijo Neto	155.037.709	174.190.526	207.767.415	256.121.841	298.482.086	316.461.779	269.708.280
Pasivo de Largo Plazo	19.315.286	20.148.068	16.806.809	13.432.126	10.057.442	6.716.184	11.753.140
Capital de Trabajo (1/12 Ingresos)	16.043.124	17.053.147	18.325.368	19.755.088	21.211.141	22.159.369	20.362.742
Patrimonio Afecto a la Concesión	151.765.546	171.095.606	209.285.974	262.444.803	309.635.785	331.904.964	278.317.882
COSTOS DE SUMINISTRO							
Costos de Compra de Electricidad	110.650.760	118.774.262	126.090.886	132.804.582	139.376.335	143.937.795	135.552.400
Costos de Operación y Mantenimiento	21.962.357	23.061.604	24.551.688	26.033.582	27.383.066	28.458.027	26.606.591
Costos Administrativos y Generales	15.084.459	16.321.149	17.353.878	18.301.186	19.228.384	19.870.773	18.688.555
Costos de Consumidores	12.164.443	10.449.795	11.081.432	11.691.094	12.235.132	12.780.947	11.947.151
Costos de Conexión y Reconexión	0	0	0	0	0	0	0
Cuota Anual de Depreciación	12.536.567	13.575.080	14.403.160	16.474.361	19.764.714	22.045.755	18.171.998
Cuota Anual de Amortización	0	0	93.743	93.743	93.743	93.743	93.743
Costos financieros	855.912	851.386	711.322	589.273	428.620	288.555	504.442
Otros Ingresos (-)	-3.592.680	-3.579.656	-3.758.427	-3.947.022	-4.111.855	-4.259.818	-4.019.281
Incobrables (0.35%)	673.811	716.232	769.665	829.714	890.868	930.693	855.235
Impuestos y Tasas (IT 3%+Treg 0.9%)	8.371.191	8.898.215	9.562.051	10.308.069	11.067.827	11.562.606	10.625.138
Costos Totales Netos	178.706.821	189.068.067	200.859.396	213.178.581	226.356.833	235.709.077	219.025.972
UTILIDAD							
Tasa de retorno (%)	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%
Utilidad	13.810.665	15.569.700	19.045.024	23.882.477	28.176.856	30.203.352	25.326.927
INGRESOS							
Ingresos Requeridos por Ventas	192.517.485	204.637.767	219.904.420	237.061.058	254.533.689	265.912.428	244.352.899
INGRESOS Y TARIFA REQUERIDOS							
Ingresos Requeridos por Ventas	192.517.485	204.637.767	219.904.420	237.061.058	254.533.689	265.912.428	244.352.899
Ingresos por Ventas con Tarifa Actual	203.761.068	218.159.509	231.228.509	243.443.737	255.455.064	264.839.212	248.741.631
Ventas de Electricidad (MWh)	292.610	311.862	329.914	346.617	363.045	374.739	353.579
Tarifa Media Requerida (Bs/MWh)	657.932	656.181	666.551	683.928	701.108	709.594	691.085
Tarifa Media Actual (Bs/MWh)	696.357	699.539	700.875	702.342	703.646	706.730	703.497
Variación de Tarifa Media Requerida (%)	-5,5%	-6,2%	-4,9%	-2,6%	-0,4%	0,4%	-1,76%

11. TARIFAS DE APLICACIÓN

En este punto se efectúa el análisis para la determinación de la Estructura Tarifaria, que constituye el conjunto de tarifas, establecido con base en la Estructura Tarifaria vigente, con las modificaciones requeridas para adecuarla a las necesidades de la empresa, cuya aplicación permite obtener el Ingreso Requerido en el periodo de proyección 2019-2023.

11.1 Estructura Tarifaria Base

La Estructura Tarifaria base a ser aplicada en el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, ha sido determinada tomando como base la Estructura Tarifaria actual aplicada por CESSA. Estos cargos base, se presentan en el **Anexo 2** al presente Informe.

11.2 Fórmula de Actualización de los Cargos Tarifarios

En el marco de lo dispuesto por el artículo 51 de la Ley de Electricidad y el Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, se plantea la utilización de la siguiente Fórmula de actualización de los cargos tarifarios que deberá ser aplicada a la Estructura Tarifaria vigente del mes de diciembre de 2018, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023:

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

Dónde:

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

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

12. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El Estudio Tarifario presentado por CESSA, cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Energía Nuclear (AETN) en el marco de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001.
- Como resultado del Estudio Tarifario la tarifa media obtenida presenta un decremento de -1,76% respecto de la tarifa media vigente a diciembre de 2018.

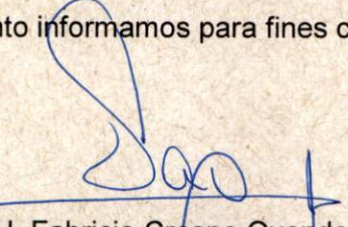
13. RECOMENDACIONES

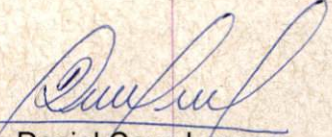
Se recomienda lo siguiente:

- Aprobar mediante Resolución las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de CESSA y sus Fórmulas de Indexación, de acuerdo al **Anexo 1** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la Estructura Tarifaria base a diciembre de 2018 de acuerdo al **Anexo 2** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.
- Aprobar mediante Resolución la Fórmula de Actualización de la Estructura Base, como se muestra en el **Anexo 3** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

- Aprobar mediante Resolución os factores de carga típicos como se muestra en el **Anexo 4** del presente Informe, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Es cuanto informamos para fines consiguientes.


H. Fabricio Crespo Ovando
ANALISTA DE SISTEMAS SAVIS


Daniel Cayo Lancea
ANALISTA DE SISTEMAS SAVIS

ANEXO N° 1

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
MEDIA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,143
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,126
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,135
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	149,186
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	103,906
BAJA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,151
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,133
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,142
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	160,049
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	185,818
CARGO POR CONSUMIDOR (Bs/cons-mes)			
PEQUEÑAS DEMANDAS	CCPD	Bs/cons-mes	8,442
MEDIANAS DEMANDAS	CCMD	Bs/cons-mes	42,212
GRANDES DEMANDAS	CCGD	Bs/cons-mes	84,413

FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

Cargo por Potencia de Punta

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

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

Dónde:

- CPP_{j,n} Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
- CPPE_{j,n} Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación.
- FPP_j Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión j.
- Xpp_j Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.
- j Alta, media y Baja tensión.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base,

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

Cargos por Energía

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

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

Dónde:

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

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

Cargos por Consumidor

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

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

Dónde:

- $CC_{j,n}$ Cargo por consumidor indexado.
- $CC_{j,0}$ Cargo por consumidor base.
- IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC_0 101,76 Índice de precios al consumidor base correspondiente al mes de octubre de 2018.
- 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.
- j Alta, Media y Baja Tensión.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Potencia Fuera de Punta

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

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * p_1 * X_{com_j} - n * p_2 * X_{cag_j} + p_3 * ZI + p_4 * ZT)$$

Donde:

- $CFP_{j,0}$ Cargo por potencia fuera de punta base para el nivel de tensión j .
- IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.

IPC_0	101,76 Índice de precios al consumidor base correspondiente al mes de octubre de 2018.
$p1_j$	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

ANEXO N° 2

ESTRUCTURA TARIFARIA DE APLICACIÓN

(En Bs de diciembre 2018)

CATEGORÍA	UNIDAD	VALOR
CATEGORIA DOMICILIARIA		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	16,291
Cargo por energía 21-70 kWh	Bs/kWh	0,698
Cargo por energía 71-120 kWh	Bs/kWh	0,686
Cargo por energía 121-500 kWh	Bs/kWh	0,803
Cargo por energía 501-1000 kWh	Bs/kWh	0,803
Cargo por energía 1000 kWh- adelante	Bs/kWh	0,803
<i>Consumidores de tipo residencial</i>		
CATEGORIA GENERAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	19,994
Cargo por energía 21-120 kWh	Bs/kWh	0,968
Cargo por energía 121-300 kWh	Bs/kWh	1,097
Cargo por energía 301 kWh-adelante	Bs/kWh	1,646
<i>Consumidores de tipo general cuya potencia contratada menor o igual a 3 kW</i>		
CATEGORIA GENERAL 2		
Cargo mínimo (40 kWh/mes)	Bs	54,232
Cargo por energía 41-120 kWh	Bs/kWh	0,963
Cargo por energía 121-300 kWh	Bs/kWh	0,999
Cargo por energía 301 kWh-adelante	Bs/kWh	1,576
<i>Consumidores de tipo general cuya potencia contratada sea mayor a 3 kW</i>		
CATEGORIA INDUSTRIAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	19,994
Cargo por energía 21-120 kWh	Bs/kWh	0,906
Cargo por energía 121-300 kWh	Bs/kWh	1,036
Cargo por energía 301 kWh-adelante	Bs/kWh	1,646
<i>Consumidores industrial cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW</i>		
CATEGORIA INDUSTRIAL 2		
Cargo por Demanda	Bs/kW-mes	86,936
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,466
<i>Consumidores de tipo industrial cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW</i>		
CATEGORIA AGUA POTABLE		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	16,289
Cargo por energía 21-120 kWh	Bs/kWh	0,696
Cargo por energía 121-adelante	Bs/kWh	0,803
<i>Consumidores en sistemas de bombeo para distribución de agua potable</i>		
CATEGORIA BOMBAS DE RIEGO		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	16,291
Cargo por energía 21-120 kWh	Bs/kWh	0,698
Cargo por energía 120 kWh-adelante	Bs/kWh	0,803
<i>Para bombas de riego Aplicación.- Para bombas de riego</i>		
CATEGORIA SEGURIDAD CIUDADANA		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	16,291
Cargo por energía 21-70 kWh	Bs/kWh	0,698
Cargo por energía 71-120 kWh	Bs/kWh	0,686
Cargo por energía 121 -adelante	Bs/kWh	0,803
<i>Consumidores de Modulos y Estaciones Policiales, Modulos Fronterizos y Puesto de Control</i>		
CATEGORIA REVENTA		
Cargo por Demanda	Bs/kW-mes	37,614
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,466
<i>Para venta a otros sistemas electricos</i>		
CATEGORIA CEMENTERAS		
Cargo por Demanda	Bs/kW-mes	84,130
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,440
<i>A la Fabrica Nacional de Cemento S. A.</i>		
CATEGORIA ALUMBRADO PUBLICO		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,981
<i>Consumidores de alumbrado publico</i>		
CATEGORIA COMERCIAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	19,994
Cargo por energía 21-120 kWh	Bs/kWh	0,968
Cargo por energía 121-300 kWh	Bs/kWh	1,097
Cargo por energía 301 kWh-adelante	Bs/kWh	1,646
<i>Consumidor de tipo comercial cuya potencia contratada sea menor a 3 kW</i>		
CATEGORIA COMERCIAL 2		
Cargo mínimo (40 kWh/mes)	Bs	54,232
Cargo por energía 41-120 kWh	Bs/kWh	0,963
Cargo por energía 121-300 kWh	Bs/kWh	0,999
Cargo por energía 301 kWh-adelante	Bs/kWh	1,576
<i>Al usuario del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 3 kW y menor a 50 kW</i>		
CATEGORIA COMERCIAL 3		
Cargo mínimo (40 kWh/mes)	Bs	54,232
Cargo por energía 41-120 kWh	Bs/kWh	0,963
Cargo por energía 121-300 kWh	Bs/kWh	0,999
Cargo por energía 301 kWh-adelante	Bs/kWh	1,576
<i>Consumidor de tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW</i>		

ANEXO N° 3

La Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA) 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:

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

Dónde:

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

ANEXO N° 4

FACTORES DE CARGA TÍPICOS PERIODO NOVIEMBRE 2019 – OCTUBRE 2023

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

La Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA) presentó en su Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2019 – octubre 2023, factores de carga típicos por categorías, los cuales serán utilizados para calcular la potencia a facturar a los usuarios que no cuentan con medición de potencia, a continuación se muestra dichos factores:

Categoría	FC
Domiciliario	55,9%
General 1	53,5%
General 2	75,2%
Industrial 1	53,5%
Industrial 2	48,8%
Agua Potable	53,5%
Bombas de Riego	53,5%
S. Ciudadana	53,5%
Reventa	55,9%
A. Público	50,0%
Cementera	72,8%