



Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad  
LUZ PARA TODOS

RESOLUCIÓN AE N° 862/2018  
TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-0-DPT  
CIAE N° 0037-0010-0003-0012  
N° 0037-0010-0003-0014  
N° 0037-0010-0003-0013  
N° 0037-0010-0004-0011  
N° 0037-0005-0004-0005  
N° 0037-0005-0003-0015

La Paz, 16 de noviembre de 2018

**TRAMITE:** Estudio Tarifario de Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022.

**SINTESIS RESOLUTIVA:** Aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de SETAR, para el periodo noviembre 2018 - octubre 2022, con sus respectivas fórmulas de indexación, la estructura tarifaria base a diciembre de 2017 y la fórmula de actualización de la estructura tarifaria base.

**VISTOS:**

El Acta de 24 de noviembre de 2017; la Resolución AE N° 46/2018 del 26 de enero de 2018; la nota AE-263-DPT 57/2018 de 31 de enero de 2018; la Resolución AE N° 150/2018 de 23 de marzo de 2018; la Resolución AE N° 153/2018 de 23 de marzo de 2018; la Resolución AE N° 157/2018 de 26 de marzo de 2018; la Resolución AE N° 194/2018 de 16 de abril de 2018; la nota con Registro N° 7369 de 07 de junio de 2018; la nota con Registro N° 7606 de 13 de junio de 2018; el Acta de Reunión de 22 de junio de 2018; la nota con Registro N° 7731 de 15 de junio de 2018; la nota AE-1580-DPT 275/2018 de 25 de junio de 2018; el Acta de Reunión de 28 de junio de 2018; la nota con Registro N° 8678 de 06 de julio de 2018; la nota con Registro N° 9218 de 18 de julio de 2018; el Informe AE DPT N° 470/2018 de 20 de julio de 2018; la nota con Registro N° 9992 de 31 de julio de 2018; la nota AE-1933-DPT 343/2018 de 02 de agosto de 2018; el Acta de Reunión de 09 de agosto de 2018; la nota con Registro N° 10485 de 10 de agosto de 2018; la nota con Registro N° 10976 de 20 de agosto de 2018; la nota con Registro N° 11312 de 27 de agosto de 2018; la nota con Registro N° 11594 de 30 de agosto de 2018; la nota con Registro N° 11628 de 31 de agosto de 2018; la nota AE-2232-DPT 390/2018 de 04 de septiembre de 2018; la nota con Registro N° 11952 de 06 de septiembre de 2018; el Informe AE DPT N° 629/2018 de 10 de septiembre de 2018; la Resolución AE N° 687/2018 de 13 de septiembre de 2018; la Resolución AE N° 693/2018 de 17 de septiembre de 2018; la Resolución AE N° 693/2018 de 17 de septiembre de 2018; la Resolución AE N° 694/2018 de 17 de septiembre de 2018; el Acta de 18 de septiembre de 2018; la Resolución AE N° 703/2018 de 21 de septiembre de 2018; la Resolución AE N° 704/2018 de 21 de septiembre de 2018; la Resolución AE N° 705/2018 de 21 de septiembre de 2018; el Decreto N° 4114/2018 de 04 de octubre de 2018; el Decreto N° 4343/2018 de 16 de octubre de 2018; el Decreto N° 4345/2018 de 16 de octubre de 2018; el Decreto N° 4347/2018 de 16 de octubre de 2018; el Decreto N° 4350/2018 de 16 de octubre de 2018; la nota con Registro N° 14284 de 17 de octubre de 2018; la Resolución AE N° 838/2018 de 07 de noviembre de 2018; la Resolución AE N° 839/2018 de 07 de noviembre de 2018; Resolución AE N° 849/2018 de 12 de noviembre de 2018; la Resolución AE N° 850/2018 de 12 de noviembre de 2018; la Resolución AE N° 851/2018 de 12 de noviembre de 2018; el Acta de Reunión de 14 de noviembre de 2018; el Acta de Reunión de 15 de noviembre de 2018; la nota con Registro N° 15837 de 15 de noviembre de 2018; el Informe AE DPT N° 811/2018 de 16 de noviembre de 2018; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y,



Handwritten initials and signatures on the left margin.

**CONSIDERANDO: (Antecedentes)**

Que en fecha 24 de noviembre de 2017, funcionarios de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) realizaron una exposición a representantes de la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) sobre la metodología para la elaboración del Estudio Tarifario, explicando la normativa aplicable; asimismo, se entregó a los representantes de la Distribuidora, seis (6) Discos Compactos que contienen el Compendio del Marco Normativo referido al Estudio Tarifario, firmándose a la conclusión de la reunión la correspondiente Acta de 24 de noviembre de 2017.

Que mediante Resolución AE N° 46/2018 de 26 de enero de 2018, se estableció el monto de inversión efectivamente ejecutada por SETAR Sistema Entre Ríos en la gestión 2014.

Que mediante nota AE-263-DPT 57/2018 de 31 de enero de 2018, se remitió a SETAR los Términos de Referencia para la Revisión Ordinaria de Tarifas periodo 2018 - 2022.

Que mediante Resolución AE N° 150/2018 de 23 de marzo de 2018, se estableció el monto de inversión efectivamente ejecutada por SETAR Sistema Central Tarija en la gestión 2014.

Que mediante Resolución AE N° 153/18 del 23 de marzo de 2018, se estableció el monto de inversión efectivamente ejecutada por SETAR Sistema Villa Montes en la gestión 2014.

Que mediante Resolución AE N° 157/2018 de 26 de marzo de 2018, se estableció el monto de inversión efectivamente ejecutada por SETAR Sistema Yacuiba en la gestión 2014.


Que mediante Resolución AE N° 194/2018 de 16 de abril de 2018, se estableció el monto de inversión efectivamente ejecutada por SETAR Sistema Bermejo en la gestión 2014.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 7369 de 07 de junio de 2018, SETAR, remitió documentación referida a la contratación de la empresa Consultores en Energía y Servicios por Redes S.R.L. (U-CON) para que realice el Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2018 - 2022.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 7606 de 13 de junio de 2018, SETAR solicitó una reunión a objeto de coordinar e informar sobre el estado de la elaboración del Estudio Tarifario periodo 2018 - 2022.

Que el 22 de junio de 2018, funcionarios de la AE y representantes de SETAR sostuvieron una reunión con el objeto de atender las consultas del personal de SETAR con relación al Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2018 - 2022, firmándose a la conclusión de la misma, el Acta de Reunión de 22 de junio de 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 7731 de 15 de junio de 2018, SETAR remitió el Informe del Estudio de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica en su área de operación para el periodo 2018 - 2022, realizado por la Consultora U-CON.

  
Handwritten initials and signatures on the left margin.

Que mediante nota AE-1580-DPT 275/2018 de 25 de junio de 2018, se convocó a reunión para el día jueves 28 de junio de 2018, a objeto que la Consultora U-CON exponga los resultados del Informe presentado.

Que el 28 de junio de 2018 la Consultora U-CON realizó la presentación del Estudio de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica en el área de operación de SETAR para el periodo 2018 – 2022, firmándose a la conclusión de la misma el Acta de Reunión de 28 de junio de 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8678 de 06 de julio de 2018 SETAR presentó el Estudio de Caracterización de la Carga como parte del Estudio Tarifario 2018 - 2022, realizado por la Consultora U-CON.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8796 de 10 de julio de 2018, SETAR comunicó que presentaría el Plan de Expansión y el Programa de Inversiones el 17 de julio de 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 9218 de 18 de julio de 2018, SETAR presentó el Plan de Expansión y el Programa de Inversión 2018 - 2022.

Que el Informe AE DPT N° 470/2018 de 20 de julio de 2018, evaluó el Informe del Estudio de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica en el área de operación de SETAR para el periodo 2018 – 2022; asimismo, recomendó a la Distribuidora considerar las observaciones realizadas.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 9992 de 31 de julio de 2018, SETAR presentó el Estudio Tarifario 2018 - 2022.

Que mediante nota AE-1933-DPT 343/2018 de 02 de agosto de 2018, se convocó a la empresa SETAR a reunión para el día jueves 09 de agosto de 2018, a objeto de que se expongan los resultados del Estudio Tarifario presentado.

Que en fecha 09 de agosto de 2018, la Consultora U-CON realizó la presentación del Estudio Tarifario de SETAR para el periodo 2018 – 2022; asimismo, se atendieron las consultas referidas al Informe presentado, firmándose a la conclusión de la misma, el Acta de Reunión de 09 de agosto de 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10485 de 10 de agosto de 2018, SETAR presentó descargos a las observaciones contenidas en el Informe AE DPT N° 470/2018 de 20 de julio de 2018; asimismo, la Distribuidora se comprometió a presentar para el 17 de agosto de 2018 el nuevo Estudio de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica en su área de operación para el periodo 2018 - 2022, corregido.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10976 de 20 de agosto de 2018, SETAR presentó el Estudio de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica en su área de operación para el periodo 2018 – 2022.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11312 de 27 de agosto de 2018, SETAR presentó la corrección de los Formularios ISE 160 de los Sistemas Entre Ríos y Central, correspondiente a las gestiones 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11594 de 30 de agosto de 2018, SETAR presentó los Formularios ISE 170a1 y a2 Demanda Horaria de Potencia e ISE 170b1 y b2 Potencia Máxima Coincidental, correspondiente al Sistema El Puente de las gestiones 2015 y 2016.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11628 de 31 de agosto de 2018, SETAR presentó información complementaria a la nota con Registro N° 11594 de 30 de agosto de 2018.

Que mediante nota AE-2232-DPT 390/2018 de 04 de septiembre de 2018, se remitieron las observaciones preliminares al Estudio Tarifario de SETAR para el periodo 2018 - 2022.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11952 de 06 de septiembre de 2018, SETAR solicitó la habilitación de la opción para modificar datos de los Formularios ISE 210b del Sistema Yacuiba, para las gestiones 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017.


Que el Informe AE DPT N° 629/2018 de 10 de septiembre de 2018, evaluó los descargos presentados por SETAR, a las observaciones realizadas en el Informe AE DPT N° 470/2018 de 20 de julio de 2018, correspondiente al Estudio de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica para el periodo 2018 - 2022.

Que mediante Resolución AE N° 687/2018 de 13 de septiembre de 2018, se estableció el monto válido y reconocido por la AE como inversión efectivamente ejecutada por SETAR en el periodo 2015-2017 para el Sistema Central Tarija.

Que mediante Resolución AE N° 693/2018 de 17 de septiembre de 2018, se determinó el monto válido y reconocido por la AE como inversión efectivamente ejecutada por SETAR en el periodo 2015-2017 para el Sistema Yacuiba.

Que mediante Resolución AE N° 694/2018 de 17 de septiembre de 2018, se estableció el monto válido y reconocido por la AE como inversión efectivamente ejecutada por SETAR en el periodo 2015-2017 para el Sistema Villa Montes.

Que en reunión de fecha 18 de septiembre de 2018, funcionarios de la AE explicaron las observaciones del Informe AE DPT N° 629/2018 de 10 de septiembre de 2018, en relación a los nuevos ajustes a considerarse para la presentación de la Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica de SETAR 2018 – 2022, firmándose a la conclusión de la misma el Acta



Handwritten signatures and initials on the left margin.

correspondiente.

Que mediante Resolución AE N° 703/2018 de 21 de septiembre de 2018, se estableció el monto válido y reconocido por la AE como inversión efectivamente ejecutada por SETAR en el periodo 2015-2017 para el Sistema Bermejo.

Que mediante Resolución AE N° 704/2018 de 21 de septiembre de 2018, se estableció el monto válido y reconocido por la AE como inversión efectivamente ejecutada por SETAR en el periodo 2015-2017 para el Sistema Entre Ríos.

Que mediante Resolución AE N° 705/2018 de 21 de septiembre de 2018, se estableció el monto válido y reconocido por la AE como inversión efectivamente ejecutada por SETAR en el periodo 2015-2017 para el Sistema El Puente.

Que mediante Decreto N° 4114/2018 de 04 de octubre de 2018, se apersonó al Sr. Freddy César Guerrero Hiza, en representación legal de SETAR Sistema Central Tarija dentro del Recurso de Revocatoria interpuesto contra la Resolución AE N° 687/2018 de 13 de septiembre de 2018.

Que mediante Decreto N° 4343/2018 de 16 de octubre de 2018, se apersonó a la Sra. Maria Esther Hoyos Gonzales de Vasquez en representación legal de SETAR Sistema Villa Montes dentro del Recurso de Revocatoria interpuesto contra la Resolución AE N° 694/2018 de 17 de septiembre de 2018.


Que mediante Decreto N° 4345/2018 de 16 de octubre de 2018, se apersonó al Sr. Juan Luis Quispe Uscamaita en representación legal de SETAR Sistema Bermejo dentro del Recurso de Revocatoria interpuesto contra la Resolución AE N° 703/2018 de 21 de septiembre de 2018.

Que mediante Decreto N° 4347/2018 de 16 de octubre de 2018, se apersonó al Sr. Miguel Ángel Arcienega Paniagua en representación legal de SETAR Sistema Yacuiba dentro del Recurso de Revocatoria interpuesto contra la Resolución AE N° 693/2018 de 17 de septiembre de 2018.

Que mediante Decreto N° 4350/2018 de 16 de octubre de 2018, se apersonó al Sr. Freddy César Guerrero Hiza en representación legal de SETAR Sistema Entre Ríos dentro del Recurso de Revocatoria interpuesto contra la Resolución AE N° 704/2018 de 21 de septiembre de 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 14284 de 17 de octubre de 2018, SETAR presentó el Informe Final de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica para el periodo 2018 - 2022, el Informe Final Corregido del Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2018 - 2022 y los Formularios ISE corregidos por la Distribuidora.

Que mediante Resolución AE N° 838/2018 de 07 de noviembre de 2018, se Rechazó el Recurso de Revocatoria interpuesto por SETAR Sistema Entre Ríos contra la Resolución AE N° 704/2018 de 21 de septiembre de 2018, confirmando en todas sus partes el acto administrativo impugnado



Handwritten initials and signatures on the left margin.

Que mediante Resolución AE N° 839/2018 de 07 de noviembre de 2018, se Aceptó el Recurso de Revocatoria interpuesto por SETAR Sistema Yacuiba contra la Resolución AE N° 693/2018 de 17 de septiembre de 2018, Revocando Parcialmente la misma.

Que mediante Resolución AE N° 849/2018 de 12 de noviembre de 2018, se Aceptó el Recurso de Revocatoria interpuesto por SETAR Sistema Central Tarija contra la Resolución AE N° 687/2018 Revocando Parcialmente la misma.

Que mediante Resolución AE N° 850/2018 de 12 de noviembre de 2018, se Aceptó el Recurso de Revocatoria interpuesto por SETAR Sistema Bermejo contra la Resolución AE N° 703/2018 de 21 de septiembre de 2018, Revocando Parcialmente la misma.

Que mediante Resolución AE N° 851/2018 de 12 de noviembre de 2018, se Aceptó el Recurso de Revocatoria interpuesto por SETAR Sistema Villa Montes contra la Resolución AE N° 694/2018 de 17 de septiembre de 2018, Revocando Parcialmente la misma.

Que en fechas 13 y 14 de noviembre de 2018, funcionarios de la AE, personal de SETAR y de la Consultora U-CON sostuvieron una reunión en la cual se revisó de forma detallada el Modelo Tarifario, llegando a establecer el Ingreso Requerido (promedio gestiones 2019 – 2022); asimismo, se manifestó la necesidad de sostener reuniones sobre la nueva Estructura Tarifaria y Fórmula de Indexación, firmándose a la conclusión de la misma, el Acta de Reunión de 14 de noviembre de 2018.

Que en fechas 14 y 15 de noviembre de 2018, Funcionarios de la AE y personal de SETAR sostuvieron una reunión en la que se verificó las propuestas de Estructuras Tarifarias, por parte de la Distribuidora; asimismo, personal de SETAR informó que se está produciendo un retraso en la impresión de los avisos de cobranza como consecuencia de que aún no fue concluida la aprobación de las Tarifas periodo 2018 – 2022, firmándose a la conclusión de la misma el Acta de Reunión de 15 de noviembre de 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 15837 de 15 de noviembre de 2018, SETAR presentó el Modelo del Estudio Tarifario para el periodo 2018 – 2022.

Que mediante Informe AE-DPT N° 811/2018 de 16 de noviembre de 2018, se recomienda aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de SETAR, para el periodo noviembre 2018 - octubre 2022, con sus respectivas fórmulas de indexación, la estructura tarifaria base a diciembre de 2017 y la fórmula de actualización de la estructura tarifaria base.

**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*



Handwritten initials and signatures on the left margin.



Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad  
L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 862/2018  
TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-0-DPT  
CIAE N° 0037-0010-0003-0012  
N° 0037-0010-0003-0014  
N° 0037-0010-0003-0013  
N° 0037-0010-0004-0011  
N° 0037-0005-0004-0005  
N° 0037-0005-0003-0015  
La Paz, 16 de noviembre de 2018

especializadas, precalificadas por el Regulador, que preparará los términos de referencia y será destinataria de los estudios.

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

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

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

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

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

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

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

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

Que el artículo 44 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), señala: "La proyección de la demanda de electricidad de los Consumidores ubicados en la zona de Concesión del

Resolución AE N° 862/2018, Página 7 de 47



**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**  
L U Z P A R A T O D O S

**RESOLUCIÓN AE N° 862/2018**  
**TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-0-DPT**  
**CIAE N° 0037-0010-0003-0012**  
**N° 0037-0010-0003-0014**  
**N° 0037-0010-0003-0013**  
**N° 0037-0010-0004-0011**  
**N° 0037-0005-0004-0005**  
**N° 0037-0005-0003-0015**

La Paz, 16 de noviembre de 2018

*Distribuidor y abastecidos por éste, se efectuará, para el periodo de cuatro años, en forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor; comprenderá los consumos de energía y demandas de potencia incluyendo factores de coincidencia, el número de consumidores y el consumo promedio.*

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

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

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

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

*Que el artículo 47 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, mismo que fue modificado mediante el artículo 5 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, establece: "Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cuatro años.*

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

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

Resolución AE N° 862/2018, Página 8 de 47





**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**  
L U Z P A R A T O D O S

**RESOLUCIÓN AE N° 862/2018**  
**TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-DPT**  
**CIAE N° 0037-0010-0003-0012**  
**N° 0037-0010-0003-0014**  
**N° 0037-0010-0003-0013**  
**N° 0037-0010-0004-0011**  
**N° 0037-0005-0004-0005**  
**N° 0037-0005-0003-0015**  
La Paz, 16 de noviembre de 2018

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

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

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

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

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

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

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

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

Que los incisos b), c) y d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, establecen que las competencias de la AE, además de las establecidas en las normas

Resolución AE N° 862/2018, Página 9 de 47

legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al mencionado Decreto Supremo, son las siguientes:

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

*c) Implementar los aspectos relativos a la regulación; control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.*

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

Que los incisos i) y j) del artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, establece que el Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, tiene entre otras, las siguientes atribuciones:

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

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

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

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

Que la Disposición Primera de la Resolución AE N° 36/2015 de 28 de enero de 2015 establece: "Aprobar la Tasa de Retorno del 10.1% (diez y un décimo por ciento) que las empresas de Distribución deben aplicar para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019".

Que mediante Resolución AE N° 565/2015 de 23 de octubre de 2015, se 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.

**RESOLUCIÓN AE N° 862/2018**  
**TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-0-DPT**  
**CIAE N° 0037-0010-0003-0012**  
**N° 0037-0010-0003-0014**  
**N° 0037-0010-0003-0013**  
**N° 0037-0010-0004-0011**  
**N° 0037-0005-0004-0005**  
**N° 0037-0005-0003-0015**  
La Paz, 16 de noviembre de 2018

Que el inciso a) de la Disposición Primera de la Resolución AE N° 565/2015 de 23 de octubre de 2015, señala lo siguiente:

*“a) La Tasa Máxima de Interés (TMI) a ser reconocidas para los prestamos contratados al 31 de julio de 2015 en moneda nacional, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,6 puntos porcentuales.”*

Que el inciso a) y b) de la Disposición Primera de la Resolución AE N° 683/2016 de 28 de diciembre de 2016, fija la Tasa de Regulación para la gestión 2017, 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 mediante Resolución AE N° 597/2017 de 24 de octubre de 2017, se aprobaron los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Potencia Desplazada, Reserva Fría y Compensación por Ubicación y Peajes Unitarios por uso de las instalaciones de Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión (STI), con sus correspondientes Fórmulas de Indexación, para su aplicación en el período noviembre 2017 - abril 2018.

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

### **CONSIDERACIÓN: (Análisis)**

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AE, ha realizado el análisis relativo al Estudio Tarifario de SETAR, contenido en su Informe AE-DPT N° 811/2018 de 16 de noviembre de 2018 y demás antecedentes mencionados, estableciendo el siguiente análisis:

### **“(…) 3. ANÁLISIS**

#### **3.1. Proyección de la Demanda**

*La Proyección de Consumidores y Consumo de Energía Eléctrica correspondiente al periodo 2018 - 2022 para la Empresa de Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), fue analizada y*

expuesta en el Informe AE - DPT 768/2018 de 29 de octubre de 2018. A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos:

### 3.1.1. Consumidores

El número de consumidores proyectados de los seis (6) Sistemas Eléctricos atendidos por SETAR (Central Tarija, Yacuiba, Villa Montes, Bermejo, Entre Ríos y El Puente) en las Categorías: Residencial, General, Industrial, Alumbrado Público, Bombas y Seguridad Ciudadana para el periodo 2018 – 2022, se detalla en los cuadros siguientes:

**Cuadro N° 1.**  
**Consumidores por Sistemas según Categoría (Promedio Anual)**

#### SISTEMA CENTRAL TARIJA

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	67.450	70.349	72.230	74.105	75.968	77.821
General	5.993	6.477	6.900	7.324	7.747	8.171
Industrial	815	812	815	818	821	824
Al. Público	6	6	6	6	6	6
Bombas	110	116	125	133	142	151
Seguridad	21	21	21	21	21	21
<b>Total</b>	<b>74.395</b>	<b>77.780</b>	<b>80.097</b>	<b>82.407</b>	<b>84.706</b>	<b>86.994</b>

#### SISTEMA EL PUENTE

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	939	975	1.001	1.027	1.053	1.079
General	68	71	75	78	82	86
Industrial	1	1	1	1	1	1
Al. Público	1	1	1	1	1	1
Bombas	1	1	1	1	1	1
Seguridad	1	1	1	1	1	1
<b>Total</b>	<b>1.011</b>	<b>1.050</b>	<b>1.080</b>	<b>1.110</b>	<b>1.139</b>	<b>1.169</b>

#### SISTEMA ENTRE RÍOS

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	4.523	4.635	4.765	4.887	5.000	5.107
General	501	512	524	534	541	548
Industrial	15	14	15	16	16	17
Al. Público	1	1	1	1	1	1
Bombas	3	3	3	3	3	3
Seguridad	2	2	2	2	2	2
<b>Total</b>	<b>5.045</b>	<b>5.168</b>	<b>5.310</b>	<b>5.443</b>	<b>5.564</b>	<b>5.677</b>





**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**  
L U Z P A R A T O D O S

**RESOLUCIÓN AE N° 862/2018**  
**TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-DPT**  
**CIAE N° 0037-0010-0003-0012**  
**N° 0037-0010-0003-0014**  
**N° 0037-0010-0003-0013**  
**N° 0037-0010-0004-0011**  
**N° 0037-0005-0004-0005**  
**N° 0037-0005-0003-0015**  
La Paz, 16 de noviembre de 2018

### SISTEMA BERMEJO

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	9.031	9.292	9.477	9.657	9.833	10.006
General	2.710	2.976	3.210	3.443	3.677	3.911
Industrial	170	166	166	166	166	166
Al. Público	7	7	7	7	7	7
Bombas	13	14	15	17	18	20
Seguridad	29	29	29	29	29	29
<b>Total</b>	<b>11.960</b>	<b>12.483</b>	<b>12.903</b>	<b>13.319</b>	<b>13.730</b>	<b>14.138</b>

### SISTEMA VILLA MONTES

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	11.862	12.365	12.767	13.159	13.539	13.907
General	1.869	1.957	2.037	2.116	2.196	2.275
Industrial	79	84	87	90	92	95
Al. Público	2	2	2	2	2	2
Bombas	41	41	43	46	48	50
Seguridad	8	8	8	8	8	8
<b>Total</b>	<b>13.862</b>	<b>14.457</b>	<b>14.944</b>	<b>15.420</b>	<b>15.885</b>	<b>16.337</b>

### SISTEMA YACUIBA

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	23.596	24.193	24.500	24.788	25.054	25.304
General	3.548	3.720	3.900	4.078	4.253	4.427
Industrial	566	585	601	616	629	641
Al. Público	69	69	69	69	69	69
Bombas	0	0	0	0	0	0
Seguridad	34	34	34	34	34	34
<b>Total</b>	<b>27.814</b>	<b>28.601</b>	<b>29.104</b>	<b>29.584</b>	<b>30.040</b>	<b>30.475</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

### Cuadro N° 2.

Tasa de Crecimiento Anual del Número de Consumidores por Sistemas según Categoría

### SISTEMA CENTRAL TARIJA

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	4,3%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%
General	8,1%	6,5%	6,1%	5,8%	5,5%
Industrial	-0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Al. Público	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Bombas	5,5%	7,7%	7,0%	6,6%	6,2%
Seguridad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>4,6%</b>	<b>3,0%</b>	<b>2,9%</b>	<b>2,8%</b>	<b>2,7%</b>



Handwritten signatures and initials on the left margin.



**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**  
L U Z P A R A T O D O S

**RESOLUCIÓN AE N° 862/2018**  
**TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-DPT**  
**CIAE N° 0037-0010-0003-0012**  
**N° 0037-0010-0003-0014**  
**N° 0037-0010-0003-0013**  
**N° 0037-0010-0004-0011**  
**N° 0037-0005-0004-0005**  
**N° 0037-0005-0003-0015**  
La Paz, 16 de noviembre de 2018

### SISTEMA EL PUENTE

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	3,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%
General	3,8%	5,2%	5,0%	4,7%	4,5%
Industrial	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Al. Público	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Bombas	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Seguridad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>3,9%</b>	<b>2,8%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,6%</b>

### SISTEMA ENTRE RÍOS

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	2,5%	2,8%	2,6%	2,3%	2,1%
General	2,2%	2,3%	1,8%	1,4%	1,1%
Industrial	-1,8%	4,2%	4,0%	3,8%	3,7%
Al. Público	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Bombas	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Seguridad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>2,4%</b>	<b>2,8%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,2%</b>	<b>2,0%</b>

### SISTEMA BERMEJO

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	2,9%	2,0%	1,9%	1,8%	1,8%
General	9,8%	7,9%	7,3%	6,8%	6,4%
Industrial	-2,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Al. Público	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Bombas	5,8%	11,5%	8,7%	10,0%	7,3%
Seguridad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>4,4%</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,2%</b>	<b>3,1%</b>	<b>3,0%</b>

### SISTEMA VILLA MONTES

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	4,2%	3,3%	3,1%	2,9%	2,7%
General	4,7%	4,1%	3,9%	3,8%	3,6%
Industrial	6,3%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%
Al. Público	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Bombas	0,6%	5,5%	5,2%	4,9%	4,5%
Seguridad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>4,3%</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,2%</b>	<b>3,0%</b>	<b>2,8%</b>

### SISTEMA YACUIBA

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	2,5%	1,3%	1,2%	1,1%	1,0%
General	4,8%	4,8%	4,6%	4,3%	4,1%
Industrial	3,3%	2,8%	2,4%	2,1%	1,9%
Al. Público	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Bombas	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Seguridad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>2,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,4%</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)



Handwritten signatures and initials on the left margin.

Sintéticamente, el cuadro siguiente expone los resultados agregados en relación al número de consumidores proyectados para el periodo 2018 – 2022 para SETAR:

**Cuadro N° 3.**  
**Consumidores según Categoría (Promedio Anual)**

**TOTAL SETAR**

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Residencial</b>	117.402	121.808	124.740	127.623	130.448	133.224
<b>General</b>	14.689	15.713	16.645	17.573	18.497	19.417
<b>Industrial</b>	1.647	1.662	1.685	1.706	1.725	1.743
<b>Al. Público</b>	86	86	86	86	86	86
<b>Bombas</b>	167	175	187	200	213	225
<b>Seguridad</b>	95	95	95	95	95	95
<b>Total</b>	<b>134.086</b>	<b>139.539</b>	<b>143.438</b>	<b>147.282</b>	<b>151.063</b>	<b>154.790</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

**Cuadro N° 4.**  
**Tasa de Crecimiento Anual del Número de Consumidores según Categoría**

**TOTAL SETAR**

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Residencial</b>	3,8%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%
<b>General</b>	7,0%	5,9%	5,6%	5,3%	5,0%
<b>Industrial</b>	0,9%	1,4%	1,2%	1,1%	1,1%
<b>Al. Público</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Bombas</b>	4,5%	7,3%	6,6%	6,4%	5,8%
<b>Seguridad</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>4,1%</b>	<b>2,8%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,6%</b>	<b>2,5%</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

**3.1.2. Consumo de Energía**

El consumo proyectado de los seis (6) Sistemas Eléctricos atendidos por SETAR (Central Tarija, Yacuiba, Villa Montes, Bermejo, Entre Ríos y El Puente) en las Categorías: Residencial, General, Industrial, Alumbrado Público, Bombas y Seguridad Ciudadana para el periodo 2018 – 2022, se detalla en los cuadros siguientes:

**Cuadro N° 5.**  
**Consumo de Energía por Sistemas según Categoría (MWh)**

**SISTEMA CENTRAL TARIJA**

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Residencial</b>	83.688	88.399	90.764	93.119	95.461	97.789
<b>General</b>	27.847	31.153	33.733	36.380	39.094	41.874
<b>Industrial</b>	28.824	29.624	29.855	30.087	30.320	30.554
<b>Al. Público</b>	11.910	12.010	12.275	12.541	12.806	13.072
<b>Bombas</b>	4.991	5.264	5.669	6.067	6.469	6.870
<b>Seguridad</b>	117	117	117	117	117	117
<b>Total</b>	<b>157.378</b>	<b>166.567</b>	<b>172.413</b>	<b>178.311</b>	<b>184.267</b>	<b>190.277</b>

**SISTEMA EL PUENTE**

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	502	526	541	557	573	588
General	192	218	231	244	258	271
Industrial	3	4	4	5	5	6
Al. Público	514	519	519	519	519	519
Bombas	2	4	4	4	4	4
Seguridad	2	2	2	2	2	2
<b>Total</b>	<b>1.214</b>	<b>1.272</b>	<b>1.301</b>	<b>1.331</b>	<b>1.360</b>	<b>1.390</b>

**SISTEMA ENTRE RÍOS**

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	3.026	3.146	3.292	3.436	3.576	3.714
General	1.774	1.833	1.884	1.926	1.961	1.991
Industrial	161	234	244	254	263	273
Al. Público	523	549	549	549	549	549
Bombas	35	35	35	35	35	35
Seguridad	13	12	12	12	12	12
<b>Total</b>	<b>5.532</b>	<b>5.808</b>	<b>6.015</b>	<b>6.211</b>	<b>6.396</b>	<b>6.574</b>

**SISTEMA BERMEJO**

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	12.326	12.947	13.530	14.118	14.711	15.312
General	5.062	5.711	6.179	6.651	7.124	7.601
Industrial	1.440	1.523	1.533	1.543	1.554	1.564
Al. Público	1.396	1.365	1.372	1.378	1.384	1.391
Bombas	830	878	979	1.064	1.171	1.256
Seguridad	143	142	142	142	142	142
<b>Total</b>	<b>21.196</b>	<b>22.567</b>	<b>23.736</b>	<b>24.896</b>	<b>26.087</b>	<b>27.266</b>

**SISTEMA VILLA MONTES**

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	15.386	16.040	16.562	17.071	17.564	18.042
General	6.604	6.807	7.090	7.373	7.656	7.940
Industrial	1.670	1.835	1.942	2.052	2.165	2.281
Al. Público	3.488	3.528	3.528	3.528	3.528	3.528
Bombas	882	1.014	1.153	1.288	1.421	1.550
Seguridad	18	18	18	18	18	18
<b>Total</b>	<b>28.048</b>	<b>29.243</b>	<b>30.293</b>	<b>31.330</b>	<b>32.352</b>	<b>33.359</b>

**SISTEMA YACUIBA**

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	31.163	31.937	32.367	32.772	33.150	33.506
General	12.122	12.803	13.447	14.086	14.720	15.349
Industrial	8.315	10.283	10.586	10.846	11.079	11.288
Al. Público	8.260	7.700	8.513	8.484	9.158	9.207
Bombas	0	0	0	0	0	0
Seguridad	139	145	145	145	145	145
<b>Total</b>	<b>59.998</b>	<b>62.869</b>	<b>65.059</b>	<b>66.333</b>	<b>68.252</b>	<b>69.496</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)







Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad  
LUZ PARA TODOS

RESOLUCIÓN AE N° 862/2018  
TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-DPT  
CIAE N° 0037-0010-0003-0012  
N° 0037-0010-0003-0014  
N° 0037-0010-0003-0013  
N° 0037-0010-0004-0011  
N° 0037-0005-0004-0005  
N° 0037-0005-0003-0015  
La Paz, 16 de noviembre de 2018

Cuadro N° 6.  
Tasa de Crecimiento Anual del Consumo de Energía por Sistemas según Categoría

#### SISTEMA CENTRAL TARIJA

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	5,6%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%
General	11,9%	8,3%	7,8%	7,5%	7,1%
Industrial	2,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Al. Público	0,8%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
Bombas	5,5%	7,7%	7,0%	6,6%	6,2%
Seguridad	-0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	5,8%	3,5%	3,4%	3,3%	3,3%

#### SISTEMA EL PUENTE

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	4,7%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%
General	13,8%	6,0%	5,7%	5,5%	5,3%
Industrial	26,4%	12,7%	11,3%	10,1%	9,2%
Al. Público	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Bombas	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Seguridad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	4,8%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%

#### SISTEMA ENTRE RÍOS

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	3,9%	4,6%	4,4%	4,1%	3,9%
General	3,3%	2,8%	2,2%	1,8%	1,5%
Industrial	45,3%	4,2%	4,0%	3,8%	3,7%
Al. Público	4,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Bombas	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Seguridad	-5,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	5,0%	3,6%	3,3%	3,0%	2,8%

#### SISTEMA BERMEJO

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	5,0%	4,5%	4,3%	4,2%	4,1%
General	12,8%	8,2%	7,6%	7,1%	6,7%
Industrial	5,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Al. Público	-2,2%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Bombas	5,8%	11,5%	8,7%	10,0%	7,3%
Seguridad	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	6,5%	5,2%	4,9%	4,8%	4,5%



Handwritten signatures and initials in the bottom left corner.

**SISTEMA VILLA MONTES**

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	4,3%	3,3%	3,1%	2,9%	2,7%
General	3,1%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%
Industrial	9,9%	5,8%	5,7%	5,5%	5,4%
Al. Público	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Bombas	14,9%	13,7%	11,7%	10,3%	9,1%
Seguridad	-2,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>4,3%</b>	<b>3,6%</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,3%</b>	<b>3,1%</b>

**SISTEMA YACUIBA**

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	2,5%	1,3%	1,3%	1,2%	1,1%
General	5,6%	5,0%	4,8%	4,5%	4,3%
Industrial	23,7%	2,9%	2,4%	2,1%	1,9%
Al. Público	-6,8%	10,6%	-0,3%	8,0%	0,5%
Bombas	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Seguridad	4,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>4,8%</b>	<b>3,5%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,9%</b>	<b>1,8%</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

Sintéticamente, el cuadro siguiente expone los resultados del consumo de energía proyectados para el periodo 2018 – 2022 para el total de la empresa SETAR:

**Cuadro N° 7.**  
**Consumo de Energía según Categoría (MWh)**

**TOTAL SETAR**

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	146.090	152.995	157.055	161.073	165.035	168.953
General	53.600	58.526	62.565	66.660	70.814	75.027
Industrial	40.413	43.503	44.165	44.787	45.386	45.966
Al. Público	26.091	25.671	26.756	26.998	27.945	28.265
Bombas	6.740	7.194	7.839	8.457	9.098	9.714
Seguridad	432	437	437	437	437	437
<b>Total</b>	<b>273.366</b>	<b>288.326</b>	<b>298.817</b>	<b>308.411</b>	<b>318.714</b>	<b>328.362</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

**Cuadro N° 8.**  
**Tasa de Crecimiento Anual del Consumo de Energía según Categoría**

**TOTAL SETAR**

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	4,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%
General	9,2%	6,9%	6,5%	6,2%	5,9%
Industrial	7,6%	1,5%	1,4%	1,3%	1,3%
Al. Público	-1,6%	4,2%	0,9%	3,5%	1,1%
Bombas	6,7%	9,0%	7,9%	7,6%	6,8%
Seguridad	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>5,5%</b>	<b>3,6%</b>	<b>3,2%</b>	<b>3,3%</b>	<b>3,0%</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)



Handwritten signatures and initials on the left margin.

### 3.2. Potencia

La potencia máxima para el periodo 2018 – 2022 de los Sistemas Central Tarija, El Puente, Entre Ríos, Bermejo, Villa Montes y Yacuiba, fueron proyectados en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo y el factor de carga calculado.

Asimismo, la potencia de punta fue determinada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo y el factor de la relación de potencia máxima y potencia punta ( $P_m/P_p$ ) obtenida en el año Base.

A continuación, se presenta la potencia de punta y potencia máxima por sistema:

**Cuadro N° 9.**  
**Potencia Máxima y Potencia Punta por Sistema**

#### SISTEMA CENTRAL TARIJA

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda de Energía (MWh)	205.356	191.456	198.176	204.955	211.801	218.708
Potencia de Punta (kW)	36.452	33.985	35.178	36.381	37.596	38.822
Pot Maxima Sistema (kW)	36.600	34.123	35.320	36.529	37.749	38.980
Factor de Coincidencia (%)	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%
Factor de Carga (%)	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%

#### SISTEMA EL PUENTE

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda de Energía (MWh)	1.397	1.462	1.496	1.530	1.564	1.598
Potencia de Punta (kW)	311	326	333	341	348	356
Pot Maxima Sistema (kW)	311	326	333	341	348	356
Factor de Coincidencia (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Factor de Carga (%)	51,3%	51,3%	51,3%	51,3%	51,3%	51,3%

#### SISTEMA ENTRE RÍOS

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda de Energía (MWh)	7.230	6.640	6.876	7.100	7.312	7.516
Potencia de Punta (kW)	1.615	1.483	1.536	1.586	1.633	1.679
Pot Maxima Sistema (kW)	1.615	1.483	1.536	1.586	1.633	1.679
Factor de Coincidencia (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Factor de Carga (%)	51,1%	51,1%	51,1%	51,1%	51,1%	51,1%



**SISTEMA BERMEJO**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda de Energía (MWh)	27.033	26.669	28.049	29.421	30.828	32.222
Potencia de Punta (kW)	5.960	5.880	6.184	6.486	6.797	7.104
Pot Maxima Sistema (kW)	5.960	5.880	6.184	6.486	6.797	7.104
Factor de Coincidencia (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Factor de Carga (%)	51,8%	51,8%	51,8%	51,8%	51,8%	51,8%

**SISTEMA VILLA MONTES**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda de Energía (MWh)	33.033	33.695	34.906	36.100	37.278	38.438
Potencia de Punta (kW)	6.754	6.889	7.137	7.381	7.622	7.859
Pot Maxima Sistema (kW)	6.919	7.058	7.311	7.561	7.808	8.051
Factor de Coincidencia (%)	97,6%	97,6%	97,6%	97,6%	97,6%	97,6%
Factor de Carga (%)	54,5%	54,5%	54,5%	54,5%	54,5%	54,5%

**SISTEMA YACUIBA**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda de Energía (MWh)	73.088	72.681	75.212	76.686	78.905	80.342
Potencia de Punta (kW)	15.459	15.373	15.908	16.220	16.689	16.993
Pot Maxima Sistema (kW)	15.459	15.373	15.908	16.220	16.689	16.993
Factor de Coincidencia (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Factor de Carga (%)	54,0%	54,0%	54,0%	54,0%	54,0%	54,0%

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

**3.3. Pérdidas**

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

De acuerdo a este criterio, se determinó para SETAR un valor promedio de pérdidas para el periodo 2018 – 2022 del 13%; que incluyen los Sistemas Central Tarija, El Puente, Entre Ríos, Bermejo, Villa Montes y Yacuiba, como se muestra a continuación:

**Cuadro N° 10.**  
**Pérdidas de energía 2018 - 2022 Total SETAR**

Nivel	Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
TOTAL	Generación Propia	34.263	33.309	34.926	36.521	38.140	39.738
	Compras	312.874	299.294	309.790	319.271	329.547	339.087
	Disponible a la Entrada	347.137	332.603	344.716	355.792	367.687	378.825
	Consumo Propio	853	900	940	980	1.020	1.060
	Ventas	273.366	288.326	298.817	308.411	318.714	328.362
	Pérdidas	72.918	43.377	44.958	46.400	47.952	49.402
	<b>Pérdidas (%)</b>	<b>21,0%</b>	<b>13,0%</b>	<b>13,0%</b>	<b>13,0%</b>	<b>13,0%</b>	<b>13,0%</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

Asimismo, se determinó para SETAR pérdidas en MT del orden del 3,9%.

A continuación, se presenta las pérdidas en BT y MT por Sistema considerada en el modelo tarifario, comparada con el año base 2017.

**Cuadro N° 11.**  
**Pérdidas de energía por Sistemas de SETAR**  
**En MT y BT periodo 2018 – 2022**

SISTEMA	Perdidas (%)		
	Reales17	Propuesta	PropuestaMT
CENTRAL TARIJA	23,4%	13,0%	4,0%
EL PUENTE	13,1%	13,0%	3,0%
ENTRE RÍOS	23,0%	11,9%	3,0%
BERMEJO	19,8%	13,5%	3,0%
VILLA MONTES	14,0%	12,1%	4,0%
YACUIBA	17,9%	13,5%	4,0%
<b>SETAR TOTAL</b>	<b>21,0%</b>	<b>13,0%</b>	<b>3,9%</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

### 3.4. Balance de Energía y Potencia

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

**Cuadro N° 12.**  
**Balance de Energía por Nivel de Tensión**

Nivel	Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
MEDIA TENSIÓN	Generación Propia	34.263	33.309	34.926	36.521	38.140	39.738
	Compras	312.874	299.294	309.790	319.271	329.547	339.087
	Disponibles a la Entrada	347.137	332.603	344.716	355.792	367.687	378.825
	Consumo Propio	853	900	940	980	1.020	1.060
	Ventas	0	0	0	0	0	0
	Pérdidas	3.054	12.956	13.424	13.851	14.310	14.740
	<b>Pérdidas (%)</b>	<b>0,9%</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,9%</b>
Disponibles a la Salida	343.230	318.747	330.351	340.960	352.356	363.025	
BAJA TENSIÓN	Generación Propia	0	0	0	0	0	0
	Compras	0	0	0	0	0	0
	Disponibles a la Entrada	343.230	318.747	330.351	340.960	352.356	363.025
	Consumo Propio	0	0	0	0	0	0
	Ventas	273.366	288.326	298.817	308.411	318.714	328.362
	Residencial	146.090	152.995	157.055	161.073	165.035	168.953
	General	53.600	58.526	62.565	66.660	70.814	75.027
	Industrial	40.413	43.503	44.165	44.787	45.386	45.966
	Al. Público	26.091	25.671	26.756	26.998	27.945	28.265
	Bombas	6.740	7.194	7.839	8.457	9.098	9.714
Seguridad	432	437	437	437	437	437	
Pérdidas	69.863	30.421	31.534	32.549	33.642	34.663	
<b>Pérdidas (%)</b>	<b>20,4%</b>	<b>9,5%</b>	<b>9,5%</b>	<b>9,5%</b>	<b>9,5%</b>	<b>9,5%</b>	
TOTAL	Generación Propia	34.263	33.309	34.926	36.521	38.140	39.738
	Compras	312.874	299.294	309.790	319.271	329.547	339.087
	Disponibles a la Entrada	347.137	332.603	344.716	355.792	367.687	378.825
	Consumo Propio	853	900	940	980	1.020	1.060
	Ventas	273.366	288.326	298.817	308.411	318.714	328.362
	Pérdidas	72.918	43.377	44.958	46.400	47.952	49.402
	<b>Pérdidas (%)</b>	<b>21,0%</b>	<b>13,0%</b>	<b>13,0%</b>	<b>13,0%</b>	<b>13,0%</b>	<b>13,0%</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)



**RESOLUCIÓN AE N° 862/2018**  
**TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-0-DPT**  
**CIAE N° 0037-0010-0003-0012**  
**N° 0037-0010-0003-0014**  
**N° 0037-0010-0003-0013**  
**N° 0037-0010-0004-0011**  
**N° 0037-0005-0004-0005**  
**N° 0037-0005-0003-0015**  
La Paz, 16 de noviembre de 2018

**Cuadro N° 13.**  
**Balance de Potencia**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda de Energía (MWh)	347.137	332.603	344.716	355.792	367.687	378.825
Potencia de Punta (kW)	66.551	63.936	66.276	68.395	70.685	72.813
Potencia Maxima (kW)	66.579	63.969	66.310	68.432	70.723	72.854
Factor de Coincidencia (%)	100,0%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%
Factor de Carga (%)	59,5%	59,4%	59,3%	59,4%	59,3%	59,4%

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

### 3.5. Inversiones

#### SISTEMA CENTRAL TARIJA

La AE emitió la Resolución AE N° 687/2018 de 13 de septiembre de 2018, respecto al Cumplimiento de Compromisos de Inversión de SETAR Sistema Central Tarija para el periodo 2015-2017.

Esta Resolución fue recurrida por SETAR mediante memorial con Registro N° 13451 de 02 de octubre de 2018.

Mediante Resolución AE N° 849/2018 de 12 de noviembre de 2018, se estableció el Cumplimiento de Compromisos de Inversión del Sistema Central Tarija de SETAR.

A continuación se presenta el cuadro de Inversiones reconocidas para el Sistema Central Tarija de SETAR

**Cuadro N° 14.**

ACTIVIDAD	CUENTA SUC	INVERSIONES APROBADAS POR EL REGULADOR			TOTALES
		2015	2016	2017	
	Monto aprobado en USD	817.077,85	2.252.801,16	1.041.411,24	5.372.287,29
	Monto aprobado en Bs	5.686.861,84	15.679.496,07	7.248.222,23	37.391.119,54
Distribucion en AT	BOLIVOS DE ESTACIONES	-	261.036,11	-	261.036,11
Distribucion en BT	ACOMETIDAS Y ACCESORIOS	655.741,37	593.761,62	3.822,81	3.143.146,26
Distribucion en BT	CONDUCTORES ABRES Y ACCESORIOS	286.728,36	527.151,53	327.966,86	1.809.455,62
Distribucion en BT	EQUIPOS DE ESTACIONES	-	68.573,63	-	68.573,63
Distribucion en BT	MEDIDORES	360.835,27	637.978,83	14.920,09	1.734.468,65
Distribucion en BT	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	963.327,37	1.648.058,45	1.630.738,79	6.034.408,29
Distribucion en BT	TRANSFORMADORES DE LINEA	154.868,37	952.349,54	203.423,34	1.982.161,31
Distribucion en BT	ACOMETIDAS Y ACCESORIOS	220.259,71	-	-	762.814,57
Distribucion en MT	CONDUCTORES ABRES Y ACCESORIOS	234.655,39	3.417.504,69	528.393,96	4.260.184,72
Distribucion en MT	CONDUCTORES SUBTERRANEOS	30.219,85	-	-	36.983,62
Distribucion en MT	EQUIPOS DE ESTACIONES	15.403,07	2.392.224,13	414.450,69	2.831.655,98
Distribucion en MT	MEDIDORES	144.265,20	-	297.715,24	441.981,44
Distribucion en MT	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	972.181,79	3.021.621,73	1.747.239,17	6.336.947,01
Distribucion en MT	TRANSFORMADORES DE LINEA	804.296,76	76.297,23	769.797,93	2.559.119,52
Propiedad General	EDIFICIOS ESTRUCTURAS Y MEJORAS	173.138,67	201.918,21	-	441.743,83
Propiedad General	EQUIPO DE ALMACENES	-	-	10.248,68	10.248,68
Propiedad General	EQUIPO DE COMUNICACIONES	124.852,73	92.197,98	293.953,01	602.724,22
Propiedad General	EQUIPO DE TRANSPORTES	-	-	-	234.256,56
Propiedad General	EQUIPO DE LABORATORIO	12.196,63	-	-	12.196,63
Propiedad General	EQUIPOS DE COMPUTACION	308.029,42	222.057,40	93.581,59	956.377,83
Propiedad General	FERRAMIENTAS, EQ. TALLER Y GARAJES	46.574,34	196.864,81	258.584,33	557.184,83
Propiedad General	MOBILIARIO Y EQUIPOS DE OFICINA	130.916,22	118.834,61	16.451,50	295.389,43
Propiedad General	OTROS EQUIPOS GENERALES	6.422,83	1.251.695,69	-	1.262.554,71
Propiedad General	SOFTWARE	-	9.513,40	4.399,08	74.151,01
<b>TOTALES</b>		<b>5.686.861,84</b>	<b>15.679.496,09</b>	<b>7.248.222,25</b>	<b>37.391.119,60</b>

Fuente: Resolución AE N° 849/2018 de 12 de noviembre de 2018

Como se observa en el cuadro anterior; las inversiones reconocidas para el Sistema Central alcanzan un monto de Bs.37.391.119,60 (Treinta y Siete millones trescientos noventa y un mil ciento diecinueve 60/100 Bolivianos).

### SISTEMA EL PUENTE

La AE emitió la Resolución AE N° 705/2018 de 21 de septiembre de 2018, respecto al Cumplimiento de Compromisos de Inversión de SETAR Sistema El Puente para el periodo 2015-2017.

A continuación se presenta el cuadro de Inversiones reconocidas para el Sistema El Puente de SETAR:

**Cuadro N° 15.**

ACTIVIDAD	CUENTA SUC	INVERSIONES APROBADAS POR EL REGULADOR			TOTALES
		2015	2016	2017	
	Monto aprobado en USD	3.417	1.762	18.469	32.241
	Monto aprobado en Bs	23.783	12.264	128.543	224.399
Distribucion en MT	CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	-	-	10.317	23.637
Distribucion en MT	EQUIPOS DE ESTACIONES	-	1.933	-	1.933
Distribucion en MT	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	-	-	79.616	111.652
Distribucion en BT	CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	-	-	-	322
Distribucion en BT	MEDIDORES	-	7.844	-	7.844
Distribucion en BT	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	23.783	-	37.093	60.876
Distribucion en BT	TRANSFORMADORES DE LINEA	-	1.589	1.517	3.106
Propiedad Geeneral	EQUIPO DE COMUNICACIONES	-	-	-	14.132
Propiedad Geeneral	HERRAMIENTAS, EQ. TALLER Y GARAJES	-	897	-	897
	<b>TOTALES</b>	<b>23.783</b>	<b>12.264</b>	<b>128.543</b>	<b>224.399</b>

Fuente: Resolución AE N° 705/2018 de 21 de septiembre de 2018

Como se observa en el cuadro anterior; las inversiones reconocidas para el Sistema El Puente alcanzan un monto de Bs.224.399 (Doscientos veinticuatro mil trescientos noventa y nueve 00/100 Bolivianos).

### SISTEMA ENTRE RÍOS

La AE emitió la Resolución AE N° 704/2018 de 21 de septiembre de 2018, respecto al Cumplimiento de Compromisos de Inversión de SETAR Sistema Entre Ríos para el periodo 2015-2017.

Esta Resolución fue recurrida por SETAR mediante memorial con Registro N° 13906 de 10 de octubre de 2018.

Mediante Resolución AE N° 838/2018 de 07 de noviembre de 2018, se estableció el Cumplimiento de Compromisos de Inversión del Sistema Entre Ríos de SETAR.

A continuación se presenta el cuadro de Inversiones reconocidas para el Sistema Entre Ríos de SETAR:



Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad  
LUZ PARA TODOS

RESOLUCIÓN AE N° 862/2018  
TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-0-DPT  
CIAE N° 0037-0010-0003-0012  
N° 0037-0010-0003-0014  
N° 0037-0010-0003-0013  
N° 0037-0010-0004-0011  
N° 0037-0005-0004-0005  
N° 0037-0005-0003-0015  
La Paz, 16 de noviembre de 2018

Cuadro N° 16.

ACTIVIDAD	CUENTA SUC	INVERSIONES APROBADAS POR EL REGULADOR			
		2015	2016	2017	TOTALES
		Monto aprobado en USD	4.201	28.003	29.581
	Monto aprobado en Bs	29.240	194.904	205.881	456.142
Distribucion en BT	ACOMETIDAS y ACCESORIOS	4.134	8.569	13.158	33.756
Distribucion en BT	CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	3.661	35.528	64.298	103.487
Distribucion en BT	MEDIDORES	6.235	21.663	23.974	63.197
Distribucion en BT	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	6.166	74.698	75.893	159.490
Distribucion en BT	TRANSFORMADORES DE LINEA	4.491	32.880	13.098	50.469
Propiedad General	EQUIPO DE COMUNICACIONES	-	13.940	3.142	17.082
Propiedad General	EQUIPOS DE COMPUTACION	1.590	-	-	5.752
Propiedad General	HERRAMIENTAS, EQ. TALLER Y GARAJES	-	4.380	-	4.380
Propiedad General	MOBILIARIO Y EQUIPOS DE OFICINA	2.964	3.246	-	6.210
Propiedad General	EDIFICIOS, ESTRUCTURAS Y MEJORAS	-	-	12.319	12.319
	<b>TOTALES</b>	<b>29.240</b>	<b>194.904</b>	<b>205.881</b>	<b>456.141,78</b>

Fuente: Resolución AE N° 838/2018 de 07 de noviembre de 2018

Como se observa en el cuadro anterior; las inversiones reconocidas para el Sistema Entre Ríos alcanzan un monto de Bs.456.141 (Cuatrocientos cincuenta y seis mil ciento cuarenta y un 00/100 Bolivianos).

### SISTEMA BERMEJO

La AE emitió la Resolución AE N° 703/2018 de 21 de septiembre de 2018, respecto al Cumplimiento de Compromisos de Inversión de SETAR Sistema Bermejo para el periodo 2015-2017.

Esta Resolución fue recurrida por SETAR mediante memorial con Registro N° 13902 de 10 de octubre de 2018.

La AE mediante Auto N° 1914/2018 de 25 de octubre de 2018, abrió Término de Prueba de diez (10) días hábiles, mismo que concluye el 12 de noviembre de 2018.

Mediante Resolución AE N° 850/2018 de 12 de noviembre de 2018, se estableció el Cumplimiento de Compromisos de Inversión del Sistema Bermejo de SETAR.

A continuación se presenta el cuadro de Inversiones reconocidas para el Sistema Bermejo de SETAR:



**Cuadro N° 17.**

ACTIVIDAD	CUENTA SUC	INVERSIONES APROBADAS POR EL REGULADOR			TOTALES
		2015	2016	2017	
		Monto aprobado en USD			
	Monto aprobado en Bs	537.636	412.221	227.187	3.419.215
Distribucion en MT	CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	49.940	23.752	16.834	477.557
Distribucion en MT	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	13.076	-	2.805	38.217
Distribucion en BT	ACOMETIDAS Y ACCESORIOS	96.558	52.826	43.483	658.000
Distribucion en BT	CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	125.255	121.281	3.899	250.436
Distribucion en BT	MEDIDORES	80.923	66.999	54.293	661.090
Distribucion en BT	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	21.307	27.489	2.457	69.676
Propiedad General	EQUIPO DE COMUNICACIONES	484	-	25.165	73.935
Propiedad General	EQUIPO DE TRANSPORTE				137.075
Propiedad General	EQUIPOS DE COMPUTACION	75.808	24.402	8.440	293.887
Propiedad General	HERRAMIENTAS, EQ. TALLER Y GARAJES	32.149	93.540	33.320	552.675
Propiedad General	MOBILIARIO Y EQUIPOS DE OFICINA	42.135	1.932	36.492	124.718
Propiedad General	SOFTWARE				48.479
Propiedad General	EDIFICIOS, ESTRUCTURAS Y MEJORAS				33.471
	<b>TOTALES</b>	<b>537.636</b>	<b>412.221</b>	<b>227.187</b>	<b>3.419.215</b>

Fuente: Resolución AE N° 850/2018 de 12 de noviembre de 2018

Como se observa en el cuadro anterior; las inversiones reconocidas para el Sistema Bermejo alcanzan un monto de Bs.3.419.215 (Tres millones cuatrocientos diecinueve mil doscientos quince 00/100 Bolivianos).

### SISTEMA VILLA MONTES

La AE emitió la Resolución AE N° 694/2018 de 17 de septiembre de 2018, respecto al Cumplimiento de Compromisos de Inversión de SETAR Sistema Villa Montes para el periodo 2015-2017.

Esta Resolución fue recurrida por SETAR mediante memorial con Registro N° 13842 de 09 de octubre de 2018.

La AE mediante Auto N° 1886/2018 de 19 de octubre de 2018, aperturó Término de Prueba de diez (10) días hábiles, mismo que concluye el 06 de noviembre de 2018.

Mediante Resolución AE N° 851/2018 de 12 de noviembre de 2018, se estableció el Cumplimiento de Compromisos de Inversión del Sistema Villa Montes de SETAR.

A continuación se presenta el cuadro de Inversiones reconocidas para el Sistema Villa Montes de SETAR:

**Cuadro N° 18.**

ACTIVIDAD	CUENTA SUC	INVERSIONES APROBADAS POR EL REGULADOR			TOTALES
		2015	2016	2017	
		Monto aprobado en USD	587.733	427.974	
	Monto aprobado en Bs	4.090.619	2.978.696	3.804.753	12.386.046
Distribucion en AT	EQUIPOS DE ESTACIONES	-	1.257.775	-	1.257.775
Distribucion en BT	ACOMETIDAS Y ACCESORIOS	341.629	42.233	436.793	1.084.573
Distribucion en BT	CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	936.949	51.881	920.665	2.212.025
Distribucion en BT	EQUIPOS DE ESTACIONES	-	51.072	-	51.072
Distribucion en BT	MEDIDORES	108.601	16.745	178.432	508.941
Distribucion en BT	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	656.465	38.347	731.066	1.591.479
Distribucion en BT	SOFTWARE	13.637	-	-	26.411
Distribucion en BT	TRANSFORMADORES DE LINEA	274.172	4.908	148.437	559.045
Distribucion en BT	OTROS EQUIPOS GENERALES	-	-	1.287	1.287
Distribucion en MT	CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	620.546	6.649	257.500	959.330
Distribucion en MT	EQUIPOS DE ESTACIONES	44.437	1.349.544	229.104	1.728.794
Distribucion en MT	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	263.244	3.783	633.089	951.193
Distribucion en MT	TRANSFORMADORES DE LINEA	78.645	-	187.193	265.838
Propiedad General	EQUIPO DE COMUNICACIONES	3.357	6.279	-	46.760
Propiedad General	EQUIPO DE TRANSPORTE	605.514	6.675	-	612.189
Propiedad General	EQUIPOS DE COMPUTACION	22.173	6.394	51.458	131.225
Propiedad General	HERRAMIENTAS, EQ. TALLER Y GARAJES	100.161	94.448	7.092	291.718
Propiedad General	MOBILIARIO Y EQUIPOS DE OFICINA	21.090	41.965	22.637	106.391
	<b>TOTALES</b>	<b>4.090.619</b>	<b>2.978.696</b>	<b>3.804.753</b>	<b>12.386.046</b>

Fuente: Resolución AE N° 851/2018 de 12 de noviembre de 2018

Como se observa en el cuadro anterior, las inversiones reconocidas para el Sistema Villa Montes alcanzan un monto de Bs.12.386.046 (Doce millones trescientos ochenta y seis mil cuarenta y seis 00/100 Bolivianos).

### SISTEMA YACUIBA

La AE emitió la Resolución AE N° 693/2018 de 17 de septiembre de 2018, respecto al Cumplimiento de Compromisos de Inversión de SETAR Sistema Yacuiba para el periodo 2015-2017.

Esta Resolución fue recurrida por SETAR mediante memorial con Registro N° 13810 de 09 de octubre de 2018.

Mediante Resolución AE N° 839/2018 de 07 de noviembre de 2018, se estableció el Cumplimiento de Compromisos de Inversión del Sistema Yacuiba de SETAR.

A continuación se presenta el cuadro de Inversiones reconocidas para el Sistema Yacuiba de SETAR:

**Cuadro N° 19.**

ACTIVIDAD	CUENTA SUC	INVERSIONES APROBADAS POR EL REGULADOR			TOTALES
		2015	2016	2017	
		Monto aprobado en USD			
	Monto aprobado en USD	361.662	412.755	238.048	1.640.795
	Monto aprobado en Bs	2.517.170	2.872.773	1.656.813	11.419.932
Distribucion en AT	CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	-	11.735	-	11.735
Distribucion en AT	EQUIPOS DE ESTACIONES	-	1.248.635	-	1.248.635
Distribucion en AT	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	-	242.308	-	242.308
Distribucion en AT	TRANSFORMADORES DE LINEA	-	785.058	-	785.058
Distribucion en MT	CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	90.683	31.078	140.379	766.658
Distribucion en MT	EQUIPOS DE ESTACIONES	-	46.132	-	166.383
Distribucion en MT	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	148.735	20.982	145.948	593.326
Distribucion en MT	TRANSFORMADORES DE LINEA	-	-	-	576.568
Distribucion en BT	ACOMETIDAS Y ACCESORIOS	160.877	43.532	161.072	748.627
Distribucion en BT	CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	164.862	150.892	291.043	1.422.073
Distribucion en BT	MEDIDORES	157.722	47.572	163.972	881.906
Distribucion en BT	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	317.406	102.875	457.135	1.383.761
Distribucion en BT	TRANSFORMADORES DE LINEA	258.690	30.279	36.543	353.389
Propiedad General	EDIFICIOS, ESTRUCTURAS Y MEJORAS	-	4.185	-	4.185
Propiedad General	EQUIPO DE COMUNICACIONES	42.467	3.376	24.294	74.465
Propiedad General	EQUIPO DE TRANSPORTE	-	-	-	546.956
Propiedad General	EQUIPOS DE COMPUTACION	331.399	60.289	141.266	556.106
Propiedad General	HERRAMIENTAS, EQ. TALLER Y GARAJES	692.679	22.334	55.383	820.022
Propiedad General	MOBILIARIO Y EQUIPOS DE OFICINA	144.735	21.510	39.777	221.131
Propiedad General	SOFTWARE	6.915	-	-	16.643
	<b>TOTALES</b>	<b>2.517.170</b>	<b>2.872.773</b>	<b>1.656.813</b>	<b>11.419.932</b>

Fuente: Resolución AE N° 839/2018 de 07 de noviembre de 2018

Como se observa en el cuadro anterior; las inversiones reconocidas para el Sistema Yacuiba alcanzan un monto de Bs.11.419.932 (Once millones cuatrocientos diecinueve mil novecientos treinta y dos 00/100 Bolivianos).

Mediante Resolución AE N° 806/2018 de 29 de octubre de 2018 se aprobó el Programa de Inversiones de la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), para el periodo tarifario 2019 – 2022, que alcanza al valor de Bs.71.024.616,48 (Setenta y Un millones veinticuatro mil seiscientos dieciséis 48/100 Bolivianos).



**Cuadro N° 20.**

SETAR Sistema	Aprobado	MONTO ANUAL DE INVERSIÓN (Bs)				Monto Total Inversión (Bs)
		2019	2020	2021	2022	
Central Tarija	Aprobado	8.962.227,80	10.965.150,87	9.287.333,09	7.708.744,36	36.923.456,12
Villa Montes	Aprobado	1.921.873,70	1.775.457,30	2.347.537,37	2.010.834,38	8.055.702,74
Bermejo	Aprobado	1.636.993,79	1.502.171,43	1.248.945,28	299.475,24	4.687.585,75
Yacuiba	Aprobado	5.514.252,09	4.110.362,27	4.463.365,80	4.559.603,40	18.647.583,55
Entre Ríos	Aprobado	313.434,72	695.842,66	422.962,84	358.272,59	1.790.512,81
El Puente	Aprobado	581.844,84	98.090,95	146.623,86	93.215,86	919.775,51
<b>Total Bs</b>	<b>Aprobado</b>	<b>18.930.626,94</b>	<b>19.147.075,47</b>	<b>17.916.768,25</b>	<b>15.030.145,82</b>	<b>71.024.616,48</b>

Fuente: Resolución AE N° 806/2018 de 29 de octubre de 2018

### **3.6. Costos**

Mediante nota GER.GRAL. 522-07-2018 recepcionada con Registro N° 9992 de 31 de julio de 2018, SETAR presentó el Estudio Tarifario 2018 – 2022 el cual incluía todo el análisis referido a Costos del Estudio Tarifario.

#### **3.6.1. 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 SETAR, los mismos que fueron clasificados como Compras de Energía, Costos Operativos que incluyen los Costos de Consumidores Costos de Mantenimiento, Costos de Operación y Costos Administrativos y Generales, excluyendo los costos no afectos a la concesión y aquellos costos que fueron recalculados en el modelo tarifario.

En relación a los costos eficientes, la AE realizó una validación individual de cada uno de los movimientos registrados en la base de datos de cada Sistema de SETAR, comparando el concepto del costo en la base de datos con los conceptos de "Costos No Reconocidos" del artículo 46 del Reglamento de Precios y Tarifas. De la misma forma verificó la aplicación de los artículos 45, 46 y 47 del Reglamento de Precios y Tarifas vigente sobre cada uno de los conceptos revisados.

Mediante nota AE-2232-DPT 390/2018 de 04 de septiembre de 2018, se remitió las observaciones preliminares al Estudio Tarifario de SETAR para el periodo 2018 – 2022, incluidas las observaciones a los Costos Operativos.

Mediante nota GER.GRAL. 726-10-18 recepcionada con Registro N° 14284 de 17 de octubre de 2018, SETAR presentó el Informe Final Corregido del Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2018 - 2022 incluyendo las correcciones a los Costos Operativos efectuados por la AE.

Asimismo, la AE procedió a realizar algunos ajustes a los Costos Operativos por Sistema, los cuales consideró recurrentes a los observados mediante nota AE-2232-DPT 390/2018 de 04 de septiembre de 2018.

Los costos históricos se actualizan utilizando el indicador inflacionario IPC (Índice de Precios al Consumidor) obteniéndose los siguientes costos actualizados por sistema:

**Cuadro N° 21.**  
**Costos Históricos SETAR - Sistema Central Tarija**

**COSTOS OPERATIVOS (A Precios del 2017)**

Concepto	2015	2016	2017	Promedio 2015-2017
Costos de Operación y Mantenimiento	17.539.089	19.134.376	17.965.281	18.212.915
Gastos Administrativos	9.649.256	11.337.946	10.685.366	10.557.523
Gastos de Consumidores	14.845.447	15.142.512	14.746.839	14.911.599
<b>Totales</b>	<b>42.033.791</b>	<b>45.614.834</b>	<b>43.397.487</b>	<b>43.682.037</b>

**OTROS COSTOS OPERATIVOS (A Precios del 2017)**

Concepto	2015	2016	2017	Promedio 2015-2017
Pagos al CNDG	86.394	329.627	342.151	252.724
Otros Costos	-	-	-	-
Conexiones y Reconexiones	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>86.394</b>	<b>329.627</b>	<b>342.151</b>	<b>252.724</b>

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 22.**  
**Costos Históricos SETAR - Sistema El Puente**

**COSTOS OPERATIVOS (A Precios del 2017)**

Concepto	2015	2016	2017	Promedio 2015-2017
Costos de Operación y Mantenimiento	382.225	375.331	354.051	370.535
Gastos Administrativos	221.754	217.755	205.409	214.973
Gastos de Consumidores	312.805	307.163	289.748	303.238
<b>Totales</b>	<b>916.784</b>	<b>900.248</b>	<b>849.207</b>	<b>888.746</b>

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 23.**  
**Costos Históricos SETAR - Sistema Entre Ríos**

**COSTOS OPERATIVOS (A Precios del 2017)**

Concepto	2015	2016	2017	Promedio 2015-2017
Costos de Operación y Mantenimiento	867.737	909.687	882.261	886.561
Gastos Administrativos	798.357	1.050.048	638.115	828.840
Gastos de Consumidores	757.658	759.801	916.517	811.326
<b>Totales</b>	<b>2.423.752</b>	<b>2.719.536</b>	<b>2.436.893</b>	<b>2.526.727</b>

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 24.**  
**Costos Históricos SETAR - Sistema Bermejo**

**COSTOS OPERATIVOS (A Precios del 2017)**

Concepto	2015	2016	2017	Promedio 2015-2017
Costos de Operación y Mantenimiento	3.311.553	3.221.319	2.708.879	3.080.584
Gastos Administrativos	2.471.329	2.618.250	2.420.642	2.503.407
Gastos de Consumidores	2.298.786	2.326.965	2.413.623	2.346.458
<b>Totales</b>	<b>8.081.668</b>	<b>8.166.534</b>	<b>7.543.143</b>	<b>7.930.448</b>

Fuente: Elaboración propia



Handwritten signatures and initials on the left margin.



Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad  
L U Z . P A R A . T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 862/2018  
TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-DPT  
CIAE N° 0037-0010-0003-0012  
N° 0037-0010-0003-0014  
N° 0037-0010-0003-0013  
N° 0037-0010-0004-0011  
N° 0037-0005-0004-0005  
N° 0037-0005-0003-0015  
La Paz, 16 de noviembre de 2018

Cuadro N° 25.  
Costos Históricos SETAR - Sistema Villa Montes

COSTOS OPERATIVOS (A Precios del 2017)

Concepto	2015	2016	2017	Promedio 2015-2017
Costos de Operación y Mantenimiento	3.467.121	4.399.854	4.162.552	4.009.842
Gastos Administrativos	2.786.091	2.804.213	2.641.155	2.743.820
Gastos de Consumidores	2.467.205	3.113.899	2.794.972	2.792.025
<b>Totales</b>	<b>8.720.416</b>	<b>10.317.966</b>	<b>9.598.679</b>	<b>9.545.687</b>

OTROS COSTOS OPERATIVOS (A Precios del 2017)

Concepto	2015	2016	2017	Promedio 2015-2017
Pagos al CNDC	66.588	69.000	66.134	67.241
Otros Costos	-	-	-	-
Conexiones y Reconexiones	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>66.588</b>	<b>69.000</b>	<b>66.134</b>	<b>67.241</b>

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 26.  
Costos Históricos SETAR - Sistema Yacuiba

COSTOS OPERATIVOS (A Precios del 2017)

Concepto	2015	2016	2017	Promedio 2015-2017
Costos de Operación y Mantenimiento	6.421.119	9.278.936	9.137.575	8.279.210
Gastos Administrativos	5.265.104	5.612.252	5.187.057	5.354.804
Gastos de Consumidores	6.630.031	6.611.532	6.349.367	6.530.310
<b>Totales</b>	<b>18.316.255</b>	<b>21.502.720</b>	<b>20.673.999</b>	<b>20.164.325</b>

OTROS COSTOS OPERATIVOS (A Precios del 2017)

Concepto	2015	2016	2017	Promedio 2015-2017
Pagos al CNDC	54.899	132.533	139.981	109.138
Otros Costos	-	-	-	-
Conexiones y Reconexiones	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>54.899</b>	<b>132.533</b>	<b>139.981</b>	<b>109.138</b>

Fuente: Elaboración propia

Los costos del período 2018-2022 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 se muestran a continuación:



**Cuadro N° 27.**  
**Parámetros de proyección según metodología PEG - Sistema Central Tarija**

**SISTEMA CENTRAL TARIJA**

PARAMETRO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Longitud de Líneas (km)</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	1.896	2.162	2.362	2.484	2.602	2.720	2.842	2.957
BAJA TENSION	1.697	2.028	2.206	2.332	2.432	2.533	2.635	2.737
<b>TOTAL</b>	<b>3.593</b>	<b>4.190</b>	<b>4.568</b>	<b>4.815</b>	<b>5.034</b>	<b>5.253</b>	<b>5.477</b>	<b>5.694</b>
<b>Potencia Máxima (kW) (del consumo)</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
BAJA TENSION	28.076	27.309	28.049	29.687	30.729	31.780	32.841	33.912
<b>TOTAL</b>	<b>28.076</b>	<b>27.309</b>	<b>28.049</b>	<b>29.687</b>	<b>30.729</b>	<b>31.780</b>	<b>32.841</b>	<b>33.912</b>
<b>No. de Consumidores a diciembre</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
BAJA TENSION	68.041	71.998	76.524	78.844	81.158	83.462	85.757	88.040
<b>TOTAL</b>	<b>68.041</b>	<b>71.998</b>	<b>76.524</b>	<b>78.844</b>	<b>81.158</b>	<b>83.462</b>	<b>85.757</b>	<b>88.040</b>
Consumidores Residenciales (PD BT)	61.745	65.332	69.328	71.213	73.091	74.961	76.821	78.668

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 28.**  
**Parámetros de proyección según metodología PEG - Sistema El Puente**

**SISTEMA EL PUENTE**

PARAMETRO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Longitud de Líneas (km)</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	68	68	68	68	68	68	68	68
BAJA TENSION	56	56	56	56	56	56	56	56
<b>TOTAL</b>	<b>123</b>	<b>123</b>	<b>123</b>	<b>124</b>	<b>124</b>	<b>124</b>	<b>124</b>	<b>124</b>
<b>Potencia Máxima (kW) (del consumo)</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
BAJA TENSION	222	245	270	283	290	296	303	310
<b>TOTAL</b>	<b>222</b>	<b>245</b>	<b>270</b>	<b>283</b>	<b>290</b>	<b>296</b>	<b>303</b>	<b>310</b>
<b>No. de Consumidores a diciembre</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
BAJA TENSION	963	991	1.034	1.064	1.094	1.123	1.153	1.182
<b>TOTAL</b>	<b>963</b>	<b>991</b>	<b>1.034</b>	<b>1.064</b>	<b>1.094</b>	<b>1.123</b>	<b>1.153</b>	<b>1.182</b>
Consumidores Residenciales (PD BT)	889	917	961	987	1.013	1.039	1.065	1.090

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 29.**  
**Parámetros de proyección según metodología PEG - Sistema Entre Ríos**

**SISTEMA ENTRE RÍOS**

PARAMETRO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Longitud de Líneas (km)</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	679	727	728	730	730	730	730	731
BAJA TENSION	438	310	312	315	316	316	317	318
<b>TOTAL</b>	<b>1.116</b>	<b>1.037</b>	<b>1.041</b>	<b>1.044</b>	<b>1.045</b>	<b>1.047</b>	<b>1.048</b>	<b>1.049</b>
<b>Potencia Máxima (kW) (del consumo)</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
BAJA TENSION	945	1.058	1.236	1.297	1.343	1.387	1.429	1.468
<b>TOTAL</b>	<b>945</b>	<b>1.058</b>	<b>1.236</b>	<b>1.297</b>	<b>1.343</b>	<b>1.387</b>	<b>1.429</b>	<b>1.468</b>
<b>No. de Consumidores a diciembre</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
BAJA TENSION	4.720	4.996	5.087	5.236	5.373	5.500	5.618	5.727
<b>TOTAL</b>	<b>4.720</b>	<b>4.996</b>	<b>5.087</b>	<b>5.236</b>	<b>5.373</b>	<b>5.500</b>	<b>5.618</b>	<b>5.727</b>
Consumidores Residenciales (PD BT)	4.250	4.488	4.562	4.697	4.823	4.941	5.051	5.154

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 30.**  
**Parámetros de proyección según metodología PEG - Sistema Bermejo**

**SISTEMA BERMEJO**

PARAMETRO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Longitud de Líneas (km)</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	270	275	302	315	326	343	354	366
BAJA TENSION	239	244	265	276	285	294	303	313
<b>TOTAL</b>	<b>508</b>	<b>519</b>	<b>567</b>	<b>591</b>	<b>611</b>	<b>637</b>	<b>658</b>	<b>678</b>
<b>Potencia Máxima (kW) (del consumo)</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
BAJA TENSION	4.204	4.661	4.673	4.975	5.233	5.489	5.751	6.011
<b>TOTAL</b>	<b>4.204</b>	<b>4.661</b>	<b>4.673</b>	<b>4.975</b>	<b>5.233</b>	<b>5.489</b>	<b>5.751</b>	<b>6.011</b>
<b>No. de Consumidores a diciembre</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
BAJA TENSION	11.261	11.717	12.254	12.676	13.095	13.507	13.918	14.324
<b>TOTAL</b>	<b>11.261</b>	<b>11.717</b>	<b>12.254</b>	<b>12.676</b>	<b>13.095</b>	<b>13.507</b>	<b>13.918</b>	<b>14.324</b>
Consumidores Residenciales (PD BT)	8.575	8.909	9.190	9.378	9.561	9.738	9.913	10.084

Fuente: Elaboración propia



**Cuadro N° 31.**  
**Parámetros de proyección según metodología PEG - Sistema Villa Montes**

**SISTEMA VILLA MONTES**

PARAMETRO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Longitud de Líneas (km)</b>								
ALTA TENSION	50	50	50	50	50	50	50	50
MEDIA TENSION	773	778	939	1.010	1.080	1.151	1.221	1.292
BAJA TENSION	336	348	400	432	448	463	480	497
<b>TOTAL</b>	<b>1.159</b>	<b>1.176</b>	<b>1.389</b>	<b>1.491</b>	<b>1.578</b>	<b>1.664</b>	<b>1.752</b>	<b>1.839</b>
<b>Potencia Máxima (kW) (del consumo)</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
BAJA TENSION	5.519	5.903	5.875	6.125	6.345	6.562	6.776	6.987
<b>TOTAL</b>	<b>5.519</b>	<b>5.903</b>	<b>5.875</b>	<b>6.125</b>	<b>6.345</b>	<b>6.562</b>	<b>6.776</b>	<b>6.987</b>
<b>No. de Consumidores a diciembre</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
BAJA TENSION	12.209	13.495	14.194	14.684	15.164	15.637	16.095	16.542
<b>TOTAL</b>	<b>12.209</b>	<b>13.495</b>	<b>14.194</b>	<b>14.684</b>	<b>15.164</b>	<b>15.637</b>	<b>16.095</b>	<b>16.542</b>
Consumidores Residenciales (PD BT)	10.576	11.561	12.142	12.553	12.948	13.336	13.710	14.074

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 32.**  
**Parámetros de proyección según metodología PEG - Sistema Yacuiba**

**SISTEMA YACUIBA**

PARAMETRO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Longitud de Líneas (km)</b>								
ALTA TENSION	34	34	34	34	34	34	34	34
MEDIA TENSION	956	961	963	964	968	973	982	993
BAJA TENSION	1.096	1.106	1.127	1.148	1.160	1.172	1.185	1.198
<b>TOTAL</b>	<b>2.087</b>	<b>2.102</b>	<b>2.124</b>	<b>2.146</b>	<b>2.162</b>	<b>2.179</b>	<b>2.202</b>	<b>2.226</b>
<b>Potencia Máxima (kW) (del consumo)</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
BAJA TENSION	12.260	12.088	12.690	13.298	13.761	14.030	14.436	14.699
<b>TOTAL</b>	<b>12.260</b>	<b>12.088</b>	<b>12.690</b>	<b>13.298</b>	<b>13.761</b>	<b>14.030</b>	<b>14.436</b>	<b>14.699</b>
<b>No. de Consumidores a diciembre</b>								
ALTA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIA TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0
BAJA TENSION	26.157	27.005	28.316	28.837	29.329	29.798	30.244	30.670
<b>TOTAL</b>	<b>26.157</b>	<b>27.005</b>	<b>28.316</b>	<b>28.837</b>	<b>29.329</b>	<b>29.798</b>	<b>30.244</b>	<b>30.670</b>
Consumidores Residenciales (PD BT)	22.191	23.086	24.021	24.339	24.636	24.914	25.173	25.415

Fuente: Elaboración propia

Considerando las tablas anteriores y la metodología aplicada se obtienen los siguientes valores de costos:

**Cuadro N° 33.**

**Costos Operativos Totales 2017 – 2022 (A precios del 2017, en Bolivianos)**

**SISTEMA CENTRAL TARIJA**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos de Operación y Mantenimiento	18.307.433	20.362.661	21.152.400	21.944.586	22.750.098	23.549.177
Gastos Administrativos	10.685.366	11.269.485	11.665.034	12.064.053	12.466.997	12.873.610
Gastos de Consumidores	14.746.839	16.071.870	16.572.364	17.070.932	17.569.177	18.063.542
<b>Totales</b>	<b>43.739.638</b>	<b>47.704.016</b>	<b>49.389.797</b>	<b>51.079.572</b>	<b>52.786.272</b>	<b>54.486.330</b>

**SISTEMA EL PUENTE**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos de Operación y Mantenimiento	354.051	406.627	412.844	418.940	425.149	431.228
Gastos Administrativos	205.409	248.100	253.788	259.515	265.274	271.067
Gastos de Consumidores	289.748	318.272	326.670	335.004	343.309	351.536
<b>Totales</b>	<b>849.207</b>	<b>972.999</b>	<b>993.302</b>	<b>1.013.459</b>	<b>1.033.731</b>	<b>1.053.830</b>

**SISTEMA ENTRE RÍOS**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos de Operación y Mantenimiento	882.261	991.058	1.013.993	1.035.536	1.055.799	1.075.101
Gastos Administrativos	638.115	996.056	1.031.479	1.065.053	1.096.872	1.127.386
Gastos de Consumidores	916.517	834.739	857.015	877.537	896.584	914.238
<b>Totales</b>	<b>2.436.893</b>	<b>2.821.853</b>	<b>2.902.487</b>	<b>2.978.127</b>	<b>3.049.255</b>	<b>3.116.724</b>

**SISTEMA BERMEJO**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos de Operación y Mantenimiento	2.708.879	3.406.362	3.561.108	3.728.460	3.885.059	4.041.698
Gastos Administrativos	2.420.642	2.759.995	2.902.878	3.044.800	3.190.400	3.334.678
Gastos de Consumidores	2.413.623	2.508.654	2.593.439	2.679.245	2.762.130	2.844.558
<b>Totales</b>	<b>7.543.143</b>	<b>8.675.011</b>	<b>9.057.425</b>	<b>9.452.505</b>	<b>9.837.590</b>	<b>10.220.934</b>

**SISTEMA VILLA MONTES**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos de Operación y Mantenimiento	4.228.686	4.516.632	4.711.664	4.903.865	5.095.898	5.285.611
Gastos Administrativos	2.641.155	2.914.944	3.019.671	3.123.011	3.224.883	3.325.268
Gastos de Consumidores	2.794.972	3.037.170	3.146.620	3.253.300	3.358.182	3.460.237
<b>Totales</b>	<b>9.664.813</b>	<b>10.468.746</b>	<b>10.877.956</b>	<b>11.280.175</b>	<b>11.678.963</b>	<b>12.071.116</b>

**SISTEMA YACUIBA**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos de Operación y Mantenimiento	9.277.556	8.886.018	9.104.902	9.242.650	9.445.497	9.590.595
Gastos Administrativos	5.187.057	5.767.526	5.968.419	6.085.333	6.261.414	6.375.521
Gastos de Consumidores	6.349.367	6.863.441	6.979.715	7.090.810	7.198.303	7.301.292
<b>Totales</b>	<b>20.813.980</b>	<b>21.516.986</b>	<b>22.053.037</b>	<b>22.418.792</b>	<b>22.905.214</b>	<b>23.267.407</b>

**TOTAL SETAR**

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos de Operación y Mantenimiento	35.758.865	38.569.359	39.956.912	41.274.038	42.657.499	43.973.410
Gastos Administrativos	21.777.744	23.956.105	24.841.269	25.641.765	26.505.841	27.307.529
Gastos de Consumidores	27.511.066	29.634.146	30.475.823	31.306.828	32.127.684	32.935.403
<b>Totales</b>	<b>85.047.674</b>	<b>92.159.610</b>	<b>95.274.004</b>	<b>98.222.631</b>	<b>101.291.024</b>	<b>104.216.341</b>

Fuente: Elaboración propia

### 3.6.2. Costos de Compra

La determinación de los costos de compra se realizó mediante la aplicación de precios de energía, potencia y peaje a los retiros proyectados de energía y potencia para el periodo 2018-2022.

Los costos de Compra de Electricidad para los Sistemas Central Tarija, Yacuiba y Villa Montes, que forman parte del SIN fueron determinados aplicando a las cantidades proyectadas de energía y potencia, requeridas en los nodos de suministro, los valores, los precios de nodo vigentes en el mes de diciembre de 2017, sin factores de estabilización.

Para los Sistemas Bermejo y Entre Ríos que cuentan con generación propia se asumieron como precios referenciales los precios medios de nodo de energía y potencia del suministro a los sistemas que forman parte del SIN; para el sistema El Puente se aplicaron los precios de suministro de la Empresa Nacional de Electricidad Sistema Camargo (Los Cintis), correspondientes al mes de diciembre de 2017.

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

**Cuadro N° 34.**  
**Importes por Compra de Energía, Potencia de Punta y Peajes Bs s/IVA SETAR**

SISTEMA CENTRAL TARIJA						
Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Importe por Energía	24.496.525	22.838.439	23.640.047	24.448.690	25.265.284	26.089.317
Importe por Potencia	32.543.493	30.340.734	31.405.667	32.479.944	33.564.785	34.659.507
Importe por Peaje	18.812.548	17.539.190	18.154.800	18.775.812	19.402.930	20.035.761
<b>Importe sin IVA</b>	<b>75.852.565</b>	<b>70.718.363</b>	<b>73.200.515</b>	<b>75.704.446</b>	<b>78.233.000</b>	<b>80.784.585</b>
SISTEMA EL PUENTE						
Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Importe por Energía	233.821	244.773	250.385	256.035	261.717	267.432
Importe por Potencia	483.502	506.148	517.752	529.435	541.185	553.002
Importe por Peaje	0	0	0	0	0	0
<b>Importe sin IVA</b>	<b>717.323</b>	<b>750.921</b>	<b>768.138</b>	<b>785.470</b>	<b>802.903</b>	<b>820.434</b>
SISTEMA ENTRE RÍOS						
Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Importe por Energía	2.901.159	2.664.351	811.347	837.756	862.785	886.786
Importe por Potencia	0	0	1.355.681	1.399.807	1.441.628	1.481.732
Importe por Peaje	0	0	0	0	0	0
<b>Importe sin IVA</b>	<b>2.901.159</b>	<b>2.664.351</b>	<b>2.167.028</b>	<b>2.237.563</b>	<b>2.304.413</b>	<b>2.368.518</b>
SISTEMA BERMEJO						
Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Importe por Energía	7.487.680	7.386.854	3.309.538	3.471.341	3.637.338	3.801.827
Importe por Potencia	0	0	5.458.427	5.725.291	5.999.070	6.270.362
Importe por Peaje	0	0	0	0	0	0
<b>Importe sin IVA</b>	<b>7.487.680</b>	<b>7.386.854</b>	<b>8.767.965</b>	<b>9.196.632</b>	<b>9.636.408</b>	<b>10.072.189</b>
SISTEMA VILLA MONTES						
Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Importe por Energía	3.816.138	3.892.607	4.032.461	4.170.460	4.306.500	4.440.553
Importe por Potencia	5.855.720	5.973.051	6.187.650	6.399.405	6.608.153	6.813.852
Importe por Peaje	3.485.678	3.555.521	3.683.263	3.809.313	3.933.572	4.056.017
<b>Importe sin IVA</b>	<b>13.157.536</b>	<b>13.421.179</b>	<b>13.903.374</b>	<b>14.379.178</b>	<b>14.848.225</b>	<b>15.310.422</b>
SISTEMA YACUIBA						
Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Importe por Energía	8.454.399	8.407.324	8.700.165	8.870.590	9.127.264	9.293.597
Importe por Potencia	13.402.957	13.328.328	13.792.576	14.062.754	14.469.666	14.733.357
Importe por Peaje	7.978.250	7.933.826	8.210.175	8.371.002	8.613.220	8.770.185
<b>Importe sin IVA</b>	<b>29.835.606</b>	<b>29.669.478</b>	<b>30.702.916</b>	<b>31.304.346</b>	<b>32.210.150</b>	<b>32.797.139</b>
SETAR TOTAL						
Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Importe por Energía	47.389.721	45.434.349	40.743.943	42.054.872	43.460.889	44.779.512
Importe por Potencia	52.285.671	50.148.261	58.717.754	60.596.637	62.624.487	64.511.813
Importe por Peaje	30.276.476	29.028.538	30.048.239	30.956.126	31.949.722	32.861.963
<b>Importe sin IVA</b>	<b>129.951.868</b>	<b>124.611.147</b>	<b>129.509.935</b>	<b>133.607.635</b>	<b>138.035.099</b>	<b>142.153.288</b>

Fuente: Elaboración propia

### 3.7. Utilidad y Costos Financieros

#### 3.7.1. Utilidad

De acuerdo a lo establecido en el artículo 51 del Reglamento de Precios y Tarifas, la utilidad para el cálculo de la tarifa base, se obtiene multiplicando la tasa de retorno por el valor del patrimonio afecto a la concesión. La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad mediante Resolución AE N° 36/2015 de 28 de enero de 2015, aprobó la Tasa de Retorno del diez y un décimo por ciento (10.1%). La tasa de retorno se aplica al patrimonio promedio entre el valor del año en curso y del año anterior.

**Cuadro N° 35.**  
**Utilidad Total SETAR**

CONCEPTO	BASE	2018	2019	2020	2021	2022	PROMEDIO 2019-2022
Patrimonio Afecto a la Concesión (En Bs de diciembre 2017)	174.045.570	171.543.915	175.288.779	182.067.052	187.571.048	190.283.452	183.802.583
Tasa de retorno (%)	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Utilidad (En Bs de diciembre 2017)	17.578.603	17.325.935	17.704.167	18.388.772	18.944.676	19.218.629	18.564.061

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

#### 3.7.2. Costos Financieros

SETAR no presentó en su Estudio Tarifario pasivo y costo financiero.

### 3.8. Activo y Patrimonio

#### 3.8.1. Activo

##### 3.8.1.1. Cuota anual de depreciación de activos tangibles

El cálculo de la cuota anual de depreciación de los activos fijos que se incluirá como costos para el período 2017 - 2021, se ha efectuado en base a los siguientes criterios:

- La cuota anual de depreciación se ha calculado aplicando las tasas de depreciación aprobadas por la Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, al valor de los activos de los existentes como de las inversiones proyectadas. Tanto los activos como las inversiones han sido actualizados previamente de acuerdo a lo dispuesto en el artículo tercero (Actualización de Activos) del Decreto Supremo N° 29598. Bajo esta normativa la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por el regulador, se utilizó la variación anual del tipo de cambio. Para la actualización del valor de los activos resultante de la diferencia entre el valor total y el valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, se utilizó la variación anual del Índice de Precios al Consumidor.

- La cuota anual de depreciación no incluye la cuota correspondiente a los activos que concluyeron su vida útil ni de los activos donados.

Bajo estos criterios, se determinó la cuota anual de depreciación, cuyos resultados se presentan a continuación:

**Cuadro N° 36.**  
**Depreciación por Sistemas en el periodo 2017 – 2022 (En Bs. de 2017)**

**SISTEMA CENTRAL TARIJA**

CONCEPTO	BASE	2018	2019	2020	2021	2022	PROMEDIO 2019-2022
Cuota Anual de Depreciación	9.470.107	7.709.490	7.332.593	7.886.649	8.409.543	8.712.659	8.085.361

**SISTEMA EL PUENTE**

CONCEPTO	BASE	2018	2019	2020	2021	2022	PROMEDIO 2019-2022
Cuota Anual de Depreciación	8.028	11.875	25.203	39.737	44.810	49.803	39.888

**SISTEMA ENTRE RÍOS**

CONCEPTO	BASE	2018	2019	2020	2021	2022	PROMEDIO 2019-2022
Cuota Anual de Depreciación	161.637	154.966	163.247	189.748	219.140	236.667	202.201

**SISTEMA BERMEJO**

CONCEPTO	BASE	2018	2019	2020	2021	2022	PROMEDIO 2019-2022
Cuota Anual de Depreciación	828.571	774.868	822.484	924.917	976.110	945.670	917.295

**SISTEMA VILLA MONTES**

CONCEPTO	BASE	2018	2019	2020	2021	2022	PROMEDIO 2019-2022
Cuota Anual de Depreciación	1.865.657	1.788.431	1.798.439	1.869.643	1.863.147	1.987.436	1.879.666

**SISTEMA YACUIBA**

CONCEPTO	BASE	2018	2019	2020	2021	2022	PROMEDIO 2019-2022
Cuota Anual de Depreciación	2.138.179	2.060.822	1.943.571	2.101.338	2.281.385	2.519.108	2.211.351

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

**Cuadro N° 37.**  
**Depreciación Total en el periodo 2017 – 2022 (En Bs. de 2017)**

**TOTAL SETAR**

CONCEPTO	BASE	2018	2019	2020	2021	2022	PROMEDIO 2019-2022
Cuota Anual de Depreciación	14.472.179	12.500.452	12.085.537	13.012.032	13.794.135	14.451.343	13.335.762

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

### 3.8.1.2. Valores de Activo Intangible y Amortización

El valor de los estudios se considera como un activo intangible amortizable en cuatro (4) años, por lo que SETAR para este periodo tarifario incluye el costo del Estudio Tarifario 2018 – 2022, según se muestra en el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 38.**  
**Intangible (En Bs. de 2017)**

CONCEPTO \ AÑO	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ESTUDIOS		669.030				
Cuota Anual Amortización			167.258	167.258	167.258	167.258

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

### 3.8.2. Patrimonio

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

**Cuadro N° 39.**  
**Patrimonio Total SETAR (En Bs. de 2017)**

CONCEPTO	BASE	2018	2019	2020	2021	2022	PROMEDIO 2019-2022
<b>PATRIMONIO</b>							
Activo Fijo Neto	153.065.676	150.677.219	153.714.975	159.741.795	164.479.582	166.501.696	161.109.512
Pasivo de Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0
Capital de Trabajo (1/12 Ingresos)	20.979.894	20.866.696	21.573.804	22.325.257	23.091.467	23.781.756	22.693.071
<b>Patrimonio Afecto a la Concesión</b>	<b>174.045.570</b>	<b>171.543.915</b>	<b>175.288.779</b>	<b>182.067.052</b>	<b>187.571.048</b>	<b>190.283.452</b>	<b>183.802.583</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

### 3.8.3. Impuestos y Tasas

Los costos por Impuestos y Tasas incluyen el Impuesto a las transacciones con una alícuota de 3% y la Tasa de Regulación aprobada mediante Resolución AE N° 683/2016 de 28 de diciembre de 2016, que fija la Tasa de Regulación, para la gestión 2017, por cero coma noventa por ciento (0,90 %) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos de las empresas eléctricas que cuentan con Concesión, Licencia o Título Habilitante, para ejercer las actividades de la industria eléctrica. Asimismo, una Tasa de Regulación por cero coma cuarenta por ciento (0,40%) de los ingresos por venta antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que tengan suscrito un Contrato de Adecuación con la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y de las Empresas Eléctricas que cuentan con Contratos de Electrificación Rural y/o Registro e Operación

Estos costos se determinan en forma conjunta con el Ingreso Requerido. El pago por servicios al CNDC ha sido incluido como parte de los costos de operación.

### 3.8.4. Otros Ingresos

De acuerdo al artículo 49 del Reglamento de Precios y Tarifas, los otros ingresos afectos a la concesión deben considerarse como parte de los ingresos regulados.

A partir de la información de la base de datos de ingresos de SETAR de las gestiones 2015, 2016 y 2017, los ingresos fueron clasificados de acuerdo al concepto del mismo en el detalle del registro.

Los Otros Ingresos considerados son los siguientes:

- Suministros Temporales
- Comisión de Cobranza EMAT
- Alquiler de Postes
- Comisión cobranza TAP
- Alquiler de Transformador
- Recargo por bajo factor de Potencia
- Instalación de Medidores

Los Otros Ingresos proyectados para el periodo 2018 - 2022 se muestran a continuación:

**Cuadro N° 40.**  
**Detalle de Otros Ingresos Total SETAR (En Bs de diciembre 2017)**

CONCEPTO	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Suministros Temporales	1.718.308	2.120.698	2.120.698	2.120.698	2.120.698	2.120.698
Comision de Cobranza EMAT	491.409	509.709	535.657	562.931	591.599	621.734
Alquiler de Postes	2.830.593	2.919.036	2.919.036	2.919.036	2.919.036	2.919.036
Comision cobranza TAP	142.488	241.428	251.075	261.225	271.928	283.239
Alquiler de Transformador	8.608	7.770	7.770	7.770	7.770	7.770
Recargo por bajo factor de Potencia	1.029.120	1.091.313	1.112.846	1.139.079	1.171.035	1.209.963
Instalacion de Medidores	899.386	1.071.333	1.071.333	1.071.333	1.071.333	1.071.333
<b>TOTAL</b>	<b>7.119.910</b>	<b>7.961.287</b>	<b>8.018.415</b>	<b>8.082.071</b>	<b>8.153.398</b>	<b>8.233.773</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

### 3.9. Determinación de las Tarifas Base

Las Tarifas Base obtenidas dentro del proceso del Estudio Tarifario de SETAR correspondiente al periodo noviembre 2018 – octubre 2022, fueron determinadas de acuerdo a lo establecido por el artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) y a la metodología remitida por la AE a la distribuidora.

Del Modelo Tarifario remitido por SETAR en su nota recepcionada con Registro N° 15837 de 15 de noviembre de 2018, se determinaron los siguientes cargos de las Tarifas Base, para su aplicación en la determinación de la estructura tarifaria.



**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**  
L U Z P A R A T O D O S

**RESOLUCIÓN AE N° 862/2018**  
**TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-0-DPT**  
**CIAE N° 0037-0010-0003-0012**  
**N° 0037-0010-0003-0014**  
**N° 0037-0010-0003-0013**  
**N° 0037-0010-0004-0011**  
**N° 0037-0005-0004-0005**  
**N° 0037-0005-0003-0015**  
La Paz, 16 de noviembre de 2018

**Cuadro N° 41.**  
**Cargos Base (En Bs. con IVA)**

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
<b>ALTA TENSIÓN</b>			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,147
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,133
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,128
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	128,189
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	4,293
<b>MEDIA TENSIÓN</b>			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,153
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,139
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,133
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	135,022
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	60,575
<b>BAJA TENSIÓN</b>			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,169
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,153
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,147
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	156,626
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	151,238
<b>CARGO POR CONSUMIDOR (Bs/cons-mes)</b>			
PEQUEÑAS DEMANDAS	CCPD	Bs/cons-mes	20,5
MEDIANAS DEMANDAS	CCMD	Bs/cons-mes	102,6
GRANDES DEMANDAS	CCGD	Bs/cons-mes	205,2

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

### 3.10. 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:

#### 3.10.1. 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,

Resolución AE N° 862/2018, Página 40 de 47







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

### 3.10.2. 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.

### 3.10.3. 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.
- $IPC_0$  Índice de precios al consumidor base.
- $PD$  Precio del dólar
- $PD_0$  Precio base del dólar
- $a$  Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
- $b$  Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
- $X_{cc}$  Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
- $j$  Alta, Media y Baja Tensión.



Handwritten signatures and initials on the left margin.

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

### 3.10.4. Cargos por Potencia Fuera de Punta

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

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

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.
- $IPC_0$  Índice de precios al consumidor base.
- $p1_j$  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

### 3.11. Determinación de los Ingresos y Tarifa Requerida

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

El resumen de costos de suministro y la utilidad se presenta en el anexo 4 del presente Informe. Para el periodo 2019-2022 el ingreso promedio requerido es de Bs 272.316.851,95 (Doscientos setenta y dos millones trescientos dieciséis mil ochocientos cincuenta y uno 95/100 Bolivianos) (sin impuestos) los cuales deben ser cubiertos por los ingresos por ventas de electricidad y los provenientes de otros ingresos afectos a la concesión. En este



Handwritten signatures and initials on the left margin.

análisis no se consideran los costos ni los ingresos por conexión y reconexión, puesto que estos fueron objeto de análisis de forma separada.

### 3.11.1. Ingresos por Ventas de Electricidad

La determinación de los ingresos se realiza aplicando los valores promedio para el periodo 2019-2022 de los cargos tarifarios obtenidos en el punto anterior a las cantidades respectivas de energía, potencia de punta potencia máxima y número de consumidores.

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

### 3.11.2. Ingreso Requerido en la Tarifa Media de Venta

**Cuadro N° 42.**  
**Ingresos por ventas de electricidad SETAR 2019 - 2022**

CONCEPTO	2019	2020	2021	2022	Prom 19-22
<b>IMPORTES (en Bs sin IVA)</b>					
<b>ALTA TENSIÓN</b>					
Importe de Energía Bloque Alto (Bs)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importe de Energía Bloque Medio (Bs)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importe de Energía Bloque Bajo (Bs)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importe por Potencia de Punta (Bs)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importe por Potencia Fuera de Punta (Bs)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importe por Consumidores (Bs)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>MEDIA TENSIÓN</b>					
Importe de Energía Bloque Alto (Bs)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importe de Energía Bloque Medio (Bs)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importe de Energía Bloque Bajo (Bs)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importe por Potencia de Punta (Bs)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importe por Potencia Fuera de Punta (Bs)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importe por Consumidores (Bs)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>BAJA TENSIÓN</b>					
Importe de Energía Bloque Alto (Bs)	11.752.928,80	12.130.289,09	12.535.505,77	12.914.979,88	12.333.425,88
Importe de Energía Bloque Medio (Bs)	19.744.353,58	20.378.300,67	21.059.045,14	21.696.543,34	20.719.560,68
Importe de Energía Bloque Bajo (Bs)	9.112.921,80	9.405.517,36	9.719.712,06	10.013.946,62	9.563.024,46
Importe por Potencia de Punta (Bs)	88.793.847,06	91.383.940,06	94.230.281,60	96.830.835,60	92.809.726,08
Importe por Potencia Fuera de Punta (Bs)	99.608.563,87	102.603.132,98	105.845.469,94	108.849.118,36	104.226.571,29
Importe por Consumidores (Bs)	31.415.063,53	32.256.929,37	33.084.980,09	33.901.201,26	32.664.543,56
<b>Total Importes</b>	<b>260.427.678,63</b>	<b>268.158.109,52</b>	<b>276.474.994,60</b>	<b>284.206.625,06</b>	<b>272.316.851,95</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

### 3.11.3. Ingreso Requerido en la tarifa media de venta

Se observa que como resultado de la aplicación de los valores proyectados para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022, 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 272.316.851,95 (Doscientos setenta y dos millones trescientos dieciséis mil ochocientos cincuenta y uno 95/100 Bolivianos) y que la tarifa media actual necesaria para obtener el Ingreso Requerido en el periodo noviembre 2018 – octubre 2022, es 3,90% menor a la que se obtiene con las tarifas actualmente vigentes, como se muestra a continuación:

**Cuadro N° 43.**

**Ingreso Requerido SETAR periodo noviembre 2018 – octubre 2022 (En Bs de diciembre 2017)**

CONCEPTO	BASE	2018	2019	2020	2021	2022	PROMEDIO 2019-2022
<b>PATRIMONIO (Bs.)</b>							
Activo Fijo Neto	153.065.675,50	150.677.218,50	153.714.975,47	159.741.794,68	164.479.581,54	166.501.695,57	161.109.511,81
Pasivo de Largo Plazo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capital de Trabajo (1/12 Ingresos)	20.979.894,45	20.866.696,46	21.573.803,93	22.325.256,84	23.091.466,90	23.781.756,32	22.693.071,00
<b>Patrimonio Afecto a la Concesión</b>	<b>174.045.569,95</b>	<b>171.543.914,96</b>	<b>175.288.779,40</b>	<b>182.067.051,51</b>	<b>187.571.048,43</b>	<b>190.283.451,90</b>	<b>183.802.582,81</b>
<b>COSTOS DE SUMINISTRO (Bs.)</b>							
Costos de Compra de Electricidad	129.951.868,03	124.611.147,19	129.509.934,94	133.607.635,16	138.035.098,62	142.153.287,95	135.826.489,17
Costos de Operación y Mantenimiento	35.758.864,54	38.569.358,92	39.956.912,04	41.274.037,53	42.657.499,11	43.973.409,50	41.965.464,54
Costos Administrativos y Generales	21.777.743,67	23.956.105,19	24.841.269,10	25.641.764,65	26.505.841,13	27.307.528,68	26.074.100,89
Costos de Consumidores	27.511.066,03	29.634.146,22	30.475.822,80	31.306.828,44	32.127.683,93	32.935.403,15	31.711.434,58
Cuota Anual de Depreciación	14.472.179,00	12.500.452,00	12.085.537,00	13.012.032,00	13.794.135,00	14.451.343,00	13.335.761,75
Cuota Anual de Amortización	0,00	0,00	167.257,50	167.257,50	167.257,50	167.257,50	167.257,50
Costos financieros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Ingresos (-)	-7.119.910,28	-7.961.286,97	-8.018.414,86	-8.082.071,29	-8.153.398,17	-8.233.772,74	-8.121.914,26
Incobrables (0.35%)	881.155,57	876.401,25	906.099,76	937.660,79	969.841,61	998.833,77	953.108,98
Impuestos y Tasas (IT 3%+Treg 0.90%)	10.947.164,23	10.888.098,30	11.257.062,10	11.649.165,05	12.048.968,18	12.409.156,44	11.841.087,94
<b>Costos Totales Netos</b>	<b>234.180.130,80</b>	<b>233.074.422,11</b>	<b>241.181.480,38</b>	<b>249.514.309,83</b>	<b>258.152.926,90</b>	<b>266.162.447,25</b>	<b>253.752.791,09</b>
<b>UTILIDAD</b>							
Tasa de retorno (%)	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
<b>Utilidad (Bs.)</b>	<b>17.578.602,56</b>	<b>17.325.935,41</b>	<b>17.704.166,72</b>	<b>18.388.772,20</b>	<b>18.944.675,89</b>	<b>19.218.628,64</b>	<b>18.564.060,86</b>
<b>INGRESOS</b>							
Ingresos Requeridos por Ventas	251.758.733,36	250.400.357,52	258.885.647,10	267.903.082,03	277.097.602,79	285.381.075,90	272.316.851,95
<b>INGRESOS Y TARIFA REQUERIDOS</b>							
<b>Ingresos Requeridos por Ventas (Bs.)</b>	<b>251.758.733,36</b>	<b>250.400.357,52</b>	<b>258.885.647,10</b>	<b>267.903.082,03</b>	<b>277.097.602,79</b>	<b>285.381.075,90</b>	<b>272.316.851,95</b>
Ingresos por Ventas con Tarifa Actual (Bs.)	243.259.599,64	257.490.062,83	268.183.333,41	278.041.674,93	288.637.851,83	298.633.716,70	283.374.144,22
Ventas de Electricidad (kWh)	273.366.481,20	288.326.224,88	298.817.056,61	308.411.404,81	318.713.998,90	328.362.090,73	313.576.137,76
Tarifa Media Requerida (Bs/kWh)	0,921	0,868	0,866	0,869	0,869	0,869	0,868
Tarifa Media Actual (Bs/kWh)	0,890	0,893	0,897	0,902	0,906	0,909	0,904
<b>Variación de Tarifa Media Requerida (%)</b>	<b>3,49%</b>	<b>-2,75%</b>	<b>-3,47%</b>	<b>-3,65%</b>	<b>-4,00%</b>	<b>-4,44%</b>	<b>-3,90%</b>

Fuente: Estudio Tarifario Final SETAR (2018 - 2022)

### 3.12. 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 noviembre 2018 - octubre 2022.

### 3.13. Estructura Tarifaria Base

La Estructura Tarifaria Base a ser aplicada en el periodo noviembre 2018 – octubre 2022, ha sido determinada tomando como base las estructuras tarifarias de SETAR.

Los criterios aplicados para la definición de las tarifas propuestas son los siguientes:

- Se incluyó cargos tarifarios para consumos entre 501 – 1000 kWh en la Categoría Residencial.
- Se incluyó la Categoría Riego.
- Se adicionaron tres nuevas Categorías Comerciales según el requerimiento de los términos de referencia del Estudio Tarifario.

La Estructura Tarifaria Base determinada para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022, se presenta en el Anexo 2 al presente Informe.

#### **4. CONCLUSIONES**

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

1. El Estudio Tarifario presentado por la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en el marco de la Ley de Electricidad N° 1604 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001.
2. Como resultado del Estudio Tarifario, la tarifa media obtenida presenta un decremento de 3,90% respecto de la tarifa media vigente a diciembre de 2017.

#### **5. RECOMENDACIÓN**

Por lo expuesto, se recomienda lo siguiente:

1. Aprobar mediante Resolución las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) y sus Fórmulas de Indexación, de acuerdo al Anexo 1 del presente Informe, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022.
2. Aprobar mediante Resolución la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2017 de acuerdo al Anexo 2 del presente Informe, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022.
3. Aprobar mediante resolución la fórmula de actualización de la Estructura Tarifaria Base, como se muestra en el Anexo 3 del presente Informe, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022”.

Que la presente Resolución es de carácter técnico, se basa y fundamenta en el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, de acuerdo al Informe

Resolución AE N° 862/2018, Página 45 de 47



**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**  
L U Z P A R A T O D O S

**RESOLUCIÓN AE N° 862/2018**  
**TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-DPT**  
**CIAE N° 0037-0010-0003-0012**  
**N° 0037-0010-0003-0014**  
**N° 0037-0010-0003-0013**  
**N° 0037-0010-0004-0011**  
**N° 0037-0005-0004-0005**  
**N° 0037-0005-0003-0015**

La Paz, 16 de noviembre de 2018

AE-DPT N° 811/2018 de 16 de noviembre de 2018; en consecuencia, se hace aceptación al análisis realizado en el citado informe, a los efectos señalados en el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002.

**CONSIDERANDO: (Conclusión)**

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE-DPT N° 811/2018 de 16 de noviembre de 2018, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, corresponde aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de SETAR, para el periodo noviembre 2018 - octubre 2022, con sus respectivas fórmulas de indexación, la estructura tarifaria base a diciembre de 2017 y la fórmula de actualización de la estructura tarifaria base.

**CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)**

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 mediante Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las entonces 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 Resolución Suprema N° 22741 de 16 de enero de 2018, se designó al ciudadano Daniel Alejandro Rocabado Pastrana como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), quién fue posesionado en el cargo el 18 de enero de 2018.

Que mediante Resolución AE Interna N° 092/2018 de 03 de octubre de 2018, se designó a la servidora pública Britta Adriana Miranda Cabrera, como Directora Legal Interina de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 04 de octubre de 2018.

**POR TANTO:**

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 22741 de 16 de enero de 2018, 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 y demás disposiciones legales en vigencia,

Resolución AE N° 862/2018, Página 46 de 47

**RESUELVE:**

**PRIMERA.-** Aprobar las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) y sus Sistemas, así como las Fórmulas de Indexación para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022, conforme al Anexo N° 1 de la presente Resolución.

**SEGUNDA.-** Aprobar para la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) y sus Sistemas, la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2017, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022, conforme al Anexo N° 2 de la presente Resolución.

**TERCERA.-** Aprobar para la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) y sus Sistemas, la fórmula de actualización de la Estructura Tarifaria Base, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022 conforme al Anexo N° 3 de la presente Resolución.

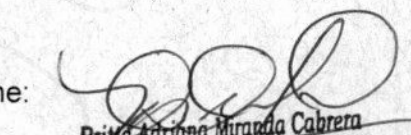
**CUARTA.-** De acuerdo a lo establecido en el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, concordante con el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, se dispone la publicación de la presente Resolución en un órgano de prensa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

**Regístrese, comuníquese y archívese.**



Daniel Alejandro Rocabado Pastrana  
DIRECTOR EJECUTIVO  
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN Y CONTROL  
SOCIAL DE ELECTRICIDAD

Es conforme:



Britta Adriana Miranda Cabrer  
DIRECTORA LEGAL INTERINA  
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN Y CONTROL  
SOCIAL DE ELECTRICIDAD

*Handwritten initials and marks:*  
OK  
F  
FER  
so





**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**  
L U Z P A R A T O D O S

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 862/2018**  
**TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-0-DPT**  
**CIAE 0037-0010-0003-0012**  
**0037-0010-0003-0014**  
**0037-0010-0003-0013**  
**0037-0010-0004-0011**  
**0037-0005-0004-0005**  
**0037-0005-0003-0015**  
**La Paz, 16 de noviembre de 2018**

**ANEXO 1**  
**Cargos de las tarifas Base (en Bs con IVA)**  
Periodo noviembre 2018 – octubre 2022

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
<b>ALTA TENSIÓN</b>			
Cargo por Energía Bloque Alto	<b>CEa</b>	Bs/kWh	0,147
Cargo por Energía Bloque Medio	<b>CEm</b>	Bs/kWh	0,133
Cargo por Energía Bloque Bajo	<b>CEb</b>	Bs/kWh	0,128
Cargo por Potencia de Punta	<b>CPP</b>	Bs/kW-mes	128,189
Cargo por Potencia Fuera de Punta	<b>CPFP</b>	Bs/kW-mes	4,293
<b>MEDIA TENSIÓN</b>			
Cargo por Energía Bloque Alto	<b>CEa</b>	Bs/kWh	0,153
Cargo por Energía Bloque Medio	<b>CEm</b>	Bs/kWh	0,139
Cargo por Energía Bloque Bajo	<b>CEb</b>	Bs/kWh	0,133
Cargo por Potencia de Punta	<b>CPP</b>	Bs/kW-mes	135,022
Cargo por Potencia Fuera de Punta	<b>CPFP</b>	Bs/kW-mes	60,575
<b>BAJA TENSIÓN</b>			
Cargo por Energía Bloque Alto	<b>CEa</b>	Bs/kWh	0,169
Cargo por Energía Bloque Medio	<b>CEm</b>	Bs/kWh	0,153
Cargo por Energía Bloque Bajo	<b>CEb</b>	Bs/kWh	0,147
Cargo por Potencia de Punta	<b>CPP</b>	Bs/kW-mes	156,626
Cargo por Potencia Fuera de Punta	<b>CPFP</b>	Bs/kW-mes	151,238
<b>CARGO POR CONSUMIDOR (Bs/cons-mes)</b>			
PEQUEÑAS DEMANDAS	<b>CCPD</b>	Bs/cons-mes	20,5
MEDIANAS DEMANDAS	<b>CCMD</b>	Bs/cons-mes	102,6
GRANDES DEMANDAS	<b>CCGD</b>	Bs/cons-mes	205,2





### FORMULAS DE INDEXACION DE LAS TARIFAS BASE

#### 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<sub>j,n</sub> Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
- CPPE<sub>j,n</sub> Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación.
- FPP<sub>j</sub> Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión j.
- Xpp<sub>j</sub> 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<sub>j,a,m,b</sub> Cargo por energía indexado del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.
- CEE<sub>j,a,m,b</sub> Cargo por Energía a la entrada del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.
- FPE<sub>j</sub> Factor de pérdidas de energía base del nivel de tensión j.
- Xpe<sub>j</sub> 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.



**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**  
LUZ PARA TODOS

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 862/2018**

**TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-0-DPT**

**CIAE 0037-0010-0003-0012**

**0037-0010-0003-0014**

**0037-0010-0003-0013**

**0037-0010-0004-0011**

**0037-0005-0004-0005**

**0037-0005-0003-0015**

**La Paz, 16 de noviembre de 2018**

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<sub>j,n</sub> Cargo por consumidor indexado.
- CC<sub>j,0</sub> Cargo por consumidor base.
- IPC<sub>n-2</sub> Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC<sub>0</sub> Índice de precios al consumidor base.
- PD Precio del dólar
- PD<sub>0</sub> 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<sub>cc</sub> 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:

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

Dónde:

- CFP<sub>j,0</sub> Cargo por potencia fuera de punta base para el nivel de tensión j.
- IPC<sub>n-2</sub> Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC<sub>0</sub> Índice de precios al consumidor base.
- p<sub>1j</sub> Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- p<sub>2j</sub> Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.



**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**  
L U Z P A R A T O D O S

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 862/2018**

**TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-0-DPT**

**CIAE 0037-0010-0003-0012**

**0037-0010-0003-0014**

**0037-0010-0003-0013**

**0037-0010-0004-0011**

**0037-0005-0004-0005**

**0037-0005-0003-0015**

**La Paz, 16 de noviembre de 2018**

- p3<sub>j</sub> Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- p4<sub>j</sub> 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<sub>com</sub> Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
- X<sub>cag</sub> 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

*[Handwritten marks and signatures]*



**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**  
L U Z P A R A T O D O S

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 862/2018**  
**TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-0-DPT**  
**CIAE 0037-0010-0003-0012**  
**0037-0010-0003-0014**  
**0037-0010-0003-0013**  
**0037-0010-0004-0011**  
**0037-0005-0004-0005**  
**0037-0005-0003-0015**  
**La Paz, 16 de noviembre de 2018**

**ANEXO 2**  
**ESTRUCTURA TARIFARIA BASE**  
**(A precios de diciembre de 2017 con IVA)**

CATEGORÍA	UNIDAD	dic-17
<b>Residencial</b>		
Cargo Mínimo (Hasta 20 kWh/mes)	Bs	19,798
Cargo Variable 1 de 21 a 100 kWh	Bs/kWh	0,526
Cargo Variable 2 de 101 a 200 kWh	Bs/kWh	0,919
Cargo Variable 3 de 201 a 500 kWh	Bs/kWh	1,240
Cargo Variable 4 de 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,240
Cargo Variable 5 mayor a 1000 kWh	Bs/kWh	1,240
<b>Consumidores de tipo Residencial</b>		
<b>General 1</b>		
Cargo Mínimo Hasta 30 kWh	Bs	26,983
Cargo Variable 1 de 31 a 100 kWh	Bs/kWh	1,323
Cargo Variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,400
<b>Consumidores de tipo general con potencia contratada menor o igual a 3 kW</b>		
<b>General 2</b>		
Cargo Fijo	Bs	23,358
Cargo Variable 1 de 0 a 40 kWh	Bs/kWh	1,565
Cargo Variable 2 mayor a 40 kWh	Bs/kWh	1,532
<b>Consumidores de tipo general con potencia contratada mayor a 3 kW</b>		
<b>Comercial 1</b>		
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	Bs	26,983
Cargo Variable 1 de 21 a 100 kWh	Bs/kWh	1,323
Cargo Variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,400
<b>Consumidores de tipo comercial con potencia contratada menor o igual a 3 kW</b>		
<b>Comercial 2</b>		
Cargo Fijo	Bs	23,358
Cargo Variable 1 de 0 a 40 kWh	Bs/kWh	1,565
Cargo Variable 2 mayor a 40 kWh	Bs/kWh	1,532
<b>Consumidores de tipo comercial con potencia contratada mayor a 3 kW y menor o igual a 50 kW</b>		
<b>Comercial 3</b>		
Cargo Fijo	Bs	23,358
Cargo Variable 1 de 0 a 40 kWh	Bs/kWh	1,565
Cargo Variable 2 mayor a 40 kWh	Bs/kWh	1,532
<b>Consumidores de tipo comercial con potencia contratada mayor a 50 kW</b>		
<b>Seguridad Ciudadana</b>		
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	Bs	21,998
Cargo Variable 1 de 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,540
Cargo Variable 2 de 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,943
Cargo Variable 3 mayor a 300 kWh	Bs/kWh	1,272
<b>Modulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Modulos Fronterizos y Puestos de Control.</b>		
<b>Bombas</b>		
Cargo Fijo	Bs	45,088
Cargo Variable	Bs/kWh	0,737
<b>Sistemas de Bombeo de agua para el servicio de agua potable</b>		
<b>Categoría Bombas de Riego</b>		
Cargo Fijo	Bs	45,088
Cargo Variable 1 de 0 a 300 kWh	Bs/kWh	0,737
Cargo Variable 2 mayor a 300 kWh	Bs/kWh	0,811
<b>Sistemas de Bombeo de agua para riego</b>		
<b>Industrial Menor</b>		
Cargo Mínimo Hasta 100 kWh	Bs	89,736
Cargo Variable 1 de 101 a 300 kWh	Bs/kWh	0,708
Cargo Variable 2 de mayor a 300 kWh	Bs/kWh	0,857
<b>Consumidores de tipo industrial o minero con potencia contratada menor o igual a 50 kW</b>		
<b>Industrial Mayor</b>		
Cargo por Demanda	Bs/kWh	38,456
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,591
<b>Consumidores de tipo industrial o minero con potencia contratada mayor a 50 kW</b>		
<b>Alumbrado Público</b>		
Cargo Variable	Bs/kWh	1,140
<b>Gobiernos Municipales, entidades a cargo del servicio de Alumbrado Publico</b>		



**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**  
L U Z P A R A T O D O S

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 862/2018  
TRÁMITE N° 2018-27733-33-0-0-DPT**

**CIAE 0037-0010-0003-0012**

**0037-0010-0003-0014**

**0037-0010-0003-0013**

**0037-0010-0004-0011**

**0037-0005-0004-0005**

**0037-0005-0003-0015**

**La Paz, 16 de noviembre de 2018**

### **ANEXO 3**

#### **ACTUALIZACION DE LAS FORMULAS DE INDEXACION**

La empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) deberá aplicar para la facturación de sus consumidores regulados, la tarifa vigente del mes de diciembre de 2017, indexada según se indica a continuación, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022:

$$CT_n = CT_{dic17} * (IT_n / IT_{dic17}) * FED$$

Donde:

CT<sub>n</sub> = Es el cargo tarifario de la tarifa vigente a aplicar en el mes n.

CT<sub>dic17</sub> = Es el cargo tarifario de la tarifa vigente en el mes de diciembre de 2017.

IT<sub>n</sub> = Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes n a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo 2018-2022.

IT<sub>dic17</sub> = Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes diciembre de 2017 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo 2018-2022.

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.