



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011

La Paz, 11 de noviembre de 2022

TRÁMITE: Tarifas Base Resultantes del Modelo Tarifario de la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) correspondiente al periodo noviembre 2022 – octubre 2026.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para SETAR las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario y sus fórmulas de indexación para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, conforme al Anexo 1 de la presente Resolución; aprobar la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2021 para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, conforme al Anexo 2 de la presente Resolución; y aprobar la fórmula de actualización de la Estructura Tarifaria Base, para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, conforme al Anexo 3 de la presente Resolución.

VISTOS:

La Resolución AE N° 862/2018 de 16 de noviembre de 2018; la Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019; la Resolución AETN N° 537/2020 de 18 de diciembre de 2020; la nota AETN-319-DPT-33/2022 de 27 de enero de 2022; la nota AETN-800-DPT-112/2022 de 04 de marzo de 2022; la nota AETN-1134-DPT-149/2022 de 30 de marzo de 2022; la nota con Registro N° 6020 de 08 de abril de 2022; la nota con Registro N° 7513 de 05 de mayo de 2022; la nota con Registro N° 8465 de 20 de mayo de 2022; la nota AETN-2048-DPT-269/2022 de 17 de junio de 2022; la nota con Registro N° 11418 de 12 de julio de 2022; la reuniones de 28 y 29 de julio de 2022; la nota con Registro N° 12647 de 01 de agosto de 2022; la reunión de 22 de agosto de 2022; la nota AETN-2938-DPT-403/2022 de 30 de agosto de 2022; la nota con Registro N° 15870 de 22 de septiembre de 2022; las reuniones de 02 de septiembre y 05 de octubre de 2022; la nota con Registro N° 17885 de 28 de octubre de 2022; la nota con Registro N° 18042 de 01 de noviembre de 2022; el Informe AETN-DPT N° 656/2022 de 01 de noviembre de 2022; todo lo que ver convino, se tuvo presente, y:

CONSIDERANDO: (ANTECEDENTES)

Que mediante Resolución AE N° 862/2018 de 16 de noviembre de 2018, la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) ahora denominada Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) aprobó as tarifas base resultantes del modelo tarifario de Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) para el periodo tarifario noviembre 2018 - octubre 2022, con sus respectivas fórmulas de indexación, la estructura base a diciembre de 2017 y la fórmula de actualización de la estructura base.

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

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022, Página 1 de 30



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

Que mediante Resolución AETN N° 537/2020 de 18 de diciembre de 2020, se estableció la tasa de regulación, para la gestión 2021, en cero coma ochenta y cinco por ciento (0,85%) de los ingresos por ventas.

Que mediante nota AETN-319-DPT-33/2022 de 27 de enero de 2022, remitió los términos de referencia para la elaboración del Estudio Tarifario de la empresa SETAR, correspondiente a la Revisión Ordinaria de Tarifas (ROT) del período noviembre 2022 a octubre 2026, el cual debe ser encargado a una empresa consultora especializada y precalificada por la AETN.

Que mediante nota AETN-800-DPT-112/2022 de 04 de marzo de 2022, se remitió el documento "Aspectos a ser considerados en el Estudio Tarifario del período noviembre 2022 a octubre 2026" para que sea considerados por SETAR en el marco de la elaboración del citado Estudio.

Que mediante nota AETN-1134-DPT-149/2022 de 30 de marzo de 2022, se solicitó a SETAR informar sobre el estado en el que se encuentra el proceso de licitación para la contratación de la empresa consultora que elaborará el Estudio Tarifario.

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 6020 de 08 de abril de 2022, SETAR dio respuesta a la nota AETN-1134-DPT-149/2022 de 30 de marzo de 2022, mencionando que el proceso de contratación de la consultora estaba en curso y que se adjudicó la elaboración del Estudio Tarifario a la empresa Consultora ABS CONSULTING GROUP S.R.L. mediante Resolución Administrativa de Adjudicación N° 15/2022.

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 7513 de 05 de mayo de 2022, SETAR envió la información solicitada mediante la nota AETN-319-DPT-33/2022 de 27 de enero de 2022, referente a los documentos del proceso de contratación de la empresa Consultora ABS CONSULTING GROUP S.R.L.

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 8465 de 20 de mayo de 2022, SETAR remitió el Estudio de la Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga, informes elaborados por la Empresa Consultora ABS CONSULTING GROUP S.R.L.

Que mediante nota AETN-2048-DPT-269/2022 de 17 de junio de 2022, se remitió a SETAR el documento que consigna las observaciones al Estudio de Proyección de la Demanda y Caracterización de Carga para ser atendidas por la Distribuidora.

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 11418 de 12 de julio de 2022, SETAR remitió las respuestas a las observaciones a la Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga de la AETN.

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022, Página 2 de 30



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

Que en fechas 28 y 29 de julio de 2022, se llevó a cabo una reunión entre el personal de la empresa SETAR, la empresa consultora ABS CONSULTING GROUP y el personal de la AETN, mediante la cual se analizaron las observaciones a la Proyección de la Demanda y Caracterización de la Carga remitido a esta Autoridad, en el marco de la presente ROT.

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 12647 de 01 de agosto de 2022, SETAR remitió el modelo e informe del Estudio Tarifario de la Revisión Ordinaria de Tarifas (ROT) correspondiente al periodo noviembre 2022 – octubre 2026.

Que en fecha 22 de agosto de 2022, se llevó a cabo una reunión entre el personal técnico de la empresa SETAR, la empresa consultora ABS CONSULTING GROUP y el personal técnico de la AETN, mediante la cual se analizaron las observaciones al modelo tarifario elaborado en el marco de la presente ROT.

Que mediante nota AETN-2938-DPT-403/2022 de 30 de agosto de 2022, se remitió a SETAR el documento que consigna las observaciones al Estudio Tarifario elaborado para la ROT correspondiente al periodo noviembre 2022 a octubre 2026 para ser atendidas por la Distribuidora.

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 15870 de 22 de septiembre de 2022, SETAR remitió el modelo tarifario considerando las observaciones efectuadas por la AETN mediante la nota AETN-2938-DPT-403/2022 de 30 de agosto de 2022.

Que en fechas 02 de septiembre y 05 de octubre de 2022, se llevó a cabo la reunión técnica entre el personal técnico de la empresa consultora ABS CONSULTING GROUP y el personal técnico de la AETN, mediante la cual se analizaron las observaciones pendientes del modelo tarifario elaborado en el marco de la presente ROT.

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 17885 de 28 de octubre de 2022, SETAR remitió el Estudio Tarifario Final de la ROT correspondiente al periodo noviembre 2022 – octubre 2026.

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 18042 de 01 de noviembre de 2022, SETAR remitió la Estructura Tarifaria base resultante del Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2022 – octubre 2026.

Que el Informe AETN-DPT N° 656/2022 de 01 de noviembre de 2022, en base al análisis efectuado, recomendó aprobar para SETAR las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario y sus fórmulas de indexación para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, conforme al Anexo 1; aprobar la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2021 para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026; y aprobar la fórmula de

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022, Página 3 de 30



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011

La Paz, 11 de noviembre de 2022

actualización de la Estructura Tarifaria Base, para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026 conforme al Anexo 3.

CONSIDERANDO: (MARCO LEGAL)

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

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

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

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

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

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

Que el inciso e) del artículo 29 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece:

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

Que el artículo 30 de la Ley de Electricidad establece:

(...) 3. En el caso de la Distribución.

Además de las obligaciones señaladas en el numeral 1, del presente artículo, el Titular está obligado a:

- a) Dar servicio a todo consumidor que lo solicite, dentro de su zona de concesión.
- b) Satisfacer toda la demanda de electricidad en su zona de concesión (...)

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022, Página 4 de 30



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

Que el artículo 51 de la Ley de Electricidad señala que por períodos de cuatro años, la Superintendencia de Electricidad aprobará los precios máximos de suministro de electricidad para los Consumidores Regulados de cada empresa de Distribución. Las tarifas y sus fórmulas de indexación tendrán vigencia por este período.

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

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

Que el artículo 54 de la Ley de Electricidad, dispone: *"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. La Superintendencia de Electricidad reglamentará los costos financieros a ser reconocidos como parte de los costos de explotación de la empresa de Distribución."*

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 a las características 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, señala:

"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."



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

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

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

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

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

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

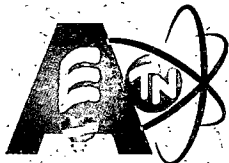
Que el artículo 45 del RPT, establece que los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución."

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

Que el artículo 47 del RPT, 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 de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022, Página 6 de 30



Autoridad de Fiscalización de
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011

La Paz, 11 de noviembre de 2022

y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Superintendencia.

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

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

Que el artículo 48 del RPT, dispone: "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, detallados en los incisos c) al i) del artículo 45 del presente Reglamento, más la utilidad determinada según lo dispuesto en el artículo 50 del presente Reglamento."

Que el artículo 49 del RPT, establece: "Los Ingresos Previstos, para cada nivel de tensión, incluirán Ingresos por Ventas y Otros Ingresos. Los Ingresos por Ventas serán los que resulten de la aplicación de las tarifas base a los consumos de energía y demandas de potencia de los Consumidores Regulados. Los otros ingresos corresponderán a los obtenidos por servicios de conexión y reconexión, transporte de electricidad, alquileres de inmuebles, equipos y aquellos que por cualquier otro concepto obtenga el Titular de los bienes afectos a la Concesión.

Cuando existan otros Agentes para cuyo suministro se requiera utilizar las instalaciones del Distribuidor, el costo de dicho uso se considerará como parte de otros ingresos, aun cuando el suministro lo efectúe el propio Distribuidor."

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

Que el artículo 51 del RPT, establece: "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





RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011

La Paz, 11 de noviembre de 2022

54 de la Ley de Electricidad, por el valor del patrimonio afecto a la Concesión establecido en el artículo 50 del presente Reglamento.”

Que el artículo 58 del RPT, dispone: “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 los 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 período, salvo que se produjese una revisión extraordinaria de tarifas base, de acuerdo con lo previsto en el artículo 52 de la Ley de Electricidad.”

Que el artículo 60 del RPT, establece que nueve meses antes de la entrada en vigencia de las tarifas, el Ente Regulador entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que éstos deberán encargarse a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la entidad reguladora.

Que mediante Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, se modifica el artículo 55 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), en relación a las fórmulas de indexación de las tarifas base.

Que el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establece en su artículo 51, establece las competencias de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la Constitución Política del Estado 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 el artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009 modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establece que el Director Ejecutivo de la AETN, tiene entre otras, las siguientes atribuciones:

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

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022, Página 8 de 30



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

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 mediante Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, se aprobaron las Metodologías para la Proyección de la Demanda de Electricidad en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica y para la Presentación de los Planes de Expansión y Programas de Inversión que deben emplear las Distribuidoras en el Marco del Estudio Tarifario.

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

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 para las proyecciones de mediano plazo por zona eléctrica y sector de consumo, se dará preferencia a los métodos analíticos y tendenciales.

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

CONSIDERANDO: (ANÁLISIS)

Que mediante Informe AETN-DPT N° 656/2022 de 01 de noviembre de 2022, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, estableció lo siguiente:

“(…) 3. ANÁLISIS.

3.1 Proyecciones de Consumidores y Demanda de Energía

Las proyecciones de demanda, para SETAR correspondientes al periodo 2022 – 2026 fueron analizadas en el Informe AETN DPT N° 653/2022 de 01 de noviembre de 2022. El número de consumidores proyectados y las tasas de crecimiento para el periodo 2022 – 2026 y considerados en el informe final del Estudio Tarifario presentado por SETAR, se resumen en los siguientes cuadros:

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
 TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
 CIAE N° 0037-0010-0003-0012
 0037-0010-0003-0013
 0037-0010-0003-0014
 0037-0005-0003-0015
 0037-0005-0004-0005
 0037-0010-0004-0011
 La Paz, 11 de noviembre de 2022

Cuadro N° 1

Número de Consumidores – Total SETAR (A Diciembre)

Categoría	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Residencial	129.130	132.405	134.671	139.895	142.733	146.278	149.443	153.011
General 1	10.315	10.837	11.255	11.857	12.492	13.104	13.727	14.362
Comercial 1	4.016	4.394	4.311	4.560	4.808	5.053	5.300	5.549
General 2	2.410	2.092	2.229	2.314	2.399	2.479	2.558	2.635
Comercial 2	109	97	105	108	112	116	120	124
Industrial Menor	1.357	1.355	1.434	1.440	1.464	1.487	1.509	1.531
Industrial Mayor	119	120	121	121	121	123	123	123
Riego	42	47	48	54	59	65	71	76
Seguridad Ciudadana	96	96	96	98	99	100	100	104
Alumbrado Público	14	14	15	15	15	15	15	15
Bombas	431	520	576	606	638	668	698	729
TOTAL	148.039	151.977	154.861	161.068	164.940	169.488	173.664	178.259

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 2

Tasa de Crecimiento del Número de Consumidores (En Porcentaje)

Categoría	2021	2022	2023	2024	2025	2026	22-26
Residencial	1,7%	3,9%	2,0%	2,5%	2,2%	2,4%	2,6%
General 1	3,9%	5,4%	5,3%	4,9%	4,8%	4,6%	5,0%
Comercial 1	-1,9%	5,8%	5,5%	5,1%	4,9%	4,7%	5,2%
General 2	6,6%	3,8%	3,7%	3,3%	3,2%	3,0%	3,4%
Comercial 2	7,7%	3,1%	3,6%	3,5%	3,4%	3,2%	3,4%
Industrial Menor	5,8%	0,4%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,3%
Industrial Mayor	0,8%	0,0%	0,0%	1,7%	0,0%	0,0%	0,3%
Riego	2,1%	12,5%	9,3%	10,2%	9,2%	7,0%	9,6%
Seguridad Ciudadana	0,0%	2,1%	1,0%	1,0%	0,0%	4,0%	1,6%
Alumbrado Público	7,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Bombas	10,8%	5,2%	5,3%	4,7%	4,5%	4,4%	4,8%
TOTAL	1,9%	4,0%	2,4%	2,8%	2,5%	2,6%	2,9%

Fuente: Elaboración Propia

Las ventas de energía y tasas de crecimiento por categorías para el periodo 2022 – 2026 y considerados en el informe final del Estudio Tarifario presentado por SETAR, se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 3

Consumo de Energía – Total SETAR (En MWh)

Categoría	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Residencial	152.832,6	164.118,5	163.415,4	169.785,9	172.755,7	176.596,6	180.000,2	183.798,2
General 1	11.429,7	9.319,8	12.450,0	13.540,9	14.373,2	15.218,1	16.064,8	16.929,8
Comercial 1	4.110,2	3.405,5	4.483,4	4.938,8	5.241,7	5.548,4	5.858,7	6.173,5
General 2	43.974,6	38.679,5	41.039,0	42.310,7	44.253,4	46.097,3	47.954,6	49.830,1
Comercial 2	1.399,9	1.241,1	1.288,6	1.298,9	1.342,8	1.389,4	1.437,6	1.486,1
Industrial Menor	6.906,9	6.585,8	7.136,1	7.449,5	7.677,4	7.838,0	7.959,1	8.081,0
Industrial Mayor	34.763,6	25.998,6	33.013,6	33.440,1	33.839,3	34.613,4	35.012,5	35.411,7
Riego	728,8	915,6	840,6	893,7	978,9	1.081,1	1.183,3	1.268,5
Seguridad Ciudadana	465,0	500,1	471,1	500,2	515,8	527,5	535,1	565,6
Alumbrado Público	26.436,6	27.739,9	30.563,6	32.233,5	31.437,3	31.771,6	32.192,5	32.645,5
Bombas	7.713,8	9.063,7	8.976,7	9.793,8	10.389,2	10.943,1	11.498,1	12.060,0
TOTAL	290.761,6	287.568,3	303.678,1	316.186,0	322.804,8	331.624,6	339.696,4	348.249,9

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 4

Tasa de Crecimiento del Consumo de Energía (En Porcentaje)

Categoría	2021	2022	2023	2024	2025	2026	22-26
Residencial	-0,4%	3,9%	1,7%	2,2%	1,9%	2,1%	2,4%
General 1	33,6%	8,8%	6,1%	5,9%	5,6%	5,4%	6,3%
Comercial 1	31,7%	10,2%	6,1%	5,9%	5,6%	5,4%	6,6%
General 2	6,1%	3,1%	4,6%	4,2%	4,0%	3,9%	4,0%
Comercial 2	3,8%	0,8%	3,4%	3,5%	3,5%	3,4%	2,9%
Industrial Menor	8,4%	4,4%	3,1%	2,1%	1,5%	1,5%	2,5%
Industrial Mayor	27,0%	1,3%	1,2%	2,3%	1,2%	1,1%	1,4%
Riego	-8,2%	6,3%	9,5%	10,4%	9,5%	7,2%	8,6%
Seguridad Ciudadana	-5,8%	6,2%	3,1%	2,3%	1,4%	5,7%	3,7%
Alumbrado Público	10,2%	5,5%	-2,5%	1,1%	1,3%	1,4%	1,4%
Bombas	-1,0%	9,1%	6,1%	5,3%	5,1%	4,9%	6,1%
TOTAL	5,6%	4,1%	2,1%	2,7%	2,4%	2,5%	2,8%

Fuente: Elaboración Propia

Potencia

La potencia máxima para el periodo 2022 – 2026 en SETAR fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo y un factor de carga promedio de 60,29%. La potencia de punta fue determinada con un factor promedio de coincidentalidad de 91,38%. En este sentido, los parámetros para el cálculo de la potencia máxima son los siguientes:



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

Cuadro N° 5

Factor de Carga y Factor de Coincidentalidad- Total SETAR.

RESUMEN POTENCIA MAXIMA SIMULTANEA							
CONCEPTO	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	Prom. 23-26
Factor de Carga		60,45%	60,30%	60,10%	59,87%	59,64%	60,29%
Factor de Coincidentalidad		90,51%	91,33%	92,08%	92,81%	93,53%	91,83%

Fuente: Elaboración Propia

Pérdidas

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

De acuerdo a este criterio, se determinó para SETAR un valor promedio de pérdidas para el periodo 2022 – 2026 de 16,11%. Como se detalla en el Informe AETN DPT 653/2022 de 01 de noviembre de 2022, la empresa está considerando inversiones para la reducción de las pérdidas, por lo tanto, el valor inicial para el nivel de pérdidas es 19,6% (valor real del año base) y se estima que este reducirá a 14,61% el año 2026.

Balance de Energía y Potencia

Se obtuvo el balance de energía y potencia con base en las proyecciones de ventas de energía y el cálculo de la demanda. Los resultados se muestran a continuación:
///...

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
 La Paz, 11 de noviembre de 2022

Cuadro N° 6

Balance de Energía por Nivel de Tensión (en MWh)

CONCEPTO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Prom. 23-26
Total Compras AT	377.756	388.483	391.801	397.677	402.532	407.835	399.961
Pérdidas AT	3.362	3.268	3.111	2.972	2.819	2.666	2.892
Total ventas en AT							
Total Compras MT	374.394	385.215	388.690	394.706	399.712	405.169	397.069
Pérdidas MT	32.074	31.198	29.716	28.395	26.951	25.497	27.640
Total ventas en MT	40.551	41.502	42.460	43.739	44.677	45.608	44.121
Total Compras BT	301.769	312.515	316.514	322.572	328.084	334.064	325.309
Pérdidas BT	38.642	37.831	36.169	34.686	33.065	31.422	33.836
Total ventas en BT	263.127	274.684	280.345	287.886	295.019	302.642	291.473
Total Pérdidas	74.078	72.297	68.996	66.053	62.835	59.585	64.367
% Pérdidas	19,61%	18,61%	17,61%	16,61%	15,61%	14,61%	16,11%

Fuente: Modelo Tarifario SETAR

Cuadro N° 7

Balance de Potencia (En MW)

RESUMEN POTENCIA MAXIMA SIMULTANEA							
CONCEPTO	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	Prom. 23-26
SIN	MW	66,40	67,74	69,56	71,23	73,02	70,39
AT	MW	73,36	74,17	75,54	76,75	78,07	76,13
MT	MW	72,51	73,32	74,71	75,93	77,25	75,30
BT	MW	65,69	66,63	68,07	69,38	70,78	68,71
Factor de Carga		60,45%	60,30%	60,10%	59,87%	59,64%	60,29%
Factor de Coincidencia		90,51%	91,33%	92,08%	92,81%	93,53%	91,83%

Fuente: Modelo Tarifario SETAR

3.2 Inversiones

Para el presente estudio Tarifario se tomó en cuenta los montos de inversiones reconocidas por esta Autoridad mediante Resoluciones AETN N° 14/2022 de 18 de enero de 2022 (Sistema Bermejo), AETN N° 48/2022 de 01 de febrero de 2022 (Sistema Yacuiba), AETN N° 83/2022 de 11 de febrero de 2022 (Sistema Villamontes), AETN N° 99/2022 de 18 de febrero de 2022 (Sistema El Puente), AETN N° 100/2022 de 18 de febrero de 2022 (Sistema Central Tarija), y AETN N° 120/2022 de 22 de febrero de 2022 (Sistema Central Tarija).



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

febrero de 2022 (Sistema Entre Ríos). Asimismo las inversiones reconocidas para el año 2021 se aprobaron mediante Resoluciones AETN N° 270/2022 de 05 de mayo de 2022 (Sistema Bermejo), AETN N° 273/2022 de 06 de mayo de 2022 (Sistema Villamontes), AETN N° 304/2022 de 25 de mayo de 2022 (Sistema Entre Ríos), AETN N° 305/2022 de 25 de mayo de 2022 (Sistema Central Tarija), AETN N° 214/2022 de 01 de junio de 2022 (Sistema Yacuiba) y AETN N° 344/2022 de 14 de junio de 2022 (Sistema El Puente). En función a lo determinado e instruido por las Resoluciones anteriormente mencionadas se estableció que el monto de inversión efectivamente ejecutado por SETAR en el periodo 2019 - 2021 alcanzó un total de Bs40.080.599,57.

Cuadro N° 8

Inversiones Ejecutadas SETAR 2019 - 2021
(En Bolivianos)

Inversiones Reconocidas	2019	2020	2021	Total General
Alta Tension				
Baja Tension	17.593.707,56	4.306.476,91	5.286.580,70	27.186.765,17
Media Tension	4.147.859,40	1.783.190,01	2.388.616,89	8.319.666,30
Propiedad General	2.051.258,34	1.173.925,12	1.348.984,63	4.574.168,09
Reconocido Total	23.792.825,31	7.263.592,03	9.024.182,23	40.080.599,57

Fuente: Resoluciones que aprueban las inversiones reconocidas de los Sistemas de SETAR

Por otra parte, mediante la Resolución AETN N° 687/2022 de 01 de noviembre de 2022 se aprobó el Programa de Inversiones de SETAR para el periodo tarifario 2023 - 2026, que alcanza al valor de Bs75.237.487,71 (Setenta y cinco millones doscientos treinta y siete mil cuatrocientos ochenta y siete 71/100 bolivianos).

Cuadro N° 9

Programa de Inversiones Aprobado de SETAR para el Periodo 2023 - 2026
(En Bolivianos)

Concepto	2023	2024	2025	2026	Monto Total Inversión sin Impuestos (Bs.)
Alta Tension					
Media Tension	13.312.993,33	8.744.561,80	4.977.622,69	2.872.556,55	29.907.734,37
Baja Tension	8.779.239,81	9.925.927,45	9.834.088,95	9.663.136,42	38.202.392,64
Propiedad General	2.189.468,56	3.638.045,96	762.210,10	537.636,08	7.127.360,71
Total	24.281.701,70	22.308.535,22	15.573.921,75	13.073.329,05	75.237.487,71

Fuente: AETN N° 687/2022 de 01 de noviembre de 2022

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022. Página 14 de 30



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-DPT
-CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
 La Paz, 11 de noviembre de 2022

Mediante nota recibida con Registro N° 17885 de 28 de octubre de 2022, SETAR presentó a la AETN, el Informe Final del Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, que incluye los valores de las Inversiones Reconocidas y el Programa de Inversiones del periodo 2023 - 2026.

Los valores para la gestión 2022, corresponden a las inversiones determinadas en el Programa de Inversiones del periodo 2019 – 2022, aprobado por la AETN según Resolución AE N° 806/2018 de 29 de octubre de 2018. El detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 10

Valores de Inversiones para la gestión 2022 SETAR (En Bolivianos)

Concepto	2022
Alta Tension	
Media Tension	5.075.297,9
Baja Tension	7.578.614,5
Propiedad General	2.376.233,4
Total	15.030.145,8

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

3.3 Costos

Costos de Distribución

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 AETN realizó una validación individual de cada uno de los movimientos registrados en la base de datos, comparando el concepto del costo en la base de datos con los conceptos de "Costos No Reconocidos" del artículo 46 del Reglamento de Precios y Tarifas. De la misma forma verificó la aplicación de los





RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

artículos 45, 46, y 47 del Reglamento de Precios y Tarifas vigente sobre cada uno de los conceptos revisados.

Los costos correspondientes a cada gestión fueron actualizados a precios de diciembre de 2021 aplicando la relación del IPC de diciembre de 2021 entre el IPC promedio de cada gestión, obteniéndose los siguientes costos actualizados:

Cuadro N° 11

Costos Históricos SETAR (En Bolivianos del 2021)

Detalles	2019	2020	2021	Costos Base Prom. 2019-2021
Medía Tensión				
Costos de Operación y Mantenimiento	354.243	500.641	372.048	363.146
Gastos Administrativos	3.594.548	2.882.068	8.127.183	5.860.866
Gastos de Consumidores	1.741.000	2.958.401	2.366.395	2.053.697
Total	5.689.791	6.341.110	10.865.626	8.277.709
Baja Tensión				
Costos de Operación y Mantenimiento	22.584.337	21.785.187	25.412.918	23.998.627
Gastos Administrativos	6.427.876	5.512.086	6.782.099	6.604.988
Gastos de Consumidores	32.888.840	33.150.079	35.426.948	34.157.894
Totales	61.901.053	60.447.353	67.621.964	64.761.509
Total SETAR	67.590.844	66.788.463	78.487.591	73.039.217
Gastos de Personal				
	2019	2020	2021	Costos Base Prom. 2019-2021
AGUINALDOS	1.503.214	1.320.192	1.173.410	1.338.312
APORTES PATRONALES	2.033.450	1.858.451	1.900.280	1.966.865
ASIGNACIONES FAMILIARES	78.771	68.857	104.660	91.716
BENEFICIOS SOCIALES	195.575	104.413	312.304	253.939
SUELDOS Y SALARIOS	31.544.279	28.558.073	30.705.375	31.124.827
Total	35.355.289	31.909.985	34.196.029	34.775.659
Total Costos Operativos	102.946.133	98.698.448	112.683.619	107.814.876

Fuente: Estudio Tarifario

Como se describió en el Informe AETN-DPT N° 655/2022 de 01 de noviembre de 2022, los costos del período 2022-2026 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 que fueron proyectados para el período tarifario noviembre 2022 – octubre 2026, mismos que se muestran a continuación:



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

Cuadro N° 12

Valores del año base y Proyecciones de Clientes, Potencia y Km de Línea

Numero de Consumidores	2021 Base	2022	2023	2024	2025	2026	Promedio 4 años
Total Clientes PD	152.406	158.525	162.308	166.770	170.863	175.377	168.830
Total Clientes MD	2.334	2.422	2.511	2.595	2.678	2.759	2.636
Total Clientes GD	121	121	121	123	123	123	123
Total Clientes	154.861	161.068	164.940	169.488	173.664	178.259	171.588
Potencia por Nivel de Tensión (MW)							
AT	70,25	73,36	74,17	75,54	76,75	78,07	76,13
MT	69,43	72,51	73,32	74,71	75,93	77,25	75,30
BT	62,90	65,69	66,63	68,07	69,38	70,78	68,71
Líneas por nivel de tensión (km)							
MT	9.793,32	10.114,40	10.200,50	10.281,51	10.369,94	10.457,21	10.327,29
BT	851,59	879,51	887,00	894,04	901,73	909,32	898,03
Total km	10.644,91	10.993,91	11.087,50	11.175,55	11.271,67	11.366,53	11.225,31

Fuente: Estudio Tarifario

Considerando la tabla anterior y la metodología aplicada se obtienen los siguientes valores de costos:

Cuadro N° 13

Proyección de Costos de Operación y Mantenimiento, Administrativos y Generales y de Consumidores (En Bolivianos de Diciembre 2021)

Concepto	2021 Base	2022	2023	2024	2025	2026	Promedio 4 años
Costos de Operación y Mantenimiento	35.960.976	37.405.782	37.783.013	38.339.955	38.853.324	39.397.068	38.593.340
Costos de Administración	18.401.134	19.216.191	19.426.733	19.786.639	20.104.260	20.448.007	19.941.410
Costos de Consumidores	54.048.820	56.186.200	57.472.583	58.973.984	60.357.301	61.873.932	59.669.450
TOTAL SETAR	108.410.929	112.808.174	114.682.329	117.100.578	119.314.885	121.719.008	118.204.200

Fuente: Estudio Tarifario

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 2022-2026.

Los precios de nodo de energía, potencia y peaje utilizados para la valoración de las compras corresponden a los montos definidos mediante Resolución AETN N° 641/2021 de 27 de octubre de 2021, que aprueba los Precios de Nodo de Energía, Potencia y Peaje Unitarios para uso de las instalaciones de Transmisión en el STI.

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022, Página 17 de 30



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011

La Paz, 11 de noviembre de 2022

Reserva Fría y Compensación por Ubicación con sus correspondientes Fórmulas de Indexación para el periodo noviembre 2021 – abril 2022, que aplicados a los factores de participación de la compra del año 2021, se determinaron precios ponderados por bloque horario (Alto, Medio y Bajo) para la energía y el precio ponderado para potencia y peaje.

Adicionalmente se determinaron los costos correspondientes a las compras fuera del MEM, que fueron comparados con los registros de las bases de datos de facturación de la Distribuidora Nacional de Electricidad ENDE Sistema Camargo, a las que SETAR compra energía para el suministro de su Sistema El Puente.

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

Cuadro N° 14

Importes por Compras de Energía, Potencia de Punta y Peajes (Bolivianos s/IVA)

Concepto	Unidad	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Prom. 4 años
Energía Bloque Alto	Bs	10.009.519	10.310.354	10.348.686	10.482.947	10.595.375	10.720.474	10.536.871
Energía Bloque Medio	Bs	18.154.243	18.643.529	18.893.504	19.212.018	19.473.028	19.755.208	19.333.439
Energía Bloque Bajo	Bs	9.710.427	9.996.610	10.038.349	10.173.644	10.286.060	10.409.656	10.226.927
Potencia y R.Fría	Bs	51.960.084	54.144.826	55.233.766	56.716.816	58.083.456	59.537.497	57.392.884
Peaje	Bs	38.490.360	40.108.747	40.915.399	42.013.995	43.026.358	44.103.465	42.514.804
TOTAL COMPRA	Bs	128.324.633	133.204.067	135.429.703	138.599.419	141.464.277	144.526.301	140.004.925

Fuente: Estudio Tarifario

3.4 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 AETN mediante Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, aprobó la Tasa de Retorno del nueve coma uno por ciento (9,1%). La Tasa de Retorno se aplica al patrimonio promedio entre el valor del año en curso y el del año anterior.



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
 TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
 CIAE N° 0037-0010-0003-0012
 0037-0010-0003-0013
 0037-0010-0003-0014
 0037-0005-0003-0015
 0037-0005-0004-0005
 0037-0010-0004-0011
 La Paz, 11 de noviembre de 2022

Cuadro N° 15

Patrimonio y Utilidades Proyectadas (En Bolivianos de 2021)

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Promedio 4 años
Patrimonio Afecto a la Concesión (promedio 2 años)	189.341.258	169.183.661	170.445.284	174.213.344	172.453.984	165.173.696	170.571.577
Tasa de retorno (%)	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%
Utilidad	17.230.055	15.395.713	15.510.521	15.853.414	15.693.313	15.030.806	15.522.014

Fuente: Estudio Tarifario

3.5 Activo

Cuota anual de depreciación de activos tangibles

El cálculo de la cuota anual de depreciación de los activos fijos, que se incluyó como costos para el período 2022 - 2026, se ha efectuado con base en los siguientes criterios:

- La cuota anual de depreciación se ha calculado aplicando las tasas de depreciación aprobadas por la Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, al valor de los activos de los existentes como de las inversiones proyectadas. Tanto los activos como las inversiones han sido actualizados previamente de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo Tercero (Actualización de Activos) del Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008.
- 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° 16

Depreciaciones en el Periodo 2021-2026 (En Bolivianos de Diciembre 2021)

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Alta Tensión	362.297,42	362.297,42	362.297,42	362.297,42	362.297,42	362.297,42
Media Tensión	5.034.648,47	5.284.856,13	5.639.461,73	6.044.519,11	6.292.137,73	6.440.261,49
Baja Tensión	6.859.312,82	7.101.000,71	7.438.492,28	7.803.025,45	8.188.433,43	8.568.642,59
Administración	5.660.476,82	5.798.020,62	6.058.641,13	6.536.419,16	6.916.803,52	7.030.358,57
TOTAL	17.916.735,53	18.546.174,88	19.498.892,55	20.746.261,13	21.759.672,11	22.401.560,07

Fuente: Estudio Tarifario

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 y Campaña de Caracterización de la Carga, según se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 17

Activos Intangibles (En Bolivianos de Diciembre 2021)

Concepto	2021	2023	2024	2025	2026
Estudios	618.570				
Cuota Anual de Amortización		154.643	154.643	154.643	154.643

Fuente: Estudio Tarifario

3.6 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° 18

Patrimonio Total SETAR (En Bolivianos de Diciembre 2021)

Concepto	2021 Base	2022	2023	2024	2025	2026	Promedio 4 años
ACTIVOS	170.605.175,27	167.762.147,23	173.128.421,31	175.298.266,71	169.609.702,19	160.737.689,48	169.693.519,92
Capital de Trabajo (1/12 de Ingresos)	22.897.106,40	23.570.107,42	23.998.929,86	24.606.501,18	25.103.687,01	25.559.905,32	24.817.255,84
Bienes de Uso	351.350.442,34	366.380.588,17	390.662.289,86	412.970.825,08	428.544.746,83	441.618.075,88	418.448.984,41
Intangibles			154.642,50	154.642,50	154.642,50	154.642,50	154.642,50
Depreciaciones Acum.	(203.642.373,48)	(222.188.548,36)	(241.687.440,91)	(262.433.702,05)	(284.193.374,15)	(306.594.934,22)	(273.727.362,83)
PASIVOS							
TOTAL PATRIMONIO	170.605.175,27	167.762.147,23	173.128.421,31	175.298.266,71	169.609.702,19	160.737.689,48	169.693.519,92

Fuente: Estudio Tarifario

3.7 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 con Resolución AETN N° 537/2020 de 18 de diciembre de 2020, que fija la tasa de regulación, para la gestión 2021, en



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

cero coma ochenta y cinco por ciento (0,85%) 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, se tomó en cuenta la Tasa CNDC que representa el costo correspondiente al servicio dado por el CNDC. Estos costos se determinan en forma conjunta con el Ingreso Requerido.

3.8 Otros Ingresos

A partir de la información de la base de datos de ingresos de SETAR de las gestiones 2019, 2020 y 2021, se estimó el promedio de los registros actualizados a precios de diciembre 2021. Los conceptos considerados como a Otros Ingresos son los siguientes:

- *Ingresos por Alquiler de Postes:* Corresponden a alquileres de espacios en los postes de la red de SETAR utilizados por empresas de telecomunicaciones para el tendido de sus propias redes.
- *Instalación de Medidores:* Corresponde a ingresos percibidos por SETAR por la instalación de medidores.
- *Ingresos por Comisiones de Cobranza de las tasas municipales:* Comisiones percibidas por SETAR por el servicio de cobranza de la tasa de alumbrado público y aseo urbano, para lo cual se utiliza la infraestructura que la empresa tiene implementada para la cobranza a los clientes por el servicio de energía eléctrica.
- *Ingresos por Conexiones y Reconexiones:* Ingresos percibidos por el servicio realizado por la empresa de conexiones y reconexiones de usuarios en estado de corte de servicio.
- *Suministros Temporales:* Ingresos por el suministro a clientes que solicitan el servicio por un tiempo determinado.
- *Ingresos por Bajo Factor de Potencia:* Aplicación de penalizaciones por este concepto.

El detalle de los ingresos considerados como Otros Ingresos para el periodo 2022-2026 se muestra a continuación:
///...



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
 TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
 CIAE N° 0037-0010-0003-0012
 0037-0010-0003-0013
 0037-0010-0003-0014
 0037-0005-0003-0015
 0037-0005-0004-0005
 0037-0010-0004-0011
 La Paz, 11 de noviembre de 2022

Cuadro N° 19

Otros Ingresos proyectados (En Bolivianos de 2021)

Concepto	Promedio 2019-2021	2022	2023	2024	2025	2026	Prom. 4 años
Instalación de Medidores	135.958	141.177	144.784	147.861	151.229	154.376	149.562
Alquiler de Postes	6.212.642	6.451.110	6.615.919	6.756.537	6.910.434	7.054.260	6.834.287
Comisión de Cobranza Tasas Aseo	454.877	472.337	484.404	494.700	505.968	516.499	500.393
Comisión de Cobranza Tasas Alum. Público	-515.964	535.769	549.457	561.135	573.917	585.861	567.593
Suministros Temporales	438.887	455.733	467.376	477.310	488.182	498.342	482.803
Recargo por Bajo Factor de Potencia	779.330	809.244	829.918	847.557	866.862	884.904	857.310
Conexiones y Reconexiones	1.022.056	1.061.287	1.088.400	1.111.533	1.136.851	1.160.512	1.124.324
TOTAL	9.559.714	9.926.657	10.180.258	10.396.633	10.633.442	10.854.756	10.516.272

Fuente: Estudio Tarifario

3.9 Determinación de las Tarifas Base

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

Del Modelo Tarifario remitido por SETAR recibida en la AETN con el Registro N° 17885 de 28 de octubre de 2022, se determinaron los siguientes cargos de las Tarifas Base, para su aplicación en la determinación de la estructura tarifaria.

Cuadro N° 20

Cargos Base (En Bolivianos sin IVA)

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
Cargos por energía			
Cargo por Energía Bloque Alto	PNEa	Bs/MWh	102,806
Cargo por Energía Bloque Medio	PNEm	Bs/MWh	98,801
Cargo por Energía Bloque Bajo	PNEb	Bs/MWh	100,474
Cargo por Potencia			
Cargo por Potencia	PNP	Bs/kW_mes	118,283
Cargos por Potencia Fuera de Punta			
Cargo por Potencia Fuera de Punta AT	CFAT	Bs/kW_mes	1,210
Cargo por Potencia Fuera de Punta MT	CFMT	Bs/kW_mes	15,434
Cargo por Potencia Fuera de Punta BT	CFBT	Bs/kW_mes	74,193
Cargos por Consumidores			
Cargo por Consumidores PD	CCPD	Bs/Cliente_Mes	31,234
Cargo por Consumidores MD	CCMD	Bs/Cliente_Mes	163,098
Cargo por Consumidores GD	CCGD	Bs/Cliente_Mes	358,583

Fuente: Estudio Tarifario

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:

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

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

Cargos por Energía

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

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

Dónde:

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



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
 TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
 CIAE N° 0037-0010-0003-0012
 0037-0010-0003-0013
 0037-0010-0003-0014
 0037-0005-0003-0015
 0037-0005-0004-0005
 0037-0010-0004-0011
 La Paz, 11 de noviembre de 2022

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

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

Cargos por Consumidor

Las Fórmulas para la Indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes n para los niveles de demanda j son las siguientes:

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

Dónde:

- CC_{j,n} Cargo por consumidor indexado al mes n.
- CC_{j,0} Cargo por consumidor base.
- IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación, octubre 2021.
- IPC₀ Índice de precios al consumidor base.
- PD Precio del dólar
- PD₀ Precio base del dólar
- a Proporción de los costos de distribución en moneda nacional.
- b Proporción de los costos de distribución en dólares estadounidenses.
- X_{cc} Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
- j Pequeñas demandas, medianas demandas y grandes demandas.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Potencia Fuera de Punta

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

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

Dónde:

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



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

IPC_0	Índice de precios al consumidor base, octubre 2021.
PD	Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
PD_0	Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre de 2021.
$p1_j$	Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión j .
$p2_j$	Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión j .
$p3_j$	Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión j .
$p4_j$	Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión j .
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 más la utilidad regulada. Para el periodo 2023-2026 el ingreso promedio requerido es de Bs297.807.070,11 (Doscientos noventa y siete millones ochocientos siete mil setenta 11/100 bolivianos) (sin IVA) los cuales deben ser cubiertos por los ingresos por ventas de electricidad y otros ingresos afectos a la concesión. SETAR verificó que los costos de distribución y abastecimiento son iguales a los ingresos generados multiplicando las tarifas promedio a ser aplicadas, sobre las cantidades físicas proyectadas para cada año.

Ingresos por Ventas de Electricidad e Ingreso requerido

Se observa que como resultado de la aplicación de los valores proyectados para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, 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 Bs297.807.070,11 (Doscientos noventa y siete millones ochocientos siete mil setenta 11/100 bolivianos) y que la tarifa media actual necesaria para obtener el Ingreso Requerido en el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, es 3,01% menor a la que se obtiene con las tarifas actualmente vigentes, como se muestra a continuación:

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022, Página 25 de 30



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
 TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
 CIAE N° 0037-0010-0003-0012
 0037-0010-0003-0013
 0037-0010-0003-0014
 0037-0005-0003-0015
 0037-0005-0004-0005
 0037-0010-0004-0011
 La Paz, 11 de noviembre de 2022

Cuadro N° 21

*Ingreso Requerido SETAR Periodo Noviembre 2022 – Octubre 2026
 (En Bolivianos de 2021)*

Concepto	2021 BASE	2022	2023	2024	2025	2026	Prom. 4 años
Costos de Compra	128.324.632,53	133.204.066,81	135.429.703,06	138.599.419,41	141.464.277,48	144.526.300,51	140.004.925,11
Operación y Mantenimiento	35.960.975,55	37.405.782,23	37.783.012,59	38.339.955,36	38.853.324,19	39.397.068,34	38.593.340,12
Servicio al Cliente	54.048.819,77	56.186.199,94	57.472.582,59	58.973.983,68	60.357.300,80	61.873.932,47	59.669.449,89
Administración	18.401.133,88	19.216.191,43	19.426.733,46	19.786.638,83	20.104.259,59	20.448.006,82	19.941.409,67
Depreciación anual	17.916.735,53	18.546.174,88	19.498.892,55	20.746.261,13	21.759.672,11	22.401.560,07	21.101.596,46
CNDC	632.469,89	656.519,02	667.488,45	683.110,93	697.230,88	712.322,58	690.038,21
IT+ TR	11.810.169,57	12.157.298,86	12.378.462,51	12.691.863,61	12.948.308,63	13.183.622,89	12.800.569,41
Otros Ingresos (-)	(9.559.714,39)	(9.926.657,28)	(10.180.257,79)	(10.396.633,10)	(10.633.442,15)	(10.854.756,12)	(10.516.272,29)
TOTAL COSTOS	257.535.222,94	267.445.575,87	272.476.637,41	279.424.599,85	285.550.931,54	291.688.057,55	282.285.056,59
UTILIDADES	17.230.054,52	15.395.713,17	15.510.520,87	15.853.414,30	15.693.312,58	15.030.806,32	15.522.013,52
TOTAL INGRESO REQUERIDO	274.765.276,86	282.841.289,05	287.987.158,28	295.278.014,16	301.244.244,13	306.718.863,87	297.807.070,11
Ventas de Energía MWh	303.678,05	316.186,04	322.804,81	331.624,61	339.696,42	348.249,91	335.593,94
Tarifa Media Requerida	0,90	0,89	0,89	0,89	0,89	0,88	0,89
INGRESOS CON LOS CARGOS BASE VIGENTES							
Energía y Potencia	137.647.550,04	142.875.585,01	145.924.382,96	149.318.377,10	152.808.939,07	156.166.209,44	151.054.477,14
Consumidores	35.258.058,70	36.671.240,66	37.552.800,27	38.588.268,53	39.539.041,51	40.585.210,52	39.066.330,21
Potencia/Fuera de Punta	107.357.388,73	112.123.597,24	113.578.397,60	115.901.151,90	117.982.781,68	120.222.565,79	116.921.224,24
TOTAL	280.262.997,47	291.670.422,91	297.055.580,83	303.807.797,54	310.330.762,26	316.973.985,76	307.042.031,59
Tarifa Media de Venta Vigente	0,92	0,92	0,92	0,92	0,91	0,91	0,91
Variación	-1,96%	-3,03%	-3,05%	-2,81%	-2,93%	-3,24%	-3,01%

Fuente: Estudio Tarifario

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 y los parámetros establecidos en la Norma de Aplicación de Tarifas de Distribución (NATD), aprobada mediante Resolución AETN N° 461/2020 de 05 de noviembre de 2020. Se verificó que la aplicación de dicha Estructura permite obtener el Ingreso Requerido en el periodo de proyección noviembre de 2022- octubre 2026.

Estructura Tarifaria Base

Se ha determinado que la Estructura Tarifaria base a ser aplicada en el periodo noviembre 2022 – octubre 2026 permita recategorizar a los clientes de SETAR de acuerdo al nivel de demanda, es decir: Pequeña Demanda (PD), Mediana Demanda (MD) y Gran Demanda (GD). SETAR ha manifestado que la recategorización será efectuada de manera gradual a tiempo que se elabore una campaña informativa a los clientes. La nueva Estructura Tarifaria considera los siguientes aspectos:



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

- Las Categorías Generales, Comerciales e Industriales fueron divididas en 3 subcategorías de acuerdo a la clasificación por su nivel de demanda.
- Las Categorías Generales, Comerciales e Industriales de MD y GD consideran cargos por potencia.
 - Existirán clientes que están categorizados en la actual Categoría "Industrial Menor - INP" o Generales 1 y 2, por lo tanto solo cuentan con cargos por energía. Si a estos clientes les corresponde una re categorización a Generales, Comerciales e Industriales de MD y GD su tarifa tiende a incrementar por el pago por potencia, por lo tanto la disminución del ingreso requerido obtenido en el nuevo modelo se orientará mayormente a estas categorías para aminorar estos impactos e incentivar las actividades productivas del departamento de Tarija.
- Se crearon las nuevas categorías "Agro" y "Vitivinícolas", en Pequeña Demanda (PD), Mediana Demanda (MD), de acuerdo a las actividades predominantes del departamento. Además se incluyen Categorías Especiales para el sector de hotelería.
- Se incluyeron las Categorías Estaciones de Recarga y Electromovilidad de acuerdo a lo establecido en la Resolución AETN N° 480/2021 de 06 de septiembre de 2021. Actualmente no existen clientes con estas características.



Se realizó una refacturación con las bases de datos del año 2021 para verificar que los ingresos requeridos en el modelo sean cubiertos durante la implementación de la nueva Estructura Tarifaria.

La Estructura Tarifaria Base determinada para el periodo noviembre 2022 - octubre 2026, se presenta en el Anexo N° 2 al presente Informe.

4. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El Estudio Tarifario presentado por la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear en el marco de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

- Como resultado del Estudio Tarifario la tarifa media obtenida presenta una disminución de tres coma cero uno por ciento (-3,01%) respecto de la tarifa media vigente a diciembre de 2021.

5. RECOMENDACIONES

Por lo expuesto en el presente Informe, se recomienda lo siguiente:

- Aprobar mediante Resolución las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario de SETAR y sus fórmulas de indexación, de acuerdo al Anexo N° 1 del presente Informe, para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026.
- Aprobar mediante Resolución la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2021 de acuerdo al Anexo N° 2 del presente Informe, para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026.
- Aprobar mediante resolución la fórmula de actualización de la Estructura Tarifaria Base, como se muestra en el Anexo N° 3 del presente Informe, para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026.”

Que la presente Resolución es de carácter eminentemente técnica en sus determinaciones y cálculos; en consecuencia, se acepta el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN en el Informe AETN-DPT N° N° 656/2022 de 01 de noviembre de 2022, como fundamento de la presente Resolución de acuerdo 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 AETN-DPT N° 656/2022 de 01 de noviembre de 2022, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, se concluye que corresponde aprobar para SETAR las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario y sus fórmulas de indexación para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, conforme al Anexo 1 de la presente Resolución; la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2021 para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, conforme al Anexo 2 de la presente Resolución; y aprobar la fórmula de actualización de la Estructura Tarifaria Base, para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, conforme al Anexo 3 de la presente Resolución.



RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la AETN)

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

Que en tal sentido, se promulgó el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, en cuyo artículo 3 establece la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), instituyendo en el artículo 4 que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

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

Que mediante Resolución Suprema N° 27288 de 30 de noviembre de 2020, se designó al ciudadano Eusebio Lucio Aruquipa Fernández como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución AETN-INTERNA N° 065/2022 de 04 de octubre de 2022, se designó a la ciudadana Ivanesa Elis Cecilia Rodríguez Fuentes como Directora Legal Interina de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), conforme a la Resolución Suprema N° 27288 de 30 de noviembre de 2020, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019 y demás disposiciones legales en vigencia;

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar para la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) las Tarifas Base resultantes del Modelo Tarifario y sus fórmulas de indexación para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, conforme al Anexo 1 de la presente Resolución.

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022, Página 29 de 30



Autoridad de Fiscalización de
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

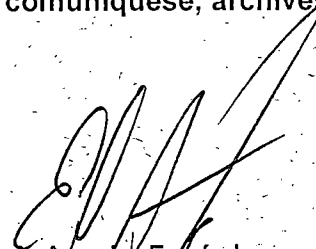
RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

SEGUNDA.- Aprobar para la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2021 para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, conforme al Anexo 2 de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar para la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) la fórmula de actualización de la Estructura Tarifaria Base, para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026, conforme al Anexo 3 de la presente Resolución.

CUARTA.- Disponer que la Unidad de Gestión Estratégica (UGE) de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) publique la presente Resolución de acuerdo a lo establecido en el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009 modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, concordante con el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y, en la página WEB de la AETN: www.aetn.gob.bo.

Regístrese, comuníquese, archívese.


Eusebio L. Aruquipa Fernández
DIRECTOR EJECUTIVO
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

Es conforme:


Ivanesa Rodríguez Fuentes
DIRECTORA LEGAL INTERINA
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022 - Página 30 de 30



ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011

La Paz, 11 de noviembre de 2022

CARGOS DE LAS TARIFAS BASE (EN BS SIN IVA)
 Periodo noviembre 2022 – octubre 2026

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
Cargos por energía			
Cargo por Energía Bloque Alto	PNEa	Bs/MWh	102,806
Cargo por Energía Bloque Medio	PNEm	Bs/MWh	98,801
Cargo por Energía Bloque Bajo	PNEb	Bs/MWh	100,474
Cargo por Potencia			
Cargo por Potencia	PNP	Bs/kW_mes	118,283
Cargos por Potencia Fuera de Punta			
Cargo por Potencia Fuera de Punta AT	CFAT	Bs/kW_mes	1,210
Cargo por Potencia Fuera de Punta MT	CFMT	Bs/kW_mes	15,434
Cargo por Potencia Fuera de Punta BT	CFBT	Bs/kW_mes	74,193
Cargos por Consumidores			
Cargo por Consumidores PD	CCPD	Bs/Cliente_Mes	31,234
Cargo por Consumidores MD	CCMD	Bs/Cliente_Mes	163,098
Cargo por Consumidores GD	CCGD	Bs/Cliente_Mes	358,583

FÓRMULAS 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_{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.



ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022

TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT

CIAE N° 0037-0010-0003-0012

0037-0010-0003-0013

0037-0010-0003-0014

0037-0005-0003-0015

0037-0005-0004-0005

0037-0010-0004-0011

La Paz, 11 de noviembre de 2022

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

Cargos por Energía

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

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

Dónde:

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

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

Cargos por Consumidor

Las fórmulas para la indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes n para los niveles de demanda 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 al mes n.
- $CC_{j,0}$ Cargo por consumidor base.
- IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación, octubre 2021.
- 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

Anexo 1 a la Resolución AETN N° 719/2022, Página 2 de 3

LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 ☎ (591- 2) 2312401 - (591- 2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949 -Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

COCHABAMBA: ☎ Av. Humbolt N° 746 (Puente Cobija) ☎ (591-4) 4142100

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011

La Paz, 11 de noviembre de 2022

X_{cc} Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
 j Pequeñas demandas, medianas demandas y grandes demandas.
 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 en 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:

$CFP_{j,n}$ Cargo por potencia fuera de punta indexado al mes n para el nivel de tensión j .
 $CFP_{j,0}$ Cargo por potencia fuera de punta base para el nivel de tensión j .
 IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC_0 Índice de precios al consumidor base, octubre 2021.
 PD Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
 PD_0 Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre de 2021.
 $p1_j$ Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión j .
 $p2_j$ Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión j .
 $p3_j$ Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión j .
 $p4_j$ Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión j .
 a Proporción de los costos de distribución en moneda nacional.
 b Proporción de los costos de distribución en dólares estadounidenses.
 X_{com} Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
 X_{cag} Índice de disminución mensual de costos administrativos y generales del nivel de tensión.
 ZI Índice de variación de los impuestos directos.
 ZT Índice de variación de las tasas.
 j Baja tensión, Media Tensión y Alta Tensión.
 n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE
(A precios de diciembre de 2021 con IVA)

Categorías		dic-21	
		Tarifa Base	
RESIDENCIAL (DOM) - PD R-BT			
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh/mes	Bs.		19,158
Cargo Variable 1 - de 21 a 90 kWh	Bs/kWh		0,525
Cargo Variable 2 - de 91 a 120 kWh	Bs/kWh		0,713
Cargo Variable 3 - de 121 a 200 kWh	Bs/kWh		0,916
Cargo Variable 4 - de 201 a 500 kWh	Bs/kWh		1,237
Cargo Variable 5 - de 501 a 1000 kWh	Bs/kWh		1,237
Cargo Variable 6 - mayor a 1000 kWh	Bs/kWh		1,237
<i>Consumidores de tipo Residencial</i>			
GENERAL 1- PD G-BT			
Cargo Mínimo Hasta 30 kWh/mes	Bs.		26,783
Cargo Variable 1 - de 31 a 100 kWh	Bs/kWh		1,313
Cargo Variable 2 - mayor a 100 kWh	Bs/kWh		1,390
<i>Consumidores de tipo general con potencia menor o igual a 10 kW</i>			
GENERAL 2- PD G-BT			
Cargo Mínimo Hasta 30 kWh/mes	Bs.		26,272
Cargo Variable 1 - de 31 a 100 kWh	Bs/kWh		1,524
Cargo Variable 2 - mayor a 100 kWh	Bs/kWh		1,491
<i>Consumidores de tipo general con potencia menor o igual a 10 kW</i>			
GENERAL - MD G-BT			
Cargo Fijo	Bs.		23,302
Cargo Variable	Bs/kWh		1,327
Cargo por Potencia	Bs/kW		36,445
<i>Consumidores de tipo general con potencia mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW</i>			
GENERAL - GD G-MT			
Cargo Fijo	Bs.		23,302
Cargo Energía Bloque Alto	Bs/kWh		1,368
Cargo Energía Bloque Medio	Bs/kWh		1,342
Cargo Energía Bloque Bajo	Bs/kWh		1,300
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW		38,363
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW		15,000
<i>Consumidores de tipo general con potencia mayor a 50 kW</i>			
INDUSTRIAL - PD I-BT			
Cargo Mínimo Hasta 100 kWh/mes	Bs.		85,044
Cargo Variable 1 - de 101 a 300 kWh	Bs/kWh		0,671
Cargo Variable 2 - mayor 300 kWh	Bs/kWh		0,812
<i>Consumidores de tipo industrial con potencia menor o igual a 10 kW</i>			
INDUSTRIAL - MD I-BT			
Cargo Fijo	Bs.		42,522
Cargo Variable	Bs/kWh		0,561
Cargo por Potencia	Bs/kW		38,363
<i>Consumidores de tipo industrial con potencia mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW</i>			
INDUSTRIAL - GD I-MT			
Cargo Fijo	Bs.		42,522
Cargo Energía Bloque Alto	Bs/kWh		0,641
Cargo Energía Bloque Medio	Bs/kWh		0,598
Cargo Energía Bloque Bajo	Bs/kWh		0,556
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW		36,445
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW		14,250
<i>Consumidores de tipo industrial con potencia mayor a 50 kW</i>			
AGUA POTABLE - PD APÓ-BT			
Cargo Fijo	Bs.		44,979
Cargo Variable	Bs/kWh		0,698
<i>Sistemas de bombeo de agua para el servicio de agua potable</i>			

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

Categorías		dic-21
		Tarifa Base
ALUMBRADO PÚBLICO - PD AP BT		
Cargo Variable	Bs/kWh	1,114
<i>Gobiernos Municipales, entidades a cargo del servicio de Alumbrado Público</i>		
SÉGURIDAD CIUDADANA - PD SG BT		
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh/mes	Bs.	19,158
Cargo Variable 1 - de 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,525
Cargo Variable 2 - de 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,713
Cargo Variable 3 - mayor a 300 kWh	Bs/kWh	0,870
<i>Módulos policiales, estaciones policiales integrales, módulos fronterizos y puestos de control</i>		
AGRÓ - PD AG BT		
Cargo Fijo	Bs.	42,730
Cargo Variable 1 - de 0 a 300 kWh	Bs/kWh	0,698
Cargo Variable 2 - mayor a 300 kWh	Bs/kWh	0,769
<i>Bombas de riego agrícola y granjeros con potencia menor o igual a 10 kW</i>		
AGRÓ - MD AG BT		
Cargo Fijo	Bs.	42,730
Cargo Variable	Bs/kWh	0,617
Cargo por Potencia	Bs/kW	36,445
<i>Bombas de riego agrícola y granjeros con potencia mayor a 10 kW</i>		
COMERCIAL 1 - PD C BT		
Cargo Mínimo Hasta 30 kWh/mes	Bs.	26,783
Cargo Variable 1 - de 31 a 100 kWh	Bs/kWh	1,313
Cargo Variable 2 - mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,390
<i>Consumidores de tipo comercial con potencia menor o igual a 10 kW</i>		
COMERCIAL 2 - PD C BT		
Cargo Mínimo Hasta 30 kWh/mes	Bs.	26,272
Cargo Variable 1 - de 31 a 100 kWh	Bs/kWh	1,524
Cargo Variable 2 - mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,491
<i>Consumidores de tipo comercial con potencia menor o igual a 10 kW</i>		
COMERCIAL - MD C BT		
Cargo Fijo	Bs.	23,302
Cargo Variable	Bs/kWh	1,327
Cargo por Potencia	Bs/kW	36,445
<i>Consumidores de tipo comercial con potencia mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW</i>		
COMERCIAL - GD C MT		
Cargo Fijo	Bs.	23,302
Cargo Energía Bloque Alto	Bs/kWh	1,368
Cargo Energía Bloque Medio	Bs/kWh	1,342
Cargo Energía Bloque Bajo	Bs/kWh	1,300
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW	38,363
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW	15,000
<i>Consumidores de tipo comercial con potencia mayor a 50 kW</i>		
VITIVINÍCOLA - PD VT BT		
Cargo Mínimo Hasta 30 kWh/mes	Bs.	80,792
Cargo Variable 1 - de 31 a 100 kWh	Bs/kWh	0,637
Cargo Variable 2 - mayor a 100 kWh	Bs/kWh	0,772
<i>Consumidores de tipo industrial vitivinícola con potencia menor o igual a 10 kW</i>		
VITIVINÍCOLA - MD VT BT		
Cargo Fijo	Bs.	40,396
Cargo Variable	Bs/kWh	0,532
Cargo por Potencia	Bs/kW	36,445
<i>Consumidores de tipo industrial vitivinícola con potencia mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW</i>		

Anexo 2 a la Resolución AETN N° 719/2022 - Pagina 2 de 3

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011

La Paz, 11 de noviembre de 2022

Categorías		dic-21
		Tarifa Base
VITIVINICOLA - GD VT MT		
Cargo Fijo	Bs.	40,396
Cargo Energía Bloque Alto	Bs/kWh	0,609
Cargo Energía Bloque Medio	Bs/kWh	0,569
Cargo Energía Bloque Bajo	Bs/kWh	0,528
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW	34,623
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW	13,538
<i>Consumidores de tipo industrial vitivinícola con potencia mayor a 50 kW</i>		
ESPECIAL 1 - PD ES BT		
Cargo Mínimo Hasta 30 kWh/mes	Bs.	25,444
Cargo Variable 1 - de 31 a 100 kWh	Bs/kWh	1,248
Cargo Variable 2 - mayor 100 kWh	Bs/kWh	1,321
<i>Consumidores de tipo hospedaje con potencia menor o igual a 10 kW</i>		
ESPECIAL 2 - PD ES BT		
Cargo Mínimo Hasta 30 kWh/mes	Bs.	24,958
Cargo Variable 1 - de 31 a 100 kWh	Bs/kWh	1,447
Cargo Variable 2 - mayor 100 kWh	Bs/kWh	1,417
<i>Consumidores de tipo hospedaje con potencia menor o igual a 10 kW</i>		
ESPECIAL - MD ES BT		
Cargo Fijo	Bs.	22,137
Cargo Variable	Bs/kWh	1,261
Cargo por Potencia	Bs/kW	34,623
<i>Consumidores de tipo hospedaje con potencia mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW</i>		
ESPECIAL - GD ES MT		
Cargo Fijo	Bs.	22,137
Cargo Energía Bloque Alto	Bs/kWh	1,300
Cargo Energía Bloque Medio	Bs/kWh	1,275
Cargo Energía Bloque Bajo	Bs/kWh	1,235
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW	36,445
Cargo por Potencia Fuera de Punta	Bs/kW	14,250
<i>Consumidores de tipo hospedaje con potencia mayor a 50 kW</i>		
PREPAGO - PD PRE BT		
Cargo Variable	Bs/kWh	0,713
<i>Consumidores rurales con sistema prepago de electricidad</i>		
ESTACIONES DE RECARGA (ER - BT)		
Cargo Energía Bloque Alto	Bs/kWh	1,646
Cargo Energía Bloque Medio	Bs/kWh	0,987
Cargo Energía Bloque Bajo	Bs/kWh	0,823
<i>Electrolineras conectadas a la Red de Baja Tensión</i>		
ESTACIONES DE RECARGA (ER - MT)		
Cargo Energía Bloque Alto	Bs/kWh	1,207
Cargo Energía Bloque Medio	Bs/kWh	0,724
Cargo Energía Bloque Bajo	Bs/kWh	0,603
<i>Electrolineras conectadas a la Red de Media Tensión</i>		
COMERCIALIZACIÓN CARGA LENTA (CCL)		
Cargo Energía Bloque Alto	Bs/kWh	1,863
Cargo Energía Bloque Medio	Bs/kWh	1,185
Cargo Energía Bloque Bajo	Bs/kWh	1,015
<i>Precio de Comercialización a Usuario Final con sistema de Carga Lenta</i>		
COMERCIALIZACIÓN CARGA SEMI RÁPIDA (CCS)		
Cargo Energía Bloque Alto	Bs/kWh	1,930
Cargo Energía Bloque Medio	Bs/kWh	1,252
Cargo Energía Bloque Bajo	Bs/kWh	1,082
<i>Precio de Comercialización a Usuario Final con sistema de Carga Semirápida</i>		
COMERCIALIZACIÓN CARGA RÁPIDA (CCR)		
Cargo Energía Bloque Alto	Bs/kWh	2,150
Cargo Energía Bloque Medio	Bs/kWh	1,472
Cargo Energía Bloque Bajo	Bs/kWh	1,302
<i>Precio de Comercialización a Usuario Final con sistema de Carga Rápida</i>		

Anexo 2 a la Resolución AETN N° 719/2022 - Página 3 de 3



ANEXO 3 A LA RESOLUCIÓN AETN N° 719/2022
TRAMITE N° 2022-49588-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0010-0003-0012
0037-0010-0003-0013
0037-0010-0003-0014
0037-0005-0003-0015
0037-0005-0004-0005
0037-0010-0004-0011
La Paz, 11 de noviembre de 2022

ACTUALIZACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

SETAR deberá aplicar para la facturación de sus consumidores regulados, la tarifa vigente del mes de diciembre de 2021, indexada según se indica a continuación, para el periodo noviembre 2022 – octubre 2026:

$$CT_n = CT_{dic21} * (IT_n / IT_{dic21}) * FED$$

Dónde:

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

CT_{dic21} Es el cargo tarifario de la tarifa vigente en el mes de diciembre de 2021.

IT_n Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes n a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario del periodo noviembre 2022 – octubre 2026.

IT_{dic21} Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes diciembre de 2021 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario del periodo noviembre 2022 – octubre 2026.

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.

