

TRÁMITE: Estudio Tarifario de la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.) para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para COSEPAZ R.L. la Proyección de la Demanda, los Costos de Suministro, la Estructura Tarifaria, los Cargos por Conexión y Reconexión, las Fórmulas de Indexación y la Metodología para el cobro del Depósito de Garantía para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

VISTOS:

La Resolución AE N° 551/2012 de 07 de noviembre de 2012; la nota AE-74-DPT-12/2019 de 11 de enero de 2019; la nota AE-688-DPT-141/2019 de 11 de marzo de 2019; la nota con Registro N° 9624 de 15 de julio de 2019; la nota AETN-2546-DPT-511/2019 de 11 de septiembre de 2019; la nota con Registro N° 13944 de 09 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 14437 de 17 de octubre de 2019; el Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019; el Informe AETN-DPT N° 821/2019 de 05 de diciembre de 2019; los demás antecedentes del caso, todo lo que convino ver, se tuvo presente y;

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N° 551/2012 de 07 de noviembre de 2012, la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) actualmente denominada Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), otorgó el Registro de Operaciones a la entonces Cooperativa de Servicios Eléctricos Pazña Ltda., actualmente Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.) para ejercer la Actividad de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en la Localidad de Pazña de la Provincia Poopó del Departamento de Oruro.

Que mediante nota AE-74-DPT-12/2019 de 11 de enero de 2019, se solicitó a COSEPAZ R.L. presentar el Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, de conformidad al numeral V (Procedimiento para la Aprobación de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores) del Anexo a la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

Que mediante nota AE-688-DPT-141/2019 de 11 de marzo de 2019, se requirió a COSEPAZ R.L. comunicar al Ente Regulador el nombre de la empresa consultora contratada para presentar el Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, de conformidad al numeral V (Procedimiento para la Aprobación de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores) del Anexo a la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9624 de 15 de julio de 2019, COSEPAZ R.L. presentó el Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2019 – 2023, en formato físico y digital.

Que mediante nota AETN-2546-DPT-511/2019 de 11 de septiembre de 2019, se remitieron las observaciones al Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2019 – 2023, para que sean atendidas en un plazo de quince (15) días hábiles administrativos, en cumplimiento al inciso g) del numeral 5 del Anexo a la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 13944 de 09 de octubre de 2019, COSEPAZ R.L presentó la documentación con las aclaraciones a las observaciones realizadas mediante nota AETN-2546-DPT-511/2019 de 11 de septiembre de 2019 por lo que el nuevo Modelo Tarifario se incorporó con las correcciones solicitadas.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 14437 de 17 de octubre de 2019, COSEPAZ R.L presentó información complementaria a la nota con Registro N° 13944 de 09 de octubre de 2019; asimismo, incluyó el Informe Final del Estudio Tarifario en formato físico y digital.

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

Que mediante Informe AETN-DPT N° 821/2019 de 05 de diciembre de 2019, se recomendó aprobar para COSEPAZ R.L. la Proyección de la Demanda, los Costos de Suministro, la Estructura Tarifaria, los Cargos por Conexión y Reconexión, las Fórmulas de Indexación y la Metodología para el cobro del Depósito de Garantía para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

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 46 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, referente a los Precios y Tarifas en Sistemas Aislados, determina: "Los precios y



tarifas de los Sistemas Aislados, se establecerán siguiendo los criterios definidos para el Sistema Interconectado Nacional, cuando éstos sean aplicables. Caso contrario, la Superintendencia de Electricidad aprobará precios y tarifas que cubran los costos medios del suministro, teniendo en cuenta criterios de eficiencia”.

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

Que el artículo 53 de la Ley de Electricidad, establece: “(...) 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 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 51 del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales aprobado mediante Decreto Supremo N° 24043 de 28 de junio de 1995, establece: “El beneficiario de la Concesión, Licencia o Licencia Provisional, en el plazo de quince (15) días computables a partir de la fecha de dictación de la Resolución de otorgamiento y antes de suscribirse el contrato, deberá presentar una boleta de garantía bancaria de cumplimiento de contrato y cumplimiento de inversión comprometida, por un monto equivalente al cinco por ciento (5%) de dicha inversión con vigencia al plazo final establecido en el cronograma de ejecución de la obra o estudio según corresponda. Cada seis meses se ajustará la mencionada boleta reduciéndola en proporción al monto ejecutado de la obra, previa aprobación de la Superintendencia. De manera que en todo momento, la boleta cubra el cinco por ciento (5%) de la obra aún no ejecutada.” (...)

Que mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, se aprobó el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) en cuyo Capítulo IV y V se establece los Precios Máximos de Distribución y los Precios Máximos de los Sistemas Aislados, respectivamente.

Que los incisos a) y d) del artículo 41 del RPT, establecen lo siguiente:

“Los Distribuidores tienen la obligación de prestar el servicio de transporte en instalaciones de distribución, a otros Agentes del mercado, de acuerdo a los siguientes principios, previa la suscripción del contrato correspondiente:

- a) “Acceso abierto y no discriminado”;
- d) (...) “La remuneración por el servicio de transporte en instalaciones de distribución deberá seguir los mismos criterios que los establecidos, en el presente Reglamento, para el Sistema Troncal de Interconexión en caso de instalaciones

de uso común y fuera del Sistema Troncal de Interconexión para instalaciones dedicadas”.

Que el artículo 47 del RPT, establece: “(...) 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 (...)”.

Que el artículo 56 del RPT, establece: “Los cargos de conexión y reconexión, para cada categoría de consumidor, deben ser calculados considerando el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte requeridos para conectar o reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución. Dichos cargos serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución, juntamente con la aprobación de las tarifas.

El cargo de conexión será aplicado a todo nuevo consumidor que se conecte a la red de distribución; el cargo por reconexión será aplicado para la reposición del servicio, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro”.

Que el artículo 57 del RPT, señala: “El depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, se calculará como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría, para su aplicación deberá ser aprobado por la Superintendencia. Todo nuevo consumidor cancelará el depósito de garantía el cual será devuelto, cuando decida prescindir del servicio, al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado”.

Que el artículo 3 de Decreto Supremo N° 27302 del 23 de diciembre de 2003, establece: “Para efectos del estudio tarifario, la parte del valor del activo tangible y del activo intangible y, en consecuencia del valor de su depreciación acumulada, que corresponda en moneda extranjera serán determinados y proyectados en moneda local considerando la diferencia entre la variación del tipo de cambio del dólar de Estados Unidos de Norteamérica y, la variación del Índice de Precios al Consumidor, promedio de los cuatro años anteriores a la fecha de realización del estudio tarifario. Para la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por la Superintendencia de Electricidad, se utilizará 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 utilizará la variación anual del Índice de Precios al Consumidor”.

Que el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establece en su artículo 51, incisos b), c) y d), que las competencias de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al mencionado Decreto Supremo, son las siguientes:

- "b) Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.*
- c) Implementar los aspectos relativos a la regulación, control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.*
- d) Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros de acuerdo a la normativa vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible y sea pública".*

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

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

Que la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, aprobó 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 la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, aprobó la "Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución y Tarifas en Sistemas Aislados y Menores con Contratos de Adecuación, Registro y Otros Sistemas Aislados y Menores".

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

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

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

"Llámesese así el suceso que no ha podido preverse o que, previsto, no ha podido evitarse. Los casos fortuitos, lo mismo que los de fuerza mayor, pueden ser

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

Conceptualmente se establece que:

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

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que mediante Informe AETN-DPT N° 821/2019 de 05 de diciembre de 2019, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, se concluyó y recomendó lo siguiente:

"(...) 4. CONCLUSIONES

Del análisis realizado al documento "Informe Final del Estudio Tarifario 2019 – 2023", de la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), se tienen las siguientes conclusiones:

- *El Estudio Tarifario fue elaborado con información estadística proporcionada por la Distribuidora, datos poblacionales recabados del Instituto Nacional de Estadística (INE), de acuerdo al Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 del 2 de marzo de 2001 y a la Metodología de Cálculo de Precios y Tarifas aprobada mediante Resolución AE N° 064/2010 de 3 de marzo de 2010.*
- *La proyección de la demanda fue elaborada para la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), por un periodo de cinco (5) años posteriores al año base, desagregada por tipo de consumidor y comprende el número de consumidores, el consumo de energía, el consumo promedio de energía, y la demanda de potencia.*
- *Para las proyecciones de consumidores y ventas de energía de la categoría domiciliaria, se utilizó la metodología descrita en la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002. Asimismo, se incluyó un análisis de la demanda histórica y de los factores demográficos para la categoría Domiciliaria; adicionalmente, se consideraron los objetivos de cobertura del servicio que fueron definidos por el Regulador de acuerdo al Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, la Agenda Patriótica 2025 y el Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025.*

- Los históricos de niveles de pérdidas son inconsistentes en cada gestión, que no aplican a la realidad de ninguna Distribuidora, motivo por el cual, se optó por aplicar un porcentaje de pérdidas de 13,0% en la gestión 2019, valor que corresponde al de otras Cooperativas de similares características, proponiéndose reducir estas a un porcentaje de 11,0% al final de periodo tarifario.
- El Factor de Carga aplicado de 45,34% para la gestión 2019 es el mismo que fue registrado en la gestión 2018, proponiéndose un incremento del mismo hasta llegar a una meta de 46,0% al final del periodo tarifario.
- Para la determinación de los activos fijos y depreciación acumulada, se tomaron los valores de activos fijos iniciales presentados por la Distribuidora, debido a que no existen valores aprobados en un Estudio Tarifario anterior concordante con la resolución de cumplimiento de inversiones, los activos fueron evolucionados y actualizados conforme al Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, desde la fecha de alta de los activos.
- Mediante Resolución AETN N° 1062/2019 de 15 de noviembre de 2019, se aprobó las inversiones reconocidas por un monto total de Bs50.759,69 (Cincuenta mil setecientos cincuenta y nueve 69/100 Bolivianos).
- La Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), presentó un programa de inversiones para el período 2019 – 2023, el cual fue revisado y el total de las inversiones programadas aprobadas por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) mediante Resolución AETN N° 967/2019 de 24 de octubre de 2019, alcanzando a Bs508.284,61 (Quinientos ocho mil doscientos ochenta y cuatro 61/100 Bolivianos).
- El año base del Estudio Tarifario corresponde a la gestión 2018.
- Para la determinación de los Costos de Operación del año base, se consideró la información financiera referente a las gestiones 2016, 2017 y 2018, mismos que para su análisis, fueron reclasificados por la AETN en Afectos y No afectos a la Concesión, obteniendo el promedio de estos últimos tres años.
- La proyección de los Costos fue realizado considerando los costos base, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado y racionalizado, excluyendo los costos no reconocidos, y empleando los criterios y fórmulas descritas en la Metodología de Cálculo de Precios y Tarifas aprobada mediante Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.
- La Tasa de Retorno utilizada para el Estudio Tarifario, es del 9,1%, de acuerdo a lo establecido en la Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019.
- El impacto tarifario es de 6,15% respecto a la tarifa aplicada el mes de diciembre de 2018.

5. RECOMENDACIONES

Por las conclusiones del presente Informe y por los resultados obtenidos, se recomienda aprobar con Resolución Administrativa lo siguiente:

- Los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2020 – 2023, según Anexo I.
- Costos de Suministro para el periodo 2020 – 2023, según Anexo I.
- Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, según Anexo II para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023 y su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2019.
- Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, según Anexo III, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023 y su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2019.
- La determinación del Depósito de Garantía, de acuerdo al procedimiento adjunto en el Anexo IV.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que en mérito a las consideraciones del Informe AETN-DPT N° 821/2019 de 05 de diciembre de 2019, corresponde aprobar para COSEPAZ R.L. la Proyección de la Demanda, los Costos de Suministro, la Estructura Tarifaria, los Cargos por Conexión y Reconexión, las Fórmulas de Indexación y la Metodología para el cobro del Depósito de Garantía para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la AETN)

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

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

Que mediante Decreto Supremo N° 3058 de 22 de enero de 2017, se modificó el Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, la Organización del Órgano Ejecutivo para crear el Ministerio de Energías, estableciendo su estructura, atribuciones y competencias, teniendo como tarea implementar políticas destinadas a



los sectores eléctrico, evaporítico y nuclear.

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

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

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

POR TANTO:

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

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía para el periodo 2020 – 2023, conforme al Anexo 1 de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), los costos de Suministro para el periodo 2020 – 2023, conforme al Anexo 1 de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023 y su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2019, conforme al Anexo 2 de la presente Resolución.

CUARTA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), los Cargos por Conexión, Reconexión, su Fórmula de Indexación y la determinación del Depósito de Garantía, conforme a los Anexos 3 y 4 de la presente Resolución.

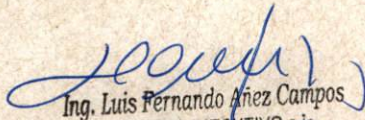
QUINTA.- Notificar a la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), con el Informe AETN-DPT N° 821/2019 de 05 de diciembre de 2019.

SEXTA.- De acuerdo a lo establecido el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y concordante con el inciso d) del artículo 51




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

Regístrese, comuníquese y archívese.



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

Es conforme:



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

ANEXO N° I

PROYECCION DE LA DEMANDA (PERIODO 2019 – 2023)

PROYECCION DEL NÚMERO DE CONSUMIDORES Y TASA DE CRECIMIENTO POR CATEGORÍA Y AÑO

Año	Domiciliaria	Crec. (%)	General	Crec. (%)	Al. Público	Crec. (%)	Total	Crec. (%)
2015	444		80		1		525	
2016	459	3,38%	76	-5,00%	1	0,00%	536	2,10%
2017	467	1,74%	80	5,26%	1	0,00%	548	2,24%
2018	477	2,14%	82	2,50%	1	0,00%	560	2,19%
2019	490	2,73%	86	4,46%	1	0,00%	577	2,97%
2020	499	1,84%	89	4,26%	1	0,00%	589	2,19%
2021	507	1,60%	93	4,09%	1	0,00%	601	1,98%
2022	515	1,58%	97	3,93%	1	0,00%	613	1,94%
2023	522	1,36%	100	3,78%	1	0,00%	623	1,74%

PROYECCION VENTAS DE ENERGÍA Y TASA DE CRECIMIENTO POR CATEGORÍA Y AÑO (kWh)

Año	Domiciliaria	Crec. (%)	General	Crec. (%)	Al. Público	Crec. (%)	Total	Crec. (%)
2015	98.372		108.823		49.531		256.726	
2016	100.008	1,66%	152.840	40,45%	51.884	4,75%	304.732	18,70%
2017	111.138	11,13%	155.944	2,03%	51.468	-0,80%	318.550	4,53%
2018	108.211	-2,63%	175.213	12,36%	54.652	6,19%	338.076	6,13%
2019	111.511	3,05%	195.095	11,35%	56.450	3,29%	363.056	7,39%
2020	113.560	1,84%	213.446	9,41%	58.756	4,08%	385.761	6,25%
2021	115.380	1,60%	231.797	8,60%	61.061	3,92%	408.238	5,83%
2022	117.201	1,58%	250.148	7,92%	63.367	3,78%	430.715	5,51%
2023	118.794	1,36%	268.499	7,34%	65.672	3,64%	452.965	5,17%

PROYECCION DE COSTOS PERIODO 2020 – 2023 (Bs Dic 2018 sin IVA)

Costos	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio (2020-2023)
Compra de Energía	149.607	157.775	165.730	173.567	181.197	169.567
Operación y Mantenimiento	54.854	57.741	60.537	63.280	65.937	61.874
Administrativos y Generales	65.548	68.997	72.339	75.616	78.791	73.936
Impuesto a las Transacciones	11.541	12.288	13.213	13.794	14.131	13.356
Cuentas Incobrables	1.924	2.048	2.202	2.299	2.355	2.226
Depreciaciones y Amortizaciones	61.589	66.550	75.006	78.930	80.265	75.188
Consumidores	33.997	34.704	35.411	36.118	36.707	35.735
Otros Ingresos	-34.667	-35.126	-35.829	-36.533	-37.021	-36.127
Utilidad	40.312	44.633	51.812	52.719	48.669	49.458
Total Costos	384.704	409.612	440.420	459.790	471.030	445.213

ANEXO N° 2

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE
COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ELECTRICIDAD PAZÑA R.L. (COSEPAZ R.L.)
(A precios de Diciembre 2018 con impuestos)
PERIODO: noviembre 2019 – octubre 2023

Categoría	Bloques	Unidad	Tarifa Propuesta (Dic 2018)
Domiciliario			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	17,414
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	0,869
General			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	20,28
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	1,01
Seguridad Ciudadana			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	17,414
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	0,869
Alumbrado Público			
Cargo por Energía		Bs/kWh	0,946

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

$$Ct = Ct_0 * [a * TPC / TPC_0 + (1 - a) * FIOC] * (1 + TR)$$

$$FIOC = (b * IPC / IPC_0 + c * PD / PD_0 - p_1 * n * X_{com} - p_2 * n * X_{cag} - p_3 * n * X_{cc} + p_4 * ZI + p_5 * ZT)$$

Dónde:

- Ct = Cargo tarifario en bolivianos aplicable en el mes de facturación.
- Ct₀ = Cargo tarifario en bolivianos aprobado.
- TPC = Tarifa promedio de compra de electricidad del mes de facturación, determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos indexados al mes de facturación.
- TPC₀ = Tarifa promedio de compra de electricidad base determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos correspondientes al mes base (diciembre 2018).
- FIOC = Factor de indexación de otros costos.
- IPC = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC₀ = Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes base.
- PD = Precio del dólar.
- PD₀ = Precio base del dólar.
- X_{com} = Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento.
- X_{cag} = Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales.
- X_{cc} = Índice de disminución mensual de los costos de consumidores.
- ZI = Índice de variación de los impuestos directos.
- ZT = Índice de variación de las tasas.
- A = Proporción del costo de compra de electricidad respecto al ingreso requerido por ventas de electricidad, determinado con los valores promedio del estudio tarifario.
- B = Proporción de los otros costos en Moneda Nacional.
- C = Proporción de los otros costos en Dólares Estadounidenses.
- P1 = Participación de los costos de operación y mantenimiento en los otros Costos.
- P2 = Participación de los costos administrativos y generales en los otros Costos.

- P3 = Participación de los costos de consumidores en los otros costos.
P4 = Participación de los impuestos directos en los otros costos.
P5 = Participación de las tasas en los otros costos.
N = Número del mes de la indexación respecto del mes base.
TR = Tasa de Regulación aprobado por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) con Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019 (9,1%).

ANEXO N° 3

CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN
COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ELECTRICIDAD PAZÑA R.L.
(A precios de Diciembre 2018 con impuestos)
PERIODO: noviembre 2019 – octubre 2023

DETALLE	Propuesta
	c/IVA
Cargo por Conexión (Bs/Conex)	56,30
Cargo por Reconexión (Bs/Reconex)	67,40

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LOS CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN

$$CCR_n = CCR_o * (IPC_{n-2} / IPC_o)$$

Dónde:

- CCR_n = Cargo por conexión o reconexión del mes de indexación.
 CCR_o = Cargo por conexión o reconexión base.
 IPC_{n-2} = Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de la indexación.
 IPC_o = Índice de Precios al Consumidor Base correspondiente al segundo mes anterior al mes base.

ANEXO N° 4

PROCEDIMIENTO PARA EL COBRO DEL DEPÓSITO DE GARANTÍA

El procedimiento a seguir para el depósito de garantía será:

- a) En el caso de consumidores no industriales: Se determinará el consumo promedio por consumidor de cada categoría, como el cociente entre la energía facturada y el número de clientes registrados al segundo mes anterior a la vigencia del depósito de garantía.

La factura mensual de un consumidor típico de cada categoría se determinará aplicando el cargo mínimo sin IVA y los cargos variables sin IVA al consumo determinado anteriormente, vigente en el mes de aplicación del depósito de garantía.

El depósito de garantía para cada consumidor, se calculará como el monto equivalente a un tercio de una factura mensual estimada para dicho consumidor

- b) En el caso de consumidores industriales: El depósito de garantía para cada consumidor, se calculará como el monto equivalente a un tercio de una factura mensual estimada para dicho consumidor, en base a la información proporcionada por el mismo sobre su requerimiento de demanda. En la estimación de la demanda se utilizarán factores de carga, factores de demanda, u otros factores requeridos típicos de la categoría que le corresponda. La factura mensual estimada de cada consumidor será calculada con los cargos tarifarios vigentes sin el Impuesto al Valor Agregado (IVA) de la categoría que le corresponda aplicada a la demanda estimada a este propósito.

Todo nuevo consumidor cancelará el Depósito de Garantía.

En caso de prescindir del servicio, el Depósito de Garantía será devuelto al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.

INFORME AETN-DPT N° 821/2019

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

Vía: Waskar Alberto Rodriguez Gandarillas
DIRECTOR DE PRECIOS, TARIFAS E INVERSIONES

Alberto Villarroel Humérez
RESPONSABLE DE TARIFAS SAVIS a.i.

De: Fabricio Crespo Ovando
ANALISTA II a.i.

Daniel Cayo Lancea
ANALISTA IV a.i.

Ref.: INFORME SOBRE EL ESTUDIO TARIFARIO PRESENTADO
POR LA COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE
ELECTRICIDAD PAZÑA R.L. (COSEPAZ R.L.) PARA EL
PERÍODO NOVIEMBRE 2019 – OCTUBRE 2023

Trámite: 2019-31342-33-0-0-0-DPT

CIAE: 0091-0005-0003-0001

Lugar y fecha: La Paz, 05 de diciembre de 2019.



Resumen Ejecutivo: El presente Informe tiene por objeto presentar los resultados de la evaluación al documento del Estudio Tarifario presentado por la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), correspondiente al período noviembre 2019 – octubre 2023, conforme a lo establecido en el artículo 51 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, artículo 58 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) y a la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

En virtud a los resultados de la evaluación, se recomienda aprobar mediante Resolución la Proyección de la Demanda, Costos de Suministro, Estructura Tarifaria, Cargos por Conexión y Reconexión, Fórmulas de Indexación y Metodología para el cobro del Depósito de Garantía para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Señor Director:

De conformidad al procedimiento para la aprobación de precios máximos de distribución en Sistemas Aislados y Menores, aprobado mediante Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, remito para su consideración el presente Informe.

1. ANTECEDENTES

Mediante Resolución AE N° 551/2012 de 07 de noviembre de 2012, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) actualmente Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), otorgó el Registro de Operaciones a la Cooperativa de Servicios Eléctricos Pazña Ltda., actualmente Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.) para ejercer la Actividad de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en la localidad de Pazña de la Provincia Poopó del Departamento de Oruro.

Mediante nota AE-74-DPT-12/2019 de 11 de enero de 2019, se solicitó a la Cooperativa presentar el Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, según establece el numeral V (Procedimiento para la Aprobación de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores) del Anexo a la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

Mediante nota AE-688-DPT-141/2019 de 11 de marzo de 2019, se solicitó a la Cooperativa informe a esta Autoridad el nombre de la empresa consultora contratada a la Cooperativa presentar el Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, según establece el numeral V (Procedimiento para la Aprobación de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores) del Anexo a la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

Mediante nota recepcionada en esta Autoridad con Registro N° 9624 de 15 de julio de 2019, la cooperativa presentó el Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2019 – 2023, en formato físico y digital.

Mediante nota AETN-2546-DPT-511/2019 de 11 de septiembre de 2019, se remitió las observaciones al Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2019 – 2023, para que sean atendidas en un plazo de quince (15) días hábiles administrativos, en cumplimiento al inciso g) del numeral 5 de la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

Mediante nota recepcionada en esta Autoridad con Registro N° 13944 de 09 de octubre de 2019, la cooperativa remitió la documentación con las aclaraciones a las observaciones mencionadas en la nota AETN-2546-DPT-511/2019 de 11 de septiembre de 2019 y el nuevo Modelo Tarifario se incorporó las correcciones solicitadas.

Mediante nota recepcionada en esta Autoridad con Registro N° 14437 de 17 de octubre de 2019, la Cooperativa remitió información complementaria a la nota con Registro N° 13944 de 09 de octubre de 2019, además se incluye el Informe Final del Estudio Tarifario en formato físico y digital.

2. MARCO LEGAL

Los incisos I), II), y III) del artículo 20 de la Constitución Política del Estado (CPE) promulgada el 7 de febrero de 2009, 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."

El artículo 46 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, referente a los Precios y Tarifas en Sistemas Aislados, determina que: *"Los precios y tarifas de los Sistemas Aislados, se establecerán siguiendo los criterios definidos para el Sistema Interconectado Nacional, cuando éstos sean aplicables. Caso contrario, la Superintendencia de Electricidad aprobará precios y tarifas que cubran los costos medios del suministro, teniendo en cuenta criterios de eficiencia"*.

El artículo 51 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre 1994 y el artículo 58 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado con Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad debe aprobar tarifas y sus fórmulas de indexación.

El artículo 53 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, referente a los Estudios Tarifarios del cual son parte los Programas de Inversión que entre otras establece que: (...) *"La Superintendencia de Electricidad aprobará o rechazará los estudios efectuados por los consultores, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada, formulando las observaciones que considere pertinentes"*.

El artículo 55 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, referente a las Estructuras Tarifarias, establece que el Ente Regulador aprobará para cada empresa de Distribución, estructuras tarifarias definidas en función a las características técnicas del suministro y del consumo de electricidad.

El artículo 51 del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales aprobado mediante Decreto Supremo N° 24043 de 28 de junio de 1995, establece que: *"El beneficiario de la Concesión, Licencia o Licencia Provisional, en el plazo de quince (15) días computables a partir de la fecha de dictación de la Resolución de otorgamiento y antes de suscribirse el contrato, deberá presentar una boleta de garantía bancaria de cumplimiento de contrato y cumplimiento de inversión comprometida, por un monto equivalente al cinco por ciento (5%) de dicha inversión con vigencia al plazo final establecido en el cronograma de ejecución de la obra o estudio según corresponda. Cada seis meses se ajustará la mencionada boleta reduciéndola en proporción al monto ejecutado de la obra, previa aprobación de la*

Superintendencia. De manera que en todo momento, la boleta cubra el cinco por ciento (5%) de la obra aún no ejecutada.” (...)

Mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, se aprobó el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) en cuyo Capítulo IV y V se establece los Precios Máximos de Distribución y los Precios Máximos de los Sistemas Aislados, respectivamente.

El artículo 41 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), que en sus incisos a) y d) establecen lo siguiente:

“Los Distribuidores tienen la obligación de prestar el servicio de transporte en instalaciones de distribución, a otros Agentes del mercado, de acuerdo a los siguientes principios, previa la suscripción del contrato correspondiente:

- a) *“Acceso abierto y no discriminado”.*
- d) *(...) “La remuneración por el servicio de transporte en instalaciones de distribución deberá seguir los mismos criterios que los establecidos, en el presente Reglamento, para el Sistema Troncal de Interconexión en caso de instalaciones de uso común y fuera del Sistema Troncal de Interconexión para instalaciones dedicadas”.*

El artículo 47 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), en su tercer párrafo establece que (...) *“Los Planes de expansión que incluyen los respectivos programa de Inversión, serán presentados por el Titular a la Superintendencia, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación mediante Resolución” (...)*

El artículo 56 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) referente a los Cargos de Conexión y Reconexión, establece lo siguiente:

“Los cargos de conexión y reconexión, para cada categoría de consumidor, deben ser calculados considerando el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte requeridos para conectar o reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución. Dichos cargos serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución, juntamente con la aprobación de las tarifas.”

“El cargo de conexión será aplicado a todo nuevo consumidor que se conecte a la red de distribución; el cargo por reconexión será aplicado para la reposición del servicio, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro.”

El artículo 57 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) referente al Depósito de Garantía, señala lo siguiente:

“El depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, se calculará como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría, para su aplicación deberá ser aprobado por la Superintendencia. Todo nuevo consumidor cancelará el depósito de garantía el cual será devuelto, cuando decida prescindir del servicio, al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.”

El Decreto Supremo N° 27302 del 23 de diciembre de 2003, en su artículo 3 (Proyección y Actualización de Activos) establece lo siguiente:

“Para efectos del estudio tarifario, la parte del valor del activo tangible y del activo intangible y, en consecuencia del valor de su depreciación acumulada, que corresponda en moneda extranjera serán determinados y proyectados en moneda local considerando la diferencia entre la variación del tipo de cambio del dólar de Estados Unidos de Norteamérica y, la variación del Índice de Precios al Consumidor, promedio de los cuatro años anteriores a la fecha de realización del estudio tarifario.

Para la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por la Superintendencia de Electricidad, se utilizará 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 utilizará la variación anual del Índice de Precios al Consumidor”.

El Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, establece en su artículo 51, incisos b), c) y d), que las competencias de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al mencionado Decreto Supremo, son las siguientes:

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

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

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

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

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

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

La Disposición Adicional Tercera del Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establece: "A partir de la publicación del presente Decreto Supremo la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad – AE se denominará Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear – AETN, quedando las demás disposiciones normativas adecuadas a esta denominación."

La Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, relativo a 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.

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

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

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

3. ANÁLISIS

3.1 Antecedentes

La entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), actualmente Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) mediante Resolución AE N° 551/2012 de 07 de noviembre de 2012, otorgó el Registro a la Cooperativa de Servicios Eléctricos Pazña Ltda., como operador rural, para ejercer la Actividad de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en la localidad de Pazña, Provincia Poopó del Departamento de Oruro.

Mediante Contrato AE-CR N° 020/2013, con tramite N° 2012-3541-16-0-0-DDO, de 12 de junio de 2013, se procede a la firma del Contrato de Electrificación Rural para ejercer la Actividad de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, en la localidad de Pazña, provincia Poopó del Departamento de Oruro, entre la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) y la Cooperativa de Servicios Eléctricos Pazña Ltda.

Por otra parte, mediante la Resolución AE N° 315/2017 de 13 de junio de 2017, se aprueba la actualización del Área de Operación para ejercer la Actividad de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, en la localidad de Pazña, provincia Poopó del Departamento de Oruro, actualizada hasta mayo de 2017.

El periodo de proyección y análisis contenido en el presente Informe, incluye los años 2019 - 2023, en consideración a las disposiciones administrativas y regulatorias emanadas por la AETN, y se aplicó como año base el año 2018.

En base a las disposiciones legales descritas y el numeral 2 (Marco Legal) y análisis realizado al documento final del Estudio de Tarifas presentado por la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L., para el período noviembre 2019 – octubre 2023, la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) verificó el modelo tarifario presentado por COSEPAZ y elaboró un modelo de cálculo de Tarifas de Distribución, cuyos principales resultados son presentados a continuación.

3.2 Análisis de la Demanda

La proyección de la demanda, nos permite determinar el mercado que será atendido por la Distribuidora en el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023, misma que fue realizada en base a la Metodología para el “Cálculo de Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores” aprobada mediante Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010 y la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, que aprueba la “Norma Operativa para la Presentación del Estudio de la Proyección de la Demanda, Metodología de Plan de Expansión y del Programa de Inversión”, emitida por la entonces Superintendencia de Electricidad, normativas que establecen los criterios principales para la determinación y aprobación de las Tarifas de Distribución.

Es importante mencionar que la zona de operación para la distribución de energía eléctrica por parte de la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L., se encuentra en la Segunda Sección Pazña de la Provincia Poopo del Departamento de Oruro – Bolivia.

Las comunidades que son atendidas por la Cooperativa son: Pazña, OTB Irupata, OTB Palea N° 1, OTB Palcanaga, OTB San Martín, OTB San Ignacio, OTB Canaslupé, OTB Jacharaña, OTB Santa María, OTB San José, OTB Cuchoavicaya, OTB Llallaguani y OTB Santa Filomena 1, todas pertenecientes al Municipio de Pazña, Provincia Poopó.

Las categorías con las que cuenta la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. a diciembre de 2018, son las que se muestran en la Tabla siguiente:

Cuadro N° 1
Categorías Tarifarias existentes

Domiciliario
Comercial
Instituciones
Empresas
Alumbrado Público

Fuente: Estudio Tarifario COSEPAZ

A efecto de dar cumplimiento a las disposiciones establecidas en la Resolución SSDE N° 162/2001 de 31 de octubre de 2001, estas categorías han sido reclasificadas para fines de la proyección, agrupando las categorías Comercial, Instituciones y Empresas

en la Categoría General, las actividades de estas categorías corresponde a escuelas, hospitales, pequeños talleres y antenas para el servicio de telecomunicaciones.

La proyección de la demanda fue realizada para el periodo de cinco (5) años a partir del año base, desagregada por tipo de consumidor y comprende el número de consumidores, el consumo de energía, el consumo promedio de energía y la demanda de potencia. Asimismo, se incluyó un análisis de la demanda histórica y de los factores demográficos para la categoría domiciliaria.

La determinación de los valores proyectados se realizó mediante modelos econométricos y tendenciales que relacionaron la demanda de electricidad y/o el número de consumidores con indicadores económicos y demográficos relevantes, modelos de correlación con el tiempo u otros en función de la información disponible.

Con base en las proyecciones de consumo se determinaron las proyecciones de balance de energía que incluye las compras, el consumo propio, las pérdidas técnicas y no técnicas y el consumo de los usuarios. Se proyectó también la demanda máxima del sistema.

3.2.1 Proyección de Consumidores

Para las proyecciones de consumidores se aplicaron métodos analíticos, tendenciales y econométricos, dependiendo la normativa específica de cada categoría, de acuerdo a la información disponible.

3.2.1.1 Categoría Domiciliaria

De acuerdo a la Norma de Aplicación de Tarifas de Distribución, los usuarios que corresponden a esta categoría, son aquellos que utilizan el suministro de electricidad en casas o departamentos destinados exclusivamente para uso doméstico, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso común (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración o calefacción y utilidades análogas) que sirvan a una o más viviendas.

La proyección del número de consumidores domiciliarios fue proyectada de acuerdo a la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, así como la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

Los datos considerados para la proyección incluyeron por una parte, información demográfica, consistente en datos de población, viviendas ocupadas, y tasa de crecimiento de la población, los mismos que fueron extractados de datos oficiales emitidos por el Instituto Nacional de Estadística (INE).

A partir de esta información se construyeron los indicadores de Grado de electrificación (viviendas electrificadas/viviendas ocupadas), y el Índice de Habitantes por Vivienda (Población/viviendas ocupadas).

Las metas del Grado de Electrificación corresponden a los lineamientos establecidos en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, que establece para el año 2020 un objetivo de cobertura a nivel de Bolivia de 100% en el área urbana y 90%

en el área rural, la Agenda Patriótica 2025 y el Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025.

En base a la metodología mencionada anteriormente, los resultados obtenidos por la AETN en la proyección del número de consumidores de la Categoría Domiciliaria para el periodo 2019-2023, son presentados en el siguiente cuadro:

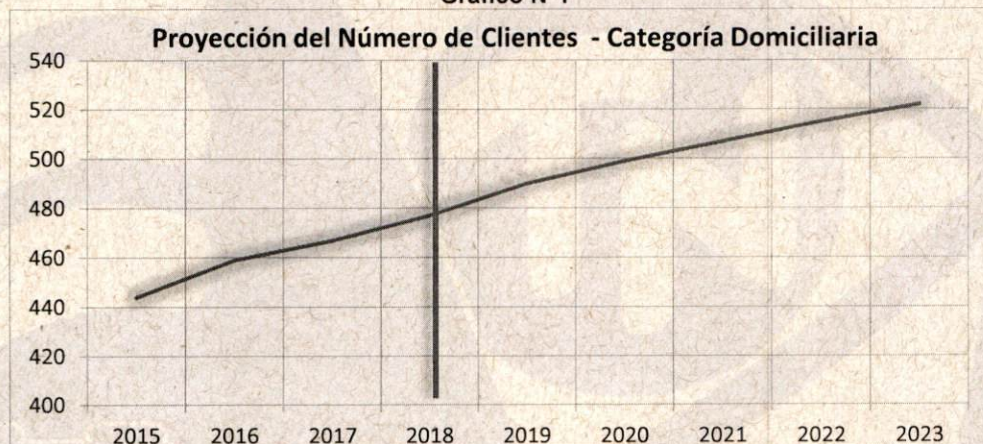
Cuadro N° 2
Proyección de Clientes – Categoría Domiciliaria

AÑO	Población con crec. 2001- 2012 INE	Crec. Poblacional (datos INE)	Índice de Habitantes por Vivienda (IHV)	Viviendas Ocupadas	Cobertura (%)	viviendas electrificadas	I.C.C	N° de Clientes	Crecimiento de Clientes (%)	GE (%)
2001	5.469		3,18	1.713	59,19	1.014				
2012	5.955	0,78%	2,72	2.185	78	1.710				
2013	6.001	0,78%	2,70	2.227	81	1.813				
2014	6.048	0,78%	2,67	2.263	84	1.897				
2015	6.095	0,78%	2,65	2.299	86	1.968	4,43	444		86
2016	6.142	0,78%	2,63	2.334	87	2.029	4,42	459	3,38	87
2017	6.190	0,78%	2,61	2.369	88	2.083	4,46	467	1,74	88
2018	6.238	0,78%	2,60	2.402	89	2.131	4,44	477	2,14	89
2019	6.287	0,78%	2,58	2.435	89	2.174	4,44	490	2,73	89
2020	6.335	0,78%	2,57	2.468	90	2.214	4,44	499	1,84	90
2021	6.385	0,78%	2,55	2.499	90	2.250	4,44	507	1,60	90
2022	6.434	0,78%	2,54	2.531	90	2.285	4,44	515	1,58	90
2023	6.484	0,78%	2,53	2.562	90	2.317	4,44	522	1,36	90

Fuente: Estudio Tarifario COSEPAZ

Asimismo, en base a los valores obtenidos, presentamos el gráfico de dicha proyección:

Gráfico N°1



Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.2.1.2 Categoría General

Como ya se mencionado en el numeral 3.2 de este Informe, con anterioridad a este Estudio Tarifario, la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña RL, distinguía categorías Comercial, Instituciones y Empresas, agrupando en la primera categoría clientes como pequeños talleres y tiendas, en la segunda categoría se encontraban clientes como hospitales, escuelas y oficinas y en la tercera estaban antenas de Empresas de Telecomunicaciones. A efecto de dar cumplimiento a las disposiciones establecidas en la Resolución SSDE N° 162/2001 de 31 de octubre de 2001, estas categorías han sido agrupadas en la nueva Categoría General, para fines de parametrizar el consumo histórico.

Para este propósito, se obtuvieron los usuarios a diciembre de cada año de las tres (3) categorías antes mencionadas, para obtener un total que correspondería a la nueva categoría denominada "General":

Cuadro N° 3
Número de Clientes Histórico – Categorías Actuales

Año	Comercial	Institucional	Empresas	Total
2015	46	32	2	80
2016	45	29	2	76
2017	44	31	5	80
2018	47	30	5	82

Fuente: Estudio Tarifario de COSEPAZ

Una vez obtenido el total de clientes que conformarán la nueva categoría General, se procedió con la proyección de los mismos para el periodo tarifario, para lo cual, se empleó un modelo econométrico de Mínimos Cuadrados (ARIMA), obteniendo los siguientes resultados:

Cuadro N° 4
Proyección del Número de Clientes - Categoría General

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
N° de Consumidores	80	76	80	82	86	89	93	97	100
Crecimiento Anual (%)	-	-5,0%	5,3%	2,5%	4,5%	4,3%	4,1%	3,9%	3,8%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

En base a los valores obtenidos, presentamos el gráfico de dicha proyección:

Gráfico N° 2



Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.2.1.3 Categoría Seguridad Ciudadana

La Ley N° 264 de 31 de julio de 2012 (Ley del Sistema Nacional de Seguridad Ciudadana "Para una Vida Segura"), en su artículo 55 (Servicios Básicos), numeral IV establece que el Ministerio de Gobierno, la Policía Boliviana o las entidades territoriales autónomas, podrán suscribir convenios con instituciones públicas o privadas que presten servicios públicos básicos, acordando tarifas preferenciales para el servicio en base a la normativa específica del sector.

Por otra parte, el Decreto Supremo N° 1436 de 14 de diciembre de 2010, en su artículo 27 (Tarifas y Categorías de Seguridad Ciudadana) establece que:

- I. La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Agua Potable y Saneamiento Básico a través de Normas Regulatorias Sectoriales, establecerán dentro del periodo tarifario vigente, una tarifa especial o categoría para seguridad ciudadana que será aplicada exclusivamente a los Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control.
- II. La tarifa especial o categoría para seguridad ciudadana será aplicada de acuerdo a reglamentación de la autoridad competente.

Adicionalmente, la Disposición Adicional Tercera del Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establece: "A partir de la publicación del presente Decreto Supremo la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad – AE se denominará Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear – AETN, quedando las demás disposiciones normativas adecuadas a esta denominación."

Esta categoría de acuerdo a la normativa antes citada será incorporada en la Estructura Tarifaria propuesta, Para el caso de módulos policiales, estaciones policiales, módulos fronterizos y puestos de control.

3.2.1.4 Alumbrado Público

El Alumbrado Público es una necesidad en el municipio de Pazña, fundamentalmente por reforzar los aspectos relacionados a seguridad ciudadana. Por consiguiente, el número de clientes de la Categoría Alumbrado Público es una variable cuya dinámica depende de la incorporación de un nuevo municipio, es así que durante el periodo de proyección se mantiene constante en (1) uno el número de clientes hasta el año 2023:

Cuadro N° 4
Número de Clientes - Categoría Alumbrado Público

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
N° de Consumidores	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Crecimiento Anual (%)	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.2.2 Proyección de Ventas de Energía

3.2.2.1 Categoría Domiciliaria

La demanda de energía eléctrica de la Categoría Domiciliaria se determinó a partir de la proyección del consumo unitario que fue calculado en base al crecimiento promedio observado en el periodo 2016 – 2018, para posteriormente ser multiplicado por el número de consumidores proyectados, de acuerdo al procedimiento establecido en la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002:

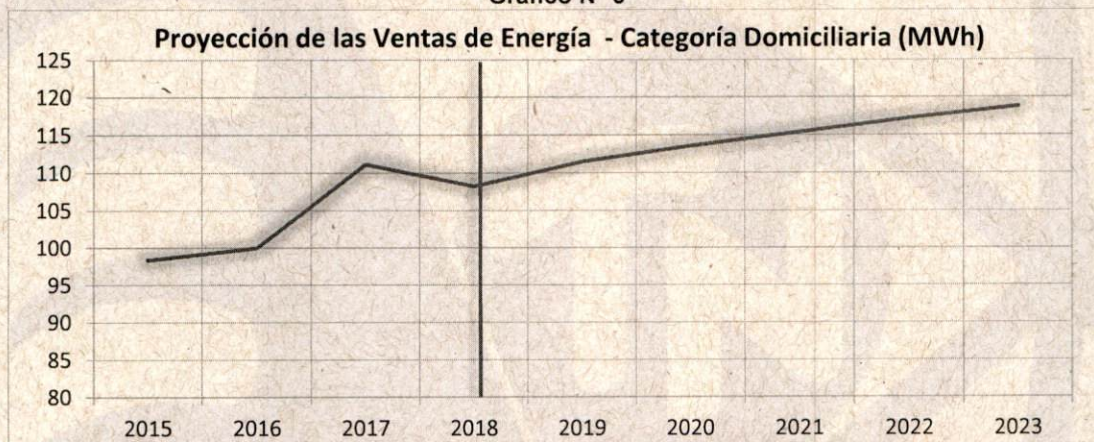
Cuadro N° 5
Ventas de Energía - Categoría Domiciliaria (MWh)

Año	Nº Clientes	MWh/Cliente	Var %	MWh	Var %
2015	444	0,222		98	
2016	459	0,218	-1,66%	100	1,66%
2017	467	0,238	9,23%	111	11,13%
2018	477	0,227	-4,67%	108	-2,63%
2019	490	0,228	0,32%	112	3,05%
2020	499	0,228	0,00%	114	1,84%
2021	507	0,228	0,00%	115	1,60%
2022	515	0,228	0,00%	117	1,58%
2023	522	0,228	0,00%	119	1,36%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

En base a los valores obtenidos, presentamos a continuación el gráfico de dicha proyección:

Gráfico N° 3



Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.2.2.2 Categoría General

La agregación de las diferentes categorías que contemplaba la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L., fue explicada en la proyección del número de consumidores de esta categoría, reflejando el mismo comportamiento para la energía vendida, criterio que es resumido en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6
Ventas de Energía Históricas- Categorías Actuales (MWh)

Año	Comercial	Institucional	Empresas	Total
2015	42,687	57,479	8,657	108,823
2016	42,355	52,683	57,802	152,840
2017	41,441	49,138	65,365	155,944
2018	41,932	54,658	78,623	175,213

Fuente: Estudio Tarifario de COSEPAZ

Una vez obtenido el total de las ventas agrupadas que conformarán la nueva categoría General, se procedió con la proyección de las mismas, empleando un modelo econométrico de Mínimos Cuadrados (ARIMA), obteniendo los siguientes resultados:

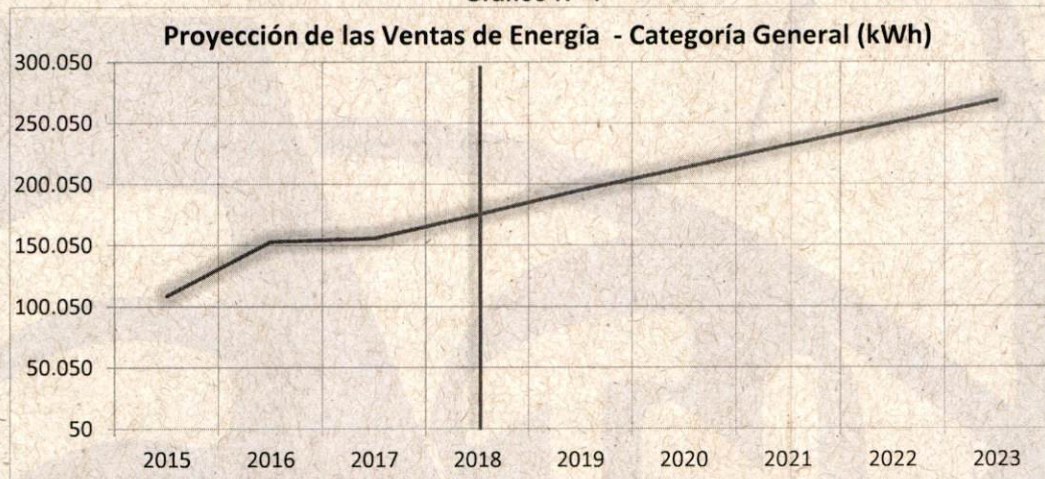
Cuadro N° 7
Proyección Ventas de Energía - Categoría General

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ventas de Energía (kWh)	108.823	152.840	155.944	175.213	195.095	213.446	231.797	250.148	268.499
Crecimiento Anual (%)	-	40,4%	2,0%	12,4%	11,3%	9,4%	8,6%	7,9%	7,3%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

En base a los valores obtenidos, presentamos a continuación el gráfico de dicha proyección:

Gráfico N° 4



Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.2.2.3 Categoría Seguridad Ciudadana

Es una nueva categoría y no se tiene al presente usuarios en la misma, tampoco se conoce de la apertura de algún módulo policial en la población; sin embargo, con la finalidad de dar cumplimiento a la normativa, se optó por considerar esta categoría en la Estructura Tarifaria propuesta.

3.2.2.4 Categoría Alumbrado Público

El consumo de energía de la categoría alumbrado público, se determina teóricamente en función a la potencia de las luminarias y al tiempo que estas están encendidas.

Actualmente las luminarias que forman parte del alumbrado público, está compuesta por 56 luminarias de 85 W, 30 tubos fluorescentes de 40 W, 28, 7 y 1 luminarias de mercurio de 70 W, 400 W y 250 W, respectivamente, lámparas LED de 30, 50 y 100 W.

Por consiguiente, el histórico de energía para el periodo 2015-2018, es presentado a continuación:

Cuadro N° 7
Ventas Históricas de Energía
Categoría Alumbrado Público (kWh)

Año	AP (kWh)
2015	49,531
2016	51,884
2017	51,468
2018	54,652

Fuente: Estudio Tarifario de COSEPAZ

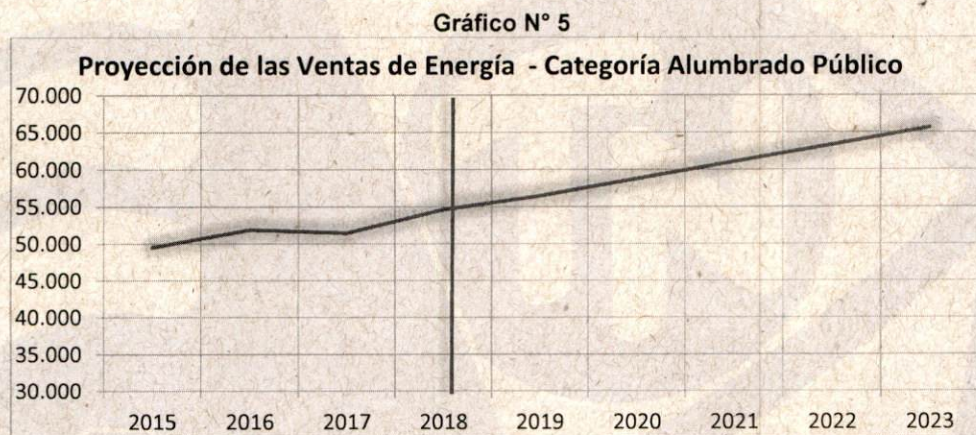
Una vez determinada la demanda de energía de la Categoría Alumbrado Público, se procedió a proyectar la energía, mediante un método econométrico de Mínimos Cuadrados (ARIMA), obteniendo los siguientes resultados:

Cuadro N° 8
Ventas de Energía
Categoría Alumbrado Público (kWh)

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ventas de Energía (kWh)	49.531	51.884	51.468	54.652	56.450	58.756	61.061	63.367	65.672
Crecimiento Anual (%)	-	4,8%	-0,8%	6,2%	3,3%	4,1%	3,9%	3,8%	3,6%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

En base a los valores descritos en el cuadro anterior, presentamos a continuación el gráfico de dicha proyección:



Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.2.3 Resultados Totales de la Proyección de Consumidores y Ventas de Energía

En los siguientes cuadros se resumen las proyecciones referidas al número de consumidores y ventas de energía agregadas de la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L., diferenciadas por categorías, para el periodo 2019-2023, que considera los valores consolidados de los pronósticos realizados:

**Cuadro N° 9
PROYECCION DEL NÚMERO DE CONSUMIDORES Y TASA DE CRECIMIENTO
POR CATEGORÍA Y AÑO**

Año	Domiciliaria	Crec. (%)	General	Crec. (%)	Al. Público	Crec. (%)	Total	Crec. (%)
2015	444		80		1		525	
2016	459	3,38%	76	-5,00%	1	0,00%	536	2,10%
2017	467	1,74%	80	5,26%	1	0,00%	548	2,24%
2018	477	2,14%	82	2,50%	1	0,00%	560	2,19%
2019	490	2,73%	86	4,46%	1	0,00%	577	2,97%
2020	499	1,84%	89	4,26%	1	0,00%	589	2,19%
2021	507	1,60%	93	4,09%	1	0,00%	601	1,98%
2022	515	1,58%	97	3,93%	1	0,00%	613	1,94%
2023	522	1,36%	100	3,78%	1	0,00%	623	1,74%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

**Cuadro N° 10
PROYECCION VENTAS DE ENERGÍA Y TASA DE CRECIMIENTO
POR CATEGORÍA Y AÑO (kWh)**

Año	Domiciliaria	Crec. (%)	General	Crec. (%)	Al. Público	Crec. (%)	Total	Crec. (%)
2015	98.372		108.823		49.531		256.726	
2016	100.008	1,66%	152.840	40,45%	51.884	4,75%	304.732	18,70%
2017	111.138	11,13%	155.944	2,03%	51.468	-0,80%	318.550	4,53%
2018	108.211	-2,63%	175.213	12,36%	54.652	6,19%	338.076	6,13%
2019	111.511	3,05%	195.095	11,35%	56.450	3,29%	363.056	7,39%
2020	113.560	1,84%	213.446	9,41%	58.756	4,08%	385.761	6,25%
2021	115.380	1,60%	231.797	8,60%	61.061	3,92%	408.238	5,83%
2022	117.201	1,58%	250.148	7,92%	63.367	3,78%	430.715	5,51%
2023	118.794	1,36%	268.499	7,34%	65.672	-3,64%	452.965	5,17%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.2.4 Balance de Energía

Para obtener los Balances de Energía y Potencia anuales se aplicó lo establecido en la Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Sistemas Menores con Contrato de Adecuación y/o Registro (Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010).

El balance de energía muestra los valores de consumo de energía del conjunto de consumidores (ventas), las pérdidas y el consumo propio, que sumados dan como resultado los valores de compra de energía para un determinado periodo. El nivel de

pérdidas técnicas y no técnicas se determina como la diferencia entre los valores de energía comprada y consumo de energía (incluyendo los valores estimados de consumo propio).

Los datos de compras de energía (kWh) fueron extraídos de las planillas de facturación de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. y de los Formularios ISE120, de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Al observarse irregularidades en la información histórica, registrándose en algunas gestiones que las ventas de energía eran mayores a las compras realizadas, dando como resultado pérdidas negativas, se optó por asumir un nivel de pérdidas acorde a Cooperativas de similares características de 13,0% para la gestión 2018 proponiendo una reducción de 0,5% por gestión, llegando a una meta de 11,0% de pérdidas en la gestión 2023, esta reducción se logra obtener con acciones técnicas reducir el porcentaje de pérdidas no técnicas (errores de lecturas, cambios de medidores defectuosos, hurtos, etc.) que son las más frecuentes en este tipo de cooperativas. El comportamiento histórico de estas pérdidas es:

AÑO	ENERGIA COMPRADA [kWh]	VENTAS DE ENERGÍA [kWh]	CONSUMO PROPIO [kWh]	PÉRDIDAS [kWh]	PÉRDIDAS [%]
2015	184.094	256.726	1.100	-73.732	-39,45%
2016	202.788	304.732	1.200	-103.144	-50,27%
2017	268.697	318.550	1.200	-51.053	-18,55%

A continuación se observa el Balance de energía, el cual muestra las compras, las ventas y pérdidas de energía:

**Cuadro N° 11
Proyección del Balance de Energía
COSEPAZ R.L. (2019 – 2023)**

COMPRAS DE ENERGÍA (kWh)							
Detalle	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Compras de Energía a ENDE DEORURO	388.593	417.306	440.869	463.907	486.684	508.949	475.102
Total Compras	388.593	417.306	440.869	463.907	486.684	508.949	475.102
VENTAS DE ENERGÍA (kWh)							
Categorías	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Domiciliario	108.211	111.511	113.560	115.380	117.201	118.794	116.234
General	175.213	195.095	213.446	231.797	250.148	268.499	240.972
Alumbrado Público	54.652	56.450	58.756	61.061	63.367	65.672	62.214
Total Ventas de Energía	338.076	363.056	385.761	408.238	430.715	452.965	419.420
CONSUMO PROPIO (kWh)							
Detalle	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Consumo Propio	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
Total Consumo Propio	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
PÉRDIDAS DE ENERGÍA (kWh)							
Detalle	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Pérdidas	49.317	53.050	53.909	54.469	54.769	54.784	54.483
Total Pérdidas	49.317	53.050	53.909	54.469	54.769	54.784	54.483
PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)							
Detalle	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Pérdidas	13,00%	13,00%	12,50%	12,00%	11,50%	11,00%	11,75%
Total Pérdidas %	13,00%	13,00%	12,50%	12,00%	11,50%	11,00%	11,75%
BALANCE FINAL kWh							
Detalle	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Total Balance	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.2.5 Demanda máxima proyectada

La potencia máxima (kW) para el periodo tarifario fue proyectada en función a la compra de energía (kWh) proyectada. La información histórica de potencia máxima fue

extraída de planillas de Facturación de ENDE DEORURO S.A., obteniendo los históricos de factores de carga de la Cooperativa.

Los factores de carga históricos calculados, para las gestiones 2016, 2017 y 2018 varían de un año a otro, debido a la variación registrada en las compras de energía:

AÑO	COMPRAS DE ENERGÍA [kWh]	COMPRAS DE POTENCIA [kW]	FACTOR DE CARGA (%)
2015	184.094	57	36,87%
2016	202.788	62	37,34%
2017	268.697	74	41,45%

Por este motivo, se optó por tomar el valor registrado en la gestión 2018 de 45,34%, incrementándola en 0,17% hasta llegar a un valor de meta de 46,0% en la gestión 2023.

Cuadro N° 12
Proyección de la Demanda y Factor de Carga

COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Detalle	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Compras de Energía (kWh)	417.306	440.869	463.907	486.684	508.949	475.102
Potencia Máxima (kW)	105	111	116	121	126	119
Factor de Carga (%)	45,34%	45,50%	45,67%	45,83%	46,00%	45,76%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.3 Costos de Suministro

El artículo 45, del Capítulo IV del Decreto Supremo N° 26094 del Reglamento de Precios y Tarifas, determina cuales son los Costos de Suministro, que deben ser incluidos en las tarifas base, especifica la composición de cada uno de estos costos y dispone que los mismos deben estar registrados según el Sistema Uniforme de Cuentas (SUC) al que hace referencia el artículo 47 de la Ley de Electricidad.

Sin embargo, los costos de suministro necesarios para el cálculo de las tarifas base están compuestos por:

- Costos de Compra de electricidad,
- Costos de Operación, Costos de Mantenimiento, Costos de Consumidores, Costos Administrativos y Generales de la actividad de Distribución.
- Cuota anual de depreciación y amortización de activos tangibles e intangibles, de la actividad de Distribución.
- Impuestos.
- Tasas.
- Gastos financieros
- Utilidad sobre Patrimonio Afecto a la Concesión

3.3.1 Costos de Compra del Suministro de Electricidad

El costo de compra del suministro de Electricidad para el periodo tarifario, fue determinado aplicando a las cantidades proyectadas de energía (kWh) y potencia (kW) los cargos de energía y potencia, vigentes a diciembre de 2018 sin IVA.

Para los precios de compra, se consideraron los aprobados mediante Resolución AE N° 608/2015 de 29 de octubre de 2015 para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro S.A. (ELFEOSA), actualmente denominada Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. en su categoría grandes demandas PM_GD-MT, para consumidores de Venta en Bloque con demanda mayor a 50kW y suministro en Media Tensión.

Los precios de compra vigentes e indexados al mes de diciembre de 2018 con IVA y sin IVA fueron los siguientes:

**Cuadro N° 13
Categoría Grandes Demandas de ENDE DEORURO S.A.**

PM_GD-MT	UNIDAD	Cargos c/IVA	Cargos s/IVA
		dic-18	dic-18
Cargo fijo	Bs./mes	27,155	23,625
Cargo por energía - Bloque Alto	Bs./kWh	0,236	0,205
Cargo por energía - Bloque Medio	Bs./kWh	0,224	0,195
Cargo por energía - Bloque Bajo	Bs./kWh	0,206	0,179
Cargo por potencia de punta	Bs./kW	62,345	54,24
Cargo por exceso de pot f/punta	Bs./kW	13,565	11,802

Fuente: Elaboración propia en base a la Resolución AE N° 608/2015 de 29 de octubre de 2015

Debido a que la Estructura Tarifaria del cuadro anterior contempla cargos por bloques Alto, Medio y Bajo, se procedió a obtener el porcentaje de participación de cada bloque respecto al total de compra de energía según base de datos de ENDE DEORURO enero – diciembre 2018, obteniendo los siguientes valores:

Bloque Alto = 29,30%
 Bloque Medio = 45,76%
 Bloque Bajo = 24,94%

Estos valores fueron aplicados a las cantidades proyectadas de compra de energía y así se obtuvo la compra de energía (kWh) en cada bloque horario, como se muestra a continuación:

**Cuadro N° 14
Participación por bloques de energía (kWh)
(2019 – 2023)**

PARTICIPACIÓN POR BLOQUES DE ENERGÍA

Detalle	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Energía en Bloque Alto (kWh)	122.286	129.191	135.942	142.616	149.141	139.222
Energía en Bloque Medio (kWh)	190.964	201.747	212.289	222.712	232.901	217.412
Energía en Bloque Bajo (kWh)	104.056	109.932	115.676	121.356	126.908	118.468
Total Compras Energía (kWh)	417.306	440.869	463.907	486.684	508.949	475.102

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

Una vez obtenidos los cargos tarifarios de ENDE DEORURO S.A., la potencia máxima y la participación por bloques de energía, el cálculo realizado es de la siguiente forma:

- El costo de compra de energía (Bs) es el resultado del producto entre los cargos tarifarios s/IVA a diciembre del año base (Bs/kWh) y las cantidades de energía por bloques horarios (kWh) proyectados.

- Resultado del producto entre el cargo por potencia s/IVA a diciembre del año base del Estudio Tarifario (Bs/kW) y las cantidades proyectadas de potencia máxima (kW), dará como resultado el costo de compra de potencia (Bs).

A continuación se muestra los resultados proyectados:

Cuadro N° 15
Proyección de Costo de compra de Energía y Potencia
(2019 – 2023)

COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Detalle	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Compras de Energía (kWh)	417.306	440.869	463.907	486.684	508.949	475.102
Potencia Máxima (kW)	105	111	116	121	126	119
Factor de Carga (%)	45,34%	45,50%	45,67%	45,83%	46,00%	45,76%

PARTICIPACIÓN POR BLOQUES DE ENERGÍA

Detalle	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Energía en Bloque Alto (kWh)	122.286	129.191	135.942	142.616	149.141	139.222
Energía en Bloque Medio (kWh)	190.964	201.747	212.289	222.712	232.901	217.412
Energía en Bloque Bajo (kWh)	104.056	109.932	115.676	121.356	126.908	118.468
Total Compras Energía (kWh)	417.306	440.869	463.907	486.684	508.949	475.102

PRECIOS DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Detalle	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Cargo fijo (Bs/mes)	23.625	23.625	23.625	23.625	23.625	23.625
Cargo por energía - Bloque Alto (Bs/kWh)	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205
Cargo por energía - Bloque Medio (Bs/kWh)	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195
Cargo por energía - Bloque Bajo (Bs/kWh)	0,179	0,179	0,179	0,179	0,179	0,179
Cargo por potencia de punta (Bs/kW)	54.240	54.240	54.240	54.240	54.240	54.240
Cargo por exceso de pot f/punta (Bs/kW)	11,802	11,802	11,802	11,802	11,802	11,802
Precio Monómico (Bs/kWh)	0,359	0,358	0,357	0,357	0,356	0,357

COSTO DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Detalle	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Compra de Energía (Bs)	81.216	85.786	90.254	94.671	98.989	92.425
Compra de Potencia (Bs)	68.391	71.989	75.476	78.896	82.208	77.142
Total Compras (Bs)	149.607	157.775	165.730	173.567	181.197	169.567

ESTRUCTURA DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Detalle	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Compra de Energía (Bs)	54,29%	54,37%	54,46%	54,54%	54,63%	54,50%
Compras de Potencia (Bs)	45,71%	45,63%	45,54%	45,46%	45,37%	45,50%
Total Compras (Bs)	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.3.2 Costos Operativos

Forman parte de los Costos Operativos los denominados Costos de Operación y Mantenimiento, los Costos Administrativos y Generales y los Costos de Consumidores, mismos que son conceptualmente definidos en el artículo 45 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT).

La información para la determinación de los valores proyectados de los Costos Operativos, provinieron de los registros de la Cooperativa, de las gestiones 2016, 2017 y 2018, mismos que para su análisis, fueron reclasificados por la AETN en Afectos y No afectos a la Concesión.

3.3.2.1 Costos No Afectos a la Concesión

En relación a los costos eficientes, la AETN realizó una validación individual de cada uno de los movimientos registrados en la base de datos proporcionada por la Cooperativa, comparando el concepto del costo con la descripción de los "Costos No Reconocidos" del artículo 46 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), así como la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010. De acuerdo al trabajo de validación, se excluyó aquellos costos que por su naturaleza y concepto se consideran excesivos y no corresponden al ejercicio de la concesión y tampoco responden a criterios de eficiencia y razonabilidad, mismos que son detallados a continuación.

3.3.2.1.1 Costos Administrativos y Generales

Por consiguiente, dentro los Costos Administrativos y Generales se identificaron los siguientes costos no afectos a la concesión:

Cuadro N° 16
Costos Administrativos y Generales No Afectos (2016-2018)
(En bolivianos)

SUC	Cuenta	Fecha	Glosa	2016	2017	2018
5203041004	Gastos generales	21-Jul-16	Rec. 777, cooperación fiestas patrias	115,50		
5203041004	Gastos generales	20-Dec-16	Pago para agasajo fin de año	16.388,00		
5203041007	Tasa de regulación AE	18-Jan-16	Pago AE Tasa Regulación/varios	1.081,12	2547,6	3492,06
5203041012	Intereses en Mora compra E.E.	30-Jan-16	Previsión compra E.E. mes Enero 2016 s/g. Fact. adjs.	1.435,23		
5203041014	Dietas directorio	14-Sep-16	Rec. 819 pago dietas gestion 2016 Armando Ancalle	577,50		
5203041004	Gastos generales	28-Feb-17	Compra E.E. mes Febrero 2017 Fact. 40639		2,18	
5203041004	Gastos generales	30-Apr-17	Multa Ende deoruro SA		3,22	
5203041004	Gastos generales	31-May-17	Multa pago Ende		1,05	
5203041004	Gastos generales	30-Jun-17	Fact. 13703 compra E.E. mes Junio 2017		4,44	
5203041004	Gastos generales	31-Jul-17	Compra E.E. mes Julio 2017 Fact. 27606		10,18	
5203041004	Gastos generales	31-Aug-17	Compra E.E. mes agosto 2017 Fact. 42539		7,13	
5203041004	Gastos generales	30-Sep-17	Compra E.E. mes Septiembre 2017 Fact. 57449		10,61	
5203041004	Gastos generales	31-Dec-17	Compra E.E. mes diciembre 2017 Fact. 16041		6,79	
5203041016	Aportes Afcoop y otros aportes	31-Jan-17	Aporte afcoop enero 2017		624,85	
5203041016	Aportes Afcoop y otros aportes	30-Apr-17	Rec. 16006067 Fesco		591,72	
5203041016	Aportes Afcoop y otros aportes	30-Jun-17	Rec. 101, aporte Fesco		591,72	
5203041016	Aportes Afcoop y otros aportes	28-Feb-18	Rec. 382, 50073177 aportes			2.667,45
5203041016	Aportes Afcoop y otros aportes	31-Mar-18	Rec. 590, 52900244, 52900239 pago aportes a instituciones			291,13
Total				19.597,35	4.401,49	6.450,64

Fuente: Elaboración propia en base a los datos presentados en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

Gastos agasajos, cooperaciones (Fiestas Patrias), Son costos en los cuales incurre la empresa con motivo de celebrar algún acontecimiento especial. Consideramos que estos costos no deben formar parte de las tarifas base ya que no tienen ningún beneficio para el usuario del servicio, por lo tanto son innecesarios, debiendo estos ser asumidos por la Cooperativa con recursos propios.

Tasa de Regulación AE, es considerada por fuera, dentro la fórmula de indexación.

Dietas al Directorio, deben ser cubiertas por otra actividad, ya que este costo no es indispensable para el usuario, por lo tanto no tiene por qué ser añadido a la tarifa.

Multas y sanciones, estos costos no pueden ser cubiertos por el usuario, debido a que el mismo se genera por algún incumplimiento con los plazos establecidos y/o alguna omisión cometida por los funcionarios administrativos.

Aportes AFSCOOP, Son costos que la empresa efectúa, producto de su afiliación a estas institución, estos costos no benefician al usuario final, por lo tanto no deben ser incluidas en las base tarifas.

Compra Energía Eléctrica, gastos que fueron excluidos a criterio del Regulador ya que son calculados por separado.

3.3.2.1.2 Costos de Operación y Mantenimiento

De similar forma, dentro los Costos de Operación y Mantenimiento, se identificaron Costos que de acuerdo de acuerdo al Art. 46 del Reglamento de Precios y Tarifas, no correspondían al ejercicio de la Concesión y que no fueron considerados para las proyecciones de costos:

Cuadro N° 17
Costos de Operación y Mantenimiento No Afectos (2016-2018)
(En bolivianos)

SUC	Cuenta	Fecha	Glosa	2016	2017	2018
5110010001	Ajuste por inflación y tenencia de bienes	31-Dec-16	Actualización depreciación acumulada bienes de uso	24.684,30		
5110010002	Ajuste por diferencia de cambio	07-Jan-16	Diferencia de cambio/varios recibos/otros	17,09	5,39	4,5
5110010001	Ajuste por inflación y tenencia de bienes	31-Dec-17	Ajuste Dep. acum bienes de uso		23.042,88	
5110010001	Ajuste por inflación y tenencia de bienes	31-Dec-17	Actualización Patrimonio		23.456,34	
5110010001	Ajuste por inflación y tenencia de bienes	31-Dec-18	Actualización Dep. acumulada bienes de uso			20.543,53
5110010001	Ajuste por inflación y tenencia de bienes	31-Dec-18	Actualización Ctas. de patrimonio			19.871,04
Total				24.701,39	46.504,61	40.419,07

Fuente: Elaboración propia en base a los datos presentados en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

Ajuste por Inflación, se clasificaron todos aquellos ajustes por Inflación y Tenencia de Bienes, que desde el punto de vista regulatorio no es un gasto en efectivo, solo es un ajuste por el mantenimiento de valor de los costos y gastos.

3.3.2.1.3 Costos de Consumidores

Se identificaron costos que a criterio de la AETN no son considerados como Afectos a la Concesión, detalle que es presentado a continuación:

Cuadro N° 18
Costos de Consumidores No Afectos (2016-2018)
(En bolivianos)

SUC	Cuenta	Fecha	Glosa	2016	2017	2018
5303040010	Resarcimiento con terceros	14-Jan-16	Rec. 595 Reparación TV	92,40		
5303040010	Resarcimiento con terceros	30-Jul-16	Rec. 779 resarcimiento	242,55		
5303040010	Resarcimiento con terceros	30-Sep-16	Rec. 833 reposición Martin Cruz	115,50		
5303040010	Resarcimiento con terceros	31-Jan-17	Rec. 951, 952, arreglo aparatos electricos		130,18	
5303040010	Resarcimiento con terceros	28-Feb-17	Rec. 981, 984, a terceros		242,60	
5303040010	Resarcimiento con terceros	31-Mar-17	Rec. 991		236,69	
5303040010	Resarcimiento con terceros	31-May-17	Rec. 1071 Pago arreglo equipo de terceros		100,59	
5303040010	Resarcimiento con terceros	31-Aug-17	Rec. 1152, pago a terceros por arreglo de aparatos		177,51	
Total				450,45	887,57	0,00

Fuente: Elaboración propia en base a los datos presentados en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

Resarcimientos por Artefactos Quemados, Se trata de costos pagados a empresas o personas naturales debido a que sus aparatos electrodomésticos fueron quemados como consecuencia de una baja o alta en el suministro de electricidad, provocada por la empresa distribuidora. Son costos no afectos a la concesión.

3.3.3 Determinación de los Costos Operativos del Año Base

En base a lo establecido en la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, se procedió con la actualización de los Costos Operativos, descontando los Costos que no aportan al ejercicio de la Distribución en base a una depuración de costos eficientes, para lo cual se tomó la variación entre el Índice de Precios al Consumidor (IPC) promedio de cada año y el IPC de diciembre de 2018, estos valores actualizados a precios de diciembre de 2018, constituyen los valores base para la proyección.

Finalmente, para la determinación de los Costos Operativos del año base, se consideró el promedio de la información actualizada de las gestiones 2016, 2017 y 2018, obteniendo los siguientes resultados:

Cuadro N° 19
Costos Operativos Históricos actualizados al Año Base
(a bolivianos de 2018)

Tipo de Costo	2016	2017	2018	Promedio
Costos de Consumidores	19.784,61	40.263,36	38.938,34	32.995,44
Costo de Operación & Mantenimiento	60.760,71	44.301,38	48.178,31	51.080,13
Costos Administrativos y Generales	79.323,33	44.366,96	59.422,93	61.037,74
Total	159.868,65	128.931,70	146.539,58	145.113,31

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.3.4 Proyección de los Costos Operativos

En base a los Costos Operativos obtenidos del año Base, expuestos en el cuadro anterior, se procedió a realizar el cálculo de cada uno de los costos (Operación y Mantenimiento, Administrativos y Generales y de Consumidores) para el periodo de proyección, en base a los criterios determinados en los numerales 2.10, 2.11 y 2.12 del

Anexo a la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, mismos que son desarrollados a continuación.

3.3.4.1 Proyección de los Costos de Operación y Mantenimiento

Según la Metodología, los Costos de Operación comprenden, mano de obra, materiales, combustibles y otros costos de las actividades de: supervisión, ingeniería de operación, operación de instalaciones, alquiler de instalaciones y otros varios, relacionados con la operación de las instalaciones de distribución.

Los costos de mantenimiento, comprenden, mano de obra, materiales, combustibles y otros costos de las actividades de: supervisión, ingeniería de mantenimiento, mantenimiento de equipos, instalaciones, estructuras, edificios y otros varias, relacionada con el mantenimiento de las instalaciones de distribución, incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas.

La proyección de los Costos de Operación y Mantenimiento de distribución, se realizó considerando el valor del Costo de Operación y Mantenimiento base, obtenido del valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base (2018), excluyendo los costos no reconocidos; y el valor de la demanda máxima, que será valor promedio de los últimos tres años de la demanda máxima de potencia del sistema.

Los valores proyectados de los Costos de Operación y Mantenimiento, se han calculado aplicando la siguiente fórmula:

$$COM_i = COM_b * (D_i/D_b)$$

Dónde:

COM_i = Costo de Operación y Mantenimiento en el año i
 COM_b = Costo de Operación y Mantenimiento base
 D_i = Demanda Máxima del año i
 D_b = Demanda Máxima base

Los Costos de Operación y Mantenimiento se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 20
Costos de Operación y Mantenimiento
(En Bolivianos)

Tipo de Costo	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023
Costo de Operación & Mantenimiento	51.080,13	54.854	57.741	60.537	63.280	65.937

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

Los valores de la demanda máxima (Potencia kW), utilizados para el cálculo de la proyección de los Costos de Operación y Mantenimiento fueron los siguientes:

Cuadro N° 21
Demanda Máxima Proyectada (kW)

Demanda Máxima	Base	2019	2020	2021	2022	2023
kW	98	105	111	116	121	126

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.3.4.2 Proyección de los Costos Administrativos y Generales

Los Costos Administrativos y Generales, comprenden sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios y cargas sociales, materiales, gastos de oficina, servicios básicos, servicios externos contratados, seguros de propiedad, impuestos a la propiedad, alquileres, gastos financieros, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración de la empresa, incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas.

La proyección de los Costos Administrativos y Generales de distribución se ha realizado considerando el valor de los Costos Administrativos y Generales base de distribución, que resulta ser el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base (2018), excluyendo los costos no reconocidos; y el valor de la demanda máxima que será valor promedio de los últimos tres años de la demanda máxima de potencia del sistema.

Los valores proyectados de los Costos Administrativos y Generales de Distribución, se han calculado aplicando la fórmula siguiente:

$$CAG_i = CAG_b * (D_i/D_b)$$

Dónde:

CAG_i = Costos Administrativos y Generales en el año i

CAG_b = Costos Administrativos y Generales base

D_i = Demanda Máxima del año i

D_b = Demanda Máxima base

Cuadro N° 22
Costos Administrativos y Generales
(En Bolivianos)

Tipo de Costo	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023
Costos Administrativos y Generales	61.037,74	65.547,71	68.996,77	72.338,71	75.616,04	78.790,56

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

Los valores de la demanda máxima (Potencia kW), utilizados para el cálculo de la proyección de los Costos Administrativos y Generales fueron los siguientes:

Cuadro N° 23
Demanda Máxima Proyectada (kW)

Demanda Máxima	Base	2019	2020	2021	2022	2023
kW	98	105	111	116	121	126

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.3.4.3 Costos de Consumidores

Los Costos de Consumidores comprenden, mano de obra, materiales, combustibles y otros costos de las actividades de: supervisión medición, facturación, cobranza, registro de clientes, Gastos de comunicación, previsión para incobrables y otros relacionados con la comercialización de electricidad incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas.

La proyección de los Costos de Consumidores se ha realizado considerando el valor del costo de consumidores base, que resulta del valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base (2018), excluyendo los costos no reconocidos; y el valor del número de consumidores base, que es el valor promedio de los últimos tres años de las cantidades de consumidores atendidos por el operador.

Los valores proyectados de los Costos de Consumidores, se han calculado aplicando la fórmula siguiente:

$$CC_i = CC_b * (NC_i/NC_b)$$

Dónde:

- CC_i = Costo de Consumidores en el año i
- CC_b = Costo de Consumidores base
- NC_i = Numero de consumidores en el año i
- NC_b = Numero de consumidores base

Los costos de consumidores proyectados se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 24
Costos de Consumidores
(En Bolivianos)**

Tipo de Costo	Año Base	2019	2020	2021	2022	2023
Costos de Consumidores	32.995,44	33.997,08	34.704,13	35.411,17	36.118,22	36.707,42

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

El número de consumidores para el cálculo de la proyección de los Costos de Consumidores, fueron los siguientes:

**Cuadro N° 25
Número de Consumidores Proyectados**

Concepto	Base	2019	2020	2021	2022	2023
Número de Consumidores	560	577	589	601	613	623

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.3.5 Otros Costos de Suministro

Estos costos corresponden a:

- i) Impuesto a las Transacciones: Corresponde al 3% de los ingresos por ventas de energía.

- ii) Cuentas Incobrables: Corresponde al 0,50% de las ventas de energía.
- iii) Depreciaciones y Amortizaciones: Resulta de aplicar las tasas de depreciación de la Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, sobre los activos fijos existentes y las inversiones.
- iv) Utilidad: la utilidad ha sido calculada aplicando la tasa de retorno aprobada con Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, sobre el patrimonio promedio afecto a la concesión con una Tasa de Rentabilidad del 9,1%.
- v) Otros Ingresos: Corresponde a cobros por conexión, reconexión. Estos han sido proyectados con el crecimiento de la demanda.

3.3.6 Resultados Costos de Suministro

La proyección del total de costos de suministro para el periodo tarifario, se muestra en el siguiente cuadro resumen:

**Cuadro N° 26
Proyección Costos de Suministro
(En Bolivianos de Diciembre 2018)**

Costos	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio (2020-2023)
Compra de Energía	149.607	157.775	165.730	173.567	181.197	169.567
Operación y Mantenimiento	54.854	57.741	60.537	63.280	65.937	61.874
Administrativos y Generales	65.548	68.997	72.339	75.616	78.791	73.936
Impuesto a las Transacciones	11.541	12.288	13.213	13.794	14.131	13.356
Cuentas Incobrables	1.924	2.048	2.202	2.299	2.355	2.226
Depreciaciones y Amortizaciones	61.589	66.550	75.006	78.930	80.265	75.188
Consumidores	33.997	34.704	35.411	36.118	36.707	35.735
Otros Ingresos	-34.667	-35.126	-35.829	-36.533	-37.021	-36.127
Utilidad	40.312	44.633	51.812	52.719	48.669	49.458
Total Costos	384.704	409.612	440.420	459.790	471.030	445.213

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.4 Activos Fijos y Depreciación Acumulada Existentes

3.4.1 Valores Históricos

Debido a que la Cooperativa Pazña no posee un Estudio Tarifario anteriormente aprobado, no existen activos iniciales del cual continuar la actualización de activos, motivo por el cual el análisis de los activos fijos se realizó en base a la información presentada por la consultora. Observándose que la citada información posee activos desde el 15 de junio de 1999, además, las planillas contienen los datos de valor inicial de los activos, fecha de incorporación, cuenta SUC, etc.

Por otra parte, adicionalmente mediante Resolución AETN N° 1101/2019 de 04 de diciembre de 2019, aprobó las inversiones reconocidas del periodo 2013 – 2018, mismas que fueron incluidas a las inversiones declaradas por la Cooperativa, mismas que se muestran a continuación:

Cuadro N° 27
Inversiones Reconocidas Resolución AETN N° 1101/2019

Detalle	Gestión					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Postes, torres y Accesorios						5.959,53
Transformadores de Línea			1.043,98	25.239,73	1.457,23	1.653,00
Equipo de Transporte	5.985,60					
Herramientas, equipo de talleres y garaje		4.044,03	243,60			
Equipo laboratorio				5.132,99		
TOTAL EN Bs	5.985,60	4.044,03	1.287,58	30.372,72	1.457,23	7.612,53

Fuente: Elaboración Unidad de Inversiones AETN

3.4.2 Actualización de Activos

Disponiendo de los valores contables iniciales de cada activo, se procedió a actualizar los citados valores contables originales al mes base del Estudio Tarifario (diciembre de 2018), aplicando la metodología de actualización establecida por el Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, que modifica el artículo 3 del Decreto Supremo N° 27302 del 23 de diciembre de 2003, de la siguiente forma:

“(ACTUALIZACIÓN DE ACTIVOS) Para efectos del estudio tarifario, la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por la Superintendencia de Electricidad, se utilizará 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 utilizará la variación anual del Índice de Precios al Consumidor.

Para dicho efecto, el Organismo Regulador, previo estudio y análisis, a través de Resolución Administrativa expresa, definirá las proporciones en moneda nacional y en moneda extranjera del valor de los activos referidos en el párrafo anterior.”

El citado artículo define la metodología de ajuste de los activos, a los efectos regulatorios, para su reconocimiento en tarifas, sean estos en moneda local o en moneda extranjera.

Para las proporciones en moneda nacional y en moneda extranjera del valor de los activos, se ha utilizado la proporción utilizada actualmente en los estudios tarifarios de 60% para inversiones realizadas en moneda extranjera.

Una vez determinados los activos actualizados a diciembre de 2018, se procedió a calcular la depreciación de la gestión, tomando en cuenta las tasas de depreciación establecidas en la Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997.

Considerando lo señalado anteriormente, se procedió a la actualización del Activo Fijo Bruto a precios de diciembre del año base (2018), cuadro que se presenta a continuación:

**Cuadro N° 28
Detalle de Activo Fijo Bruto Actualizado (En Bolivianos Diciembre 2018)**

Activos	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Edificios, estructuras y mejoras	38.826,8	38.826,8	38.826,8	38.826,8	38.826,8	38.826,8
Mobiliario y equipo de Oficina	12.224,4	12.224,4	12.224,4	12.224,4	12.224,4	12.224,4
Equipo de transporte	18.379,9	18.379,9	18.379,9	18.379,9	18.379,9	18.379,9
Herramientas, equipo de talleres y garaje	17.178,8	17.178,8	17.178,8	17.178,8	17.178,8	17.178,8
Medidores	15.987,2	15.987,2	15.987,2	15.987,2	15.987,2	15.987,2
Postes, torres y Accesorios	691.698,4	691.698,4	691.698,4	691.698,4	691.698,4	691.698,4
Conductores aéreos y accesorios	645.936,1	645.936,1	645.936,1	645.936,1	645.936,1	645.936,1
Transformadores de Línea	414.915,2	414.915,2	414.915,2	414.915,2	414.915,2	414.915,2
Alumbrado público y sistemas de señal	12.078,6	12.078,6	12.078,6	12.078,6	12.078,6	12.078,6
Equipo laboratorio	5.256,1	5.256,1	5.256,1	5.256,1	5.256,1	5.256,1
TOTAL	1.872.481,5	1.872.481,5	1.872.481,5	1.872.481,5	1.872.481,5	1.872.481,5

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.4.3 Depreciación de la Gestión

La depreciación de los activos para el período, fue calculada aplicando las tasas establecidas en la Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, considerando las fechas de incorporación de cada activo y tomando como base los valores determinados a precios del 31 de diciembre de 2018. El resumen de éste cálculo se muestra en el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 29
Depreciación de la Gestión (En Bolivianos Diciembre 2018)**

Activos	2019	2020	2021	2022	2023
Edificios, estructuras y mejoras	970,7	973,3	970,7	970,7	970,7
Mobiliario y equipo de Oficina	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Equipo de transporte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herramientas, equipo de talleres y garaje	279,8	280,6	279,8	279,8	279,8
Medidores	559,6	561,1	559,6	559,6	559,6
Postes, torres y Accesorios	16.598,6	2.410,0	2.403,4	2.403,4	2.403,4
Conductores aéreos y accesorios	25.837,4	25.908,2	25.837,4	25.837,4	25.837,4
Transformadores de Línea	16.596,6	16.642,1	16.596,6	16.596,6	16.596,6
Alumbrado público y sistemas de señal	483,1	484,5	483,1	483,1	483,1
Equipo laboratorio	262,8	263,5	262,8	262,8	262,8
TOTAL	61.588,6	47.523,3	47.393,5	47.393,5	47.393,5

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.4.4 Depreciación Acumulada

La depreciación acumulada, fue calculada como la suma acumulada de las depreciaciones de las gestiones pasadas. Los valores obtenidos son los siguientes:

**Cuadro N° 30
Depreciación Acumulada (En Bolivianos Diciembre 2018)**

Activos	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Edificios, estructuras y mejoras	18.985,2	19.955,9	20.929,3	21.899,9	22.870,6	23.841,3
Mobiliario y equipo de Oficina	12.224,4	12.224,4	12.224,4	12.224,4	12.224,4	12.224,4
Equipo de transporte	18.379,9	18.379,9	18.379,9	18.379,9	18.379,9	18.379,9
Herramientas, equipo de talleres y garaje	13.444,1	13.724,0	14.004,6	14.284,4	14.564,2	14.844,1
Medidores	6.164,0	6.723,6	7.284,6	7.844,2	8.403,7	8.963,3
Postes, torres y Accesorios	650.049,4	666.647,9	669.058,0	671.461,4	673.864,9	676.268,3
Conductores aéreos y accesorios	505.352,1	531.189,5	557.097,7	582.935,2	608.772,6	634.610,1
Transformadores de Línea	303.949,7	320.546,3	337.188,4	353.785,0	370.381,6	386.978,2
Alumbrado público y sistemas de señal	9.449,8	9.932,9	10.417,4	10.900,5	11.383,7	11.866,8
Equipo laboratorio	657,4	920,2	1.183,7	1.446,5	1.709,3	1.972,1
TOTAL	1.538.656,0	1.600.244,6	1.647.768,0	1.695.161,5	1.742.555,0	1.789.948,5

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.4.5 Activo Fijo Neto

El activo fijo neto calculado, es el siguiente:

Cuadro N° 31
Activo Fijo Neto (En Bolivianos Diciembre 2018)

Activos	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Edificios, estructuras y mejoras	19.841,6	18.870,9	17.897,6	16.926,9	15.956,2	14.985,6
Mobiliario y equipo de Oficina	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Equipo de transporte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Herramientas, equipo de talleres y garaje	3.734,6	3.454,8	3.174,2	2.894,4	2.614,5	2.334,7
Medidores	9.823,2	9.263,7	8.702,6	8.143,0	7.583,5	7.023,9
Postes, torres y Accesorios	41.649,0	25.050,5	22.640,4	20.237,0	17.833,5	15.430,1
Conductores aéreos y accesorios	140.584,0	114.746,6	88.838,3	63.000,9	37.163,4	11.326,0
Transformadores de Línea	110.965,5	94.368,9	77.726,8	61.130,2	44.533,6	27.937,0
Alumbrado público y sistemas de señal	2.628,8	2.145,7	1.661,2	1.178,1	694,9	211,8
Equipo laboratorio	4.598,7	4.335,9	4.072,4	3.809,6	3.546,8	3.284,0
Total	333.825,5	272.236,8	224.713,5	177.320,0	129.926,5	82.533,0

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

Se hace notar que COSEPAZ en su base de datos de estados financieros, no presentó activos capitalizados para el periodo 2013 – 2018, por lo que se pudo ver que el último activo adicionado corresponde a la gestión 2013, sin embargo, la AETN aprobó inversiones que verifico en cumplimiento a las inversiones comprometidas con boleta de garantía, las mismas que fueron consideradas para la evolución de los activos con Resolución AETN N° 1101/2019 de 04 de diciembre de 2019.

3.5 Programa de Inversiones para el Período 2019 – 2023

De acuerdo a la Resolución AETN N° 967/2019 de 24 de octubre de 2019 e Informe AETN-DPT N° 622/2019 de 21 de octubre de 2019, las inversiones que se aprobaron a la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.) para el periodo 2019 – 2023, de acuerdo al Sistema Uniforme de Cuentas (SUC), son detalladas a continuación:

Cuadro N° 32
Inversiones Aprobadas Período 2019 – 2023 (En Bolivianos de Diciembre 2018)

Activo	2019	2020	2021	2022	2023	Total Período 2019-2023
Postes, Torres y Accesorios M.T.	101.756,65	103.379,22	102.997,40	1.622,57	1.240,75	310.996,57
Conductores Aéreos y Accesorios M.T.	0,00	634,05	293,36	634,05	293,36	1.854,81
Postes, Torres y Accesorios B.T.	0,00	9.560,55	9.534,48	9.560,55	9.534,48	38.190,05
Conductores Aéreos y Accesorios B.T.	0,00	451,24	213,43	451,24	213,43	1.329,34
Medidores	2.600,00	14.756,17	14.556,17	14.556,17	14.356,17	60.824,69
Acometidas	1.284,40	7.731,06	7.632,26	7.632,26	7.533,46	31.813,45
Mobiliario y Equipo de Oficina	0,00	2.610,00	0,00	0,00	0,00	2.610,00
Equipo de Transporte	0,00	12.832,50	0,00	0,00	0,00	12.832,50
Equipo Mecánico de Construcción	4.350,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.350,00
Equipos de Computación	0,00	7.500,00	0,00	0,00	0,00	7.500,00
Software	14.790,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14.790,00
Estudio Tarifario	21.193,20	0,00	0,00	0,00	0,00	21.193,20
Total	145.974,25	159.454,79	135.227,09	34.456,84	33.171,64	508.284,61

Fuente: Elaboración Unidad de Inversiones AETN

El monto Total del Programa de Inversiones aprobado en la Resolución AETN N° 967/2019 de 24 de octubre de 2019 para el Período 2019 – 2023, alcanza a Bs508.284,61 (Quinientos ocho mil doscientos ochenta y cuatro 61/100 Bolivianos).

3.6 Patrimonio Afecto a la Concesión (PAC)

El Patrimonio Afecto a la Concesión que sirvió de base para el cálculo de la utilidad, fue calculada siguiendo los criterios establecidos en artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT). El resumen es el siguiente:

**Cuadro N° 33
Patrimonio Afecto a la Concesión (En Bolivianos Diciembre 2018)**

Activo Fijo Bruto							
Detalle	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Activo Fijo Bruto Existente	1.872.481	1.872.481	1.872.481	1.872.481	1.872.481	1.872.481	1.872.481
Inversiones 2019		124.781	124.781	124.781	124.781	124.781	124.781
Inversiones 2020			159.455	159.455	159.455	159.455	159.455
Inversiones 2021				135.227	135.227	135.227	135.227
Inversiones 2022					34.457	34.457	34.457
Inversiones 2023						33.172	33.172
Total Activo Fijo Bruto	1.872.481	1.997.263	2.156.717	2.291.944	2.326.401	2.359.573	2.283.659
Total Activo Fijo Promedio	1.872.481	1.934.872	2.014.599	2.144.603	2.241.559	2.325.759	2.181.630
Depreciación Acumulada							
Depreciación Acumulada Existente	1.538.656	1.600.245	1.647.768	1.695.161	1.742.555	1.789.948	1.718.858
Depreciación Acumulada Inversiones	0	4.528	18.945	41.948	68.875	97.136	56.726
Total Depreciación Acumulada	1.538.656	1.604.772	1.666.713	1.737.109	1.811.430	1.887.085	1.775.584
Activo Fijo Neto	333.825	392.490	490.004	554.835	514.972	472.488	508.075
Activo Intangible							
Detalle	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Activo Intangible Existente	-	-	18.438	18.438	18.438	18.438	18.438
Inversiones		18.438	-	-	-	-	-
Total Activo Intangible	0	18.438	18.438	18.438	18.438	18.438	18.438
Amortización Acumulada							
Amortización Acumulada Existente	0	0	0	0	0	0	-
Amortización Anual			4.610	4.610	4.610	4.610	4.610
Total Amortización Acumulada	0	0	4.610	9.219	13.829	18.438	11.524
Activo Intangible Neto	0	18.438	13.829	9.219	4.610	0	6.914
Ingresos		384.704	409.612	440.420	459.790	471.030	445.213
Capital de Trabajo		32.059	34.134	36.702	38.316	39.253	37.101
Deuda a Largo Plazo		0	0	0	0	0	0
Detalle	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Patrimonio Afecto a la Concesión	442.987	537.967	600.756	600.756	557.897	511.740	552.090
Promedio Patrimonio	442.987	490.477	569.361	569.361	579.326	534.819	543.496
Utilidad	40.312	44.633	51.812	51.812	52.719	48.669	49.458
Tasa de Retorno		9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

Se observa que la utilidad promedio a percibir por la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.) alcanza en promedio de la gestión 2020 – 2023 a Bs49.458.

3.7 Variación de la Tarifa Promedio

Para el cálculo de la variación de la tarifa promedio, se ha considerado lo señalado en el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) como ser:

- Costos de Electricidad
- Proyección de Costos
- Costos de Distribución
- Ingresos previstos
- Patrimonio Afecto a la Concesión
- Utilidad

En este proceso se calculan los valores correspondientes a los conceptos siguientes:

- El Capital de Trabajo neto que se establece como un doceavo de los ingresos anuales previstos.
- El Patrimonio Afecto a la Concesión definido como al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo

asociado al activo fijo.

- La Utilidad es el resultado de multiplicar la tasa de retorno definida por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), mediante Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, por el valor del Patrimonio Afecto a la Concesión Promedio.
- Los Impuestos y tasas que se determinan como un porcentaje del Ingreso Requerido.
- El Ingreso Requerido definido como la suma de los costos de suministro más la utilidad.
- La Tarifa Promedio actual considerada en el análisis, fue tomada del Formulario ISE210 correspondiente al mes de diciembre de 2018:

Mes	Energía Facturada (kWh)	Importe Facturado (Bs)	Tarifa Promedio (Bs/kWh)
Diciembre 2018	25.869,08	29.734,57	1,149

En el cuadro siguiente, se muestran el resultado obtenido del cálculo de la variación de la tarifa promedio:

**Cuadro N° 34
Variación de la Tarifa Promedio – PAZÑA R.L. (En Bolivianos diciembre 2018).**

DETALLE	2019	2020	2021	2022	2023	PROMEDIO
Patrimonio Promedio Afecto a la Concesión (Bs)	442.987	490.477	569.361	579.326	534.819	543.496
Patrimonio Afecto a la Concesión (Bs)	442.987	537.967	600.756	557.897	511.740	552.090
Activo Fijo Bruto	1.997.263	2.156.717	2.291.944	2.326.401	2.359.573	2.283.659
Inversiones	124.781	159.455	135.227	34.457	33.172	90.578
Depreciación Acumulada	1.604.772	1.666.713	1.737.109	1.811.430	1.887.085	1.775.584
Activo Fijo Neto	392.490	490.004	554.835	514.972	472.488	508.075
Activo Fijo Intangible	18.438	18.438	18.438	18.438	18.438	18.438
Amortización Acumulada	0	4.610	9.219	13.829	18.438	11.524
Capital de Trabajo	32.059	34.134	36.702	38.316	39.253	37.101
Deuda a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0
Ingresos de Explotación (Bs)	384.704	409.612	440.420	459.790	471.030	445.213
Ventas de Energía	384.704	409.612	440.420	459.790	471.030	445.213
Gastos de Explotación (Bs)	344.392	364.978	388.609	407.071	422.362	395.755
Compra de Energía	149.607	157.775	165.730	173.567	181.197	169.567
Operación y Mantenimiento	54.854	57.741	60.537	63.280	65.937	61.874
Administrativos y Generales	67.471	71.045	74.541	77.915	81.146	76.162
Consumidores	33.997	34.704	35.411	36.118	36.707	35.735
Depreciaciones y Amortizaciones	61.589	66.550	75.006	78.930	80.265	75.188
Impuestos a las Transacciones y Tasas	11.541	12.288	13.213	13.794	14.131	13.356
Otros Ingresos	-34.667	-35.126	-35.829	-36.533	-37.021	-36.127
Utilidad (Bs)	40.312	44.633	51.812	52.719	48.669	49.458
Rentabilidad (%)	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%
Ventas de Energía (kWh)	363.056	385.761	408.238	430.715	452.965	419.420
Tarifa Promedio (Bs/kWh) sin Impuestos	1,060	1,062	1,079	1,068	1,040	1,061
Tarifa Promedio (Bs/kWh) con Impuestos	1,218	1,220	1,240	1,227	1,195	1,220
Ingresos con Tarifa Actual (Bs)	363.056	385.761	408.238	430.715	452.965	419.420
Tarifa Promedio Actual (Bs/kWh) sin Impuestos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Tarifa Promedio Actual (Bs/kWh) con Impuestos	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149
Variación (%)	6,0%	6,2%	7,9%	6,8%	4,0%	6,15%
VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN	50,63%	50,59%	50,61%	50,78%	51,20%	50,80%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

El cuadro anterior presenta la variación entre la tarifa promedio aplicada actualmente y la propuesta por el Estudio Tarifario, de 6,15%.

El valor agregado de distribución (gastos totales menos compra de energía dividido entre ingresos por ventas de energía) alcanza al 50,80% razonable para este tipo de sistemas. Es decir que el 49,20% de los ingresos están destinados a cubrir los costos

por compra de energía.

A continuación, se presenta la comparación de la Estructura Tarifaria a diciembre de 2018:

Cuadro N° 35
Comparación de Estructura Tarifaria Actual vs Propuesta
COSEPAZ (En Bolivianos c/IVA)

ESTRUCTURA TARIFARIA ACTUAL - COSEPAZ

Categoría	Bloques	Unidad	Tarifa Actual (Dic 2018)
Domiciliario			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	16,240
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	0,810
Instituciones			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	17,260
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	0,860
Comercial			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	18,270
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	0,910
Industrial			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	19,290
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	0,960
Cargo por Potencia		Bs/kW	62,941
Empresas			
Cargo Mínimo	0	20 Bs/kW	20,300
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	1,020
Cargo por Potencia		Bs/kW	62,941
Alumbrado Público			
Cargo por Energía		Bs/kWh	0,860

Fuente: Elaboración propia

ESTRUCTURA TARIFARIA PROPUESTA - COSEPAZ

Categoría	Bloques	Unidad	Tarifa Propuesta (Dic 2018)
Domiciliario			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	17,414
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	0,869
General			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	20,28
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	1,01
Seguridad Ciudadana			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	17,414
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	0,869
Alumbrado Público			
Cargo por Energía		Bs/kWh	0,946

Cabe aclarar que en la propuesta de Estructura Tarifaria de COSEPAZ considera que las categorías Instituciones, Comercial, Industrial y Empresas han sido fusionadas en la Categoría General, debido a las características de estos consumidores.

3.8 Estructura Tarifaria

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, cuya aplicación permite obtener el Ingreso Requerido en el periodo de proyección 2019 – 2023.

3.8.1 Estructura Tarifaria Actual

La Estructura Tarifaria que aplica COSEPAZ R.L., cuenta actualmente con seis (6) categorías tarifarias que son las siguientes:

**Cuadro N° 36
Categorías Tarifarias Aplicadas por COSEPAZ R.L.**

Categoría	Bloques	Unidad	Tarifa Actual (Dic 2018)
Domiciliario			
Cargo Mínimo	0 20	Bs	16,240
Cargo por Energía	> 20	Bs/kWh	0,810
Instituciones			
Cargo Mínimo	0 20	Bs	17,260
Cargo por Energía	> 20	Bs/kWh	0,860
Comercial			
Cargo Mínimo	0 20	Bs	18,270
Cargo por Energía	> 20	Bs/kWh	0,910
Industrial			
Cargo Mínimo	0 20	Bs	19,290
Cargo por Energía	> 20	Bs/kWh	0,960
Cargo por Potencia		Bs/kW	62,941
Empresas			
Cargo Mínimo	0 20	Bs/kW	20,300
Cargo por Energía	> 20	Bs/kWh	1,020
Cargo por Potencia		Bs/kW	62,941
Alumbrado Público			
Cargo por Energía		Bs/kWh	0,860

Fuente: Estudio Tarifario de COSEPAZ

3.8.2 Estructura Tarifaria Propuesta

La Estructura Tarifaria para la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L., que se propone para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, ha sido determinada tomando como base lo establecido en el numeral 2.21 (Estructura Tarifaria) del Anexo a la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, incorporando la categoría Seguridad Ciudadana.

i. Categoría Domiciliaria

Se aplica a consumidores domésticos de casas y departamentos destinados a viviendas con consumo de energía.

ii. Categoría General

Se aplica a consumidores de tipo general, comercial y administración pública.

iii. Seguridad Ciudadana

Se aplica a consumidores de Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control. Está conformada por un cargo por energía, de acuerdo a la Ley N° 264 de 31 de julio de 2012 (Ley del Sistema Nacional de Seguridad Ciudadana).

iv. Categoría Alumbrado Público

Se aplica a los consumos de Alumbrado Público de las localidades a los cuales COSEPAZ R.L. presta el servicio.

La Estructura Tarifaria propuesta, con los valores de los cargos tarifarios expresados a precios de diciembre de 2018, es la siguiente:

Cuadro N° 37
Estructura Tarifaria Propuesta con IVA
(A Diciembre 2018)

Categoría	Bloques	Unidad	Tarifa Propuesta (Dic 2018)
Domiciliario			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	17,414
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	0,869
General			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	20,28
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	1,01
Seguridad Ciudadana			
Cargo Mínimo	0	20 Bs	17,414
Cargo por Energía	>	20 Bs/kWh	0,869
Alumbrado Público			
Cargo por Energía		Bs/kWh	0,946

Fuente: Elaboración propia

A efectos de realizar una comparación de tarifa media (Bs/kWh) con otras distribuidoras de similares características a diciembre de 2018, se presenta el siguiente cuadro:

Cuadro N° 38
Tarifa Promedio COSEPAZ
respecto a otras Distribuidoras

EMPRESA	TP (Bs/kWh)	RELACIÓN DE TARIFA PROMEDIO COSEPAZ RESPECTO A OTROS (%)
COSEPAZ R.L.	1,061	
15 DE NOVIEMBRE	0,981	8,20%
EMDECA	1,123	-5,49%
COSEP R.L.	1,221	-13,09%
COOPSEL	1,758	-39,63%

Fuente: Elaboración propia en base a los Formularios ISE

Vemos que la tarifa media de la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), es más baja que otras distribuidoras de similares características, exceptuando a la Cooperativa 15 de Noviembre.

3.8.3 Formula de Indexación

Según el artículo 51 de la Ley de Electricidad y el Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008 y lo establecido en la Metodología para el Cálculo de Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Sistemas Menores, se propone una fórmula de indexación de las tarifas compuesta por dos componentes:

- Un primer componente que transfiera las variaciones en los precios de compra de electricidad menos un índice de incremento de eficiencia en las pérdidas de electricidad.
- Un segundo componente que refleje el ajuste por variaciones en los costos de la empresa establecido en función de las variaciones de los Índices de Precios al

Consumidor y el Precio del dólar, menos un índice de eficiencia establecido por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

El primer componente será ponderado por un factor que representará la participación del costo promedio de compra de electricidad respecto al ingreso promedio de venta, establecido para la aprobación de tarifas. El segundo componente tendrá como factor de ponderación el complemento unitario del factor de costo promedio de compra.

La variación de los costos de la empresa será determinada como la variación de los costos que comprenden los costos de distribución promedio más los costos de consumidores, en función de la variación del Índice de Precios al Consumidor y la participación de cada costo en el costo total de distribución más el costo de consumidores.

La Fórmula de Indexación propuesta para la determinación de los cargos tarifarios aplicables a la facturación de los consumos mensuales, es la siguiente:

$$Ct = Ct_0 * [a * TPC / TPC_0 + (1 - a) * FIOC] * (1 + TR)$$

$$FIOC = (b * IPC / IPC_0 + c * PD / PD_0 - p_1 * n * X_{com} - p_2 * n * X_{cag} - p_3 * n * X_{cc} + p_4 * ZI + p_5 * ZT)$$

Dónde:

- Ct = Cargo tarifario en bolivianos aplicable en el mes de facturación.
 Ct₀ = Cargo tarifario en bolivianos aprobado.
 TPC = Tarifa promedio de compra de electricidad del mes de facturación, determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos indexados al mes de facturación.
 TPC₀ = Tarifa promedio de compra de electricidad base determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos correspondientes al mes base (Diciembre 2018).
 FIOC = Factor de indexación de otros costos.
 IPC = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC₀ = Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes base.
 PD = Precio del dólar.
 PD₀ = Precio base del dólar.
 X_{com} = Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento.
 X_{cag} = Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales.
 X_{cc} = Índice de disminución mensual de los costos de consumidores.
 ZI = Índice de variación de los impuestos directos.
 ZT = Índice de variación de las tasas.
 a = Proporción del costo de compra de electricidad respecto al ingreso requerido por ventas de electricidad, determinado con los valores promedio del estudio tarifario.

- b = Proporción de los otros costos en Moneda Nacional.
 c = Proporción de los otros costos en Dólares Estadounidenses.
 P1 = Participación de los costos de operación y mantenimiento en los otros Costos.
 P2 = Participación de los costos administrativos y generales en los otros Costos.
 P3 = Participación de los costos de consumidores en los otros costos.
 P4 = Participación de los impuestos directos en los otros costos.
 P5 = Participación de las tasas en los otros costos.
 n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.
 TR = Tasa de Regulación aprobada por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) con Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019 (9,1%).

3.9 Impacto al Consumidor Final

Los impactos por categoría de la aplicación de la Estructura Tarifaria propuesta a la base de datos de facturación de diciembre de 2018, muestran lo siguiente:

**Cuadro N° 39
Impacto al Consumidor Final - Facturación Diciembre 2018**

Categorías	Consumidores (N°)	Consumo (kWh)	Facturación Actual (Bs)	Facturación Nueva ET (Bs)	Diferencias (Bs)	Diferencias (%)
C	47	3.353	3.150	3.496	346,27	10,99%
D	452	10.612	11.698	12.545	846,64	7,24%
E	5	6.729	6.863	6.797	-66,39	-0,97%
I	27	1.881	1.795	2.038	243,35	13,56%
AP	2	2.251	1.936	2.129	193,58	10,00%
TOTAL GENERAL	533	24.826	25.442	27.006	1.563,45	6,15%

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en el cuadro anterior, se propone un incremento en la tarifa promedio de 6,15% a nivel general.

En la categoría domiciliaria el consumo promedio es de 23 kWh mes, para este consumo actualmente un consumidor domiciliario paga Bs17,80, con la estructura tarifaria propuesta pagará Bs19,10, es decir un aumento de Bs1,30 que representa ser el 7% de su consumo actual.

3.10 Cargos por Conexión y Reconexión

Los cargos de Conexión y Reconexión propuestos por la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.) son:

**Cuadro N° 40
Cargos por Conexión y Reconexión**

DETALLE	Propuesta	
	c/IVA	s/IVA
Cargo por Conexión (Bs/Conex)	56,300	48,981
Cargo por Reconexión (Bs/Reconex)	67,400	58,638

Fuente: Elaboración propia

La Cooperativa comenzará a realizar el cobro por Conexiones nuevas y Reconexiones que existan a sus usuarios, ya que hasta la fecha no se realiza este cobro. Por otra parte mencionar que los ingresos que se recaudaran por los cobros de Conexión y Reconexión forman parte del concepto de Otros Ingresos, mismos que restan a los costos en los que incurre la Cooperativa y coadyuvan a que existe un menor ingreso requerido.

En este sentido, los cargos de Conexión y Reconexión base se muestran a continuación:

Cuadro N° 41
Cargos de Conexión y Reconexión Base
Periodo noviembre 2019 – octubre 2023
(En Bolivianos con IVA)

DETALLE	Propuesta
	c/IVA
Cargo por Conexión (Bs/Conex)	56,30
Cargo por Reconexión (Bs/Reconex)	67,40

Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos en el Estudio Tarifario de COSEPAZ

Los cargos determinados deberán ser indexados mensualmente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CCR_n = CCR_o * (IPC_{n-2} / IPC_o)$$

Dónde:

- CCR_n = Cargo por conexión o reconexión del mes de indexación.
 CCR_o = Cargo por conexión o reconexión base.
 IPC_{n-2} = Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de la indexación.
 IPC_o = Índice de Precios al Consumidor Base correspondiente al segundo mes anterior al mes base.

3.11 Depósito de Garantía

En el marco del artículo 57 del RPT que establece el valor del Depósito de Garantía, el monto será calculado mensualmente por cada distribuidora de acuerdo al siguiente procedimiento:

“El depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, se calculará como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría”.

El procedimiento a seguir para el depósito de garantía será:

- a) En el caso de consumidores no industriales: Se determinará el consumo promedio por consumidor de cada categoría, como el cociente entre la energía facturada y el número de clientes registrados al segundo mes

anterior a la vigencia del Depósito de Garantía.

La factura mensual de un consumidor típico de cada categoría se determinará aplicando el cargo mínimo sin IVA y los cargos variables sin IVA al consumo determinado anteriormente, vigente en el mes de aplicación del Depósito de Garantía.

El Depósito de Garantía para cada consumidor, se calculará como el monto equivalente a un tercio de una factura mensual estimada para dicho consumidor

- b) En el caso de consumidores industriales: El Depósito de Garantía para cada consumidor, se calculará como el monto equivalente a un tercio de una factura mensual estimada para dicho consumidor, en base a la información proporcionada por el mismo sobre su requerimiento de demanda. En la estimación de la demanda se utilizarán factores de carga, factores de demanda, u otros factores requeridos típicos de la categoría que le corresponda. La factura mensual estimada de cada consumidor será calculada con los cargos tarifarios vigentes sin el Impuesto al Valor Agregado (IVA) de la categoría que le corresponda aplicada a la demanda estimada a este propósito.

Todo nuevo consumidor cancelará el depósito de garantía.

En caso de prescindir del servicio, el Depósito de Garantía será devuelto al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.

4. CONCLUSIONES

Del análisis realizado al documento "Informe Final del Estudio Tarifario 2019 – 2023", de la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), se tienen las siguientes conclusiones:

- El Estudio Tarifario fue elaborado con información estadística proporcionada por la Distribuidora, datos poblacionales recabados del Instituto Nacional de Estadística (INE), de acuerdo al Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 del 2 de marzo de 2001 y a la Metodología de Cálculo de Precios y Tarifas aprobada mediante Resolución AE N° 064/2010 de 3 de marzo de 2010.
- La proyección de la demanda fue elaborada para la Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), por un periodo de cinco (5) años posteriores al año base, desagregada por tipo de consumidor y comprende el número de consumidores, el consumo de energía, el consumo promedio de energía, y la demanda de potencia.
- Para las proyecciones de consumidores y ventas de energía de la categoría domiciliaria, se utilizó la metodología descrita en la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002. Asimismo, se incluyó un análisis de la

Informe AETN-DPT N° 821/2019, Página 38 de 40

demanda histórica y de los factores demográficos para la categoría Domiciliaria; adicionalmente, se consideraron los objetivos de cobertura del servicio que fueron definidos por el Regulador de acuerdo al Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, la Agenda Patriótica 2025 y el Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025.

- Los históricos de niveles de pérdidas son inconsistentes en cada gestión, que no aplican a la realidad de ninguna Distribuidora, motivo por el cual, se optó por aplicar un porcentaje de pérdidas de 13,0% en la gestión 2019, valor que corresponde al de otras Cooperativas de similares características, proponiéndose reducir estas a un porcentaje de 11,0% al final de periodo tarifario.
- El Factor de Carga aplicado de 45,34% para la gestión 2019 es el mismo que fue registrado en la gestión 2018, proponiéndose un incremento del mismo hasta llegar a una meta de 46,0% al final del periodo tarifario.
- Para la determinación de los activos fijos y depreciación acumulada, se tomaron los valores de activos fijos iniciales presentados por la Distribuidora, debido a que no existen valores aprobados en un Estudio Tarifario anterior concordante con la resolución de cumplimiento de inversiones, los activos fueron evolucionados y actualizados conforme al Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, desde la fecha de alta de los activos.
- Mediante Resolución AETN N° 1062/2019 de 15 de noviembre de 2019, se aprobó las inversiones reconocidas por un monto total de Bs50.759,69 (Cincuenta mil setecientos cincuenta y nueve 69/100 Bolivianos).
- La Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L. (COSEPAZ R.L.), presentó un programa de inversiones para el período 2019 – 2023, el cual fue revisado y el total de las inversiones programadas aprobadas por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) mediante Resolución AETN N° 967/2019 de 24 de octubre de 2019, alcanzando a Bs508.284,61 (Quinientos ocho mil doscientos ochenta y cuatro 61/100 Bolivianos).
- El año base del Estudio Tarifario corresponde a la gestión 2018.
- Para la determinación de los Costos de Operación del año base, se consideró la información financiera referente a las gestiones 2016, 2017 y 2018, mismos que para su análisis, fueron reclasificados por la AETN en Afectos y No afectos a la Concesión, obteniendo el promedio de estos últimos tres años.
- La proyección de los Costos fue realizado considerando los costos base, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado y racionalizado, excluyendo los costos no reconocidos, y empleando los criterios y fórmulas descritas en la Metodología de Cálculo de Precios y Tarifas aprobada mediante Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

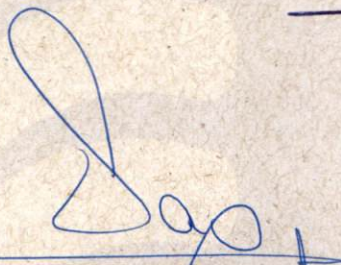
- La Tasa de Retorno utilizada para el Estudio Tarifario, es del 9,1%, de acuerdo a lo establecido en la Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019.
- El impacto tarifario es de 6,15% respecto a la tarifa aplicada el mes de diciembre de 2018.

5. RECOMENDACIONES

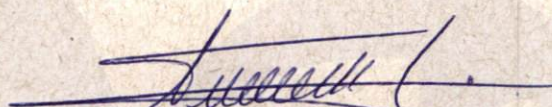
Por las conclusiones del presente Informe y por los resultados obtenidos, se recomienda aprobar con Resolución Administrativa lo siguiente:

- Los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2020 – 2023, según Anexo I.
- Costos de Suministro para el periodo 2020 – 2023, según Anexo I.
- Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, según Anexo II para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023 y su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2019.
- Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, según Anexo III, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023 y su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2019.
- La determinación del Depósito de Garantía, de acuerdo al procedimiento adjunto en el Anexo IV.

Es cuanto informamos para los fines consiguientes.



Fabricio Crespo Ovando
**ANALISTA II a.i.
TARIFAS SAVIS**



Alberto Villarroel Humerez
**RESPONSABLE TARIFAS
SAVIS a.i.**



Daniel Cayo Lancea
**ANALISTA IV a.i.
TARIFAS SAVIS**

ANEXO N° I

PROYECCION DE LA DEMANDA (PERIODO 2019 – 2023)

PROYECCION DEL NÚMERO DE CONSUMIDORES Y TASA DE CRECIMIENTO POR CATEGORÍA Y AÑO

Año	Domiciliaria	Crec. (%)	General	Crec. (%)	Al. Público	Crec. (%)	Total	Crec. (%)
2015	444		80		1		525	
2016	459	3,38%	76	-5,00%	1	0,00%	536	2,10%
2017	467	1,74%	80	5,26%	1	0,00%	548	2,24%
2018	477	2,14%	82	2,50%	1	0,00%	560	2,19%
2019	490	2,73%	86	4,46%	1	0,00%	577	2,97%
2020	499	1,84%	89	4,26%	1	0,00%	589	2,19%
2021	507	1,60%	93	4,09%	1	0,00%	601	1,98%
2022	515	1,58%	97	3,93%	1	0,00%	613	1,94%
2023	522	1,36%	100	3,78%	1	0,00%	623	1,74%

PROYECCION VENTAS DE ENERGÍA Y TASA DE CRECIMIENTO POR CATEGORÍA Y AÑO (kWh)

Año	Domiciliaria	Crec. (%)	General	Crec. (%)	Al. Público	Crec. (%)	Total	Crec. (%)
2015	98.372		108.823		49.531		256.726	
2016	100.008	1,66%	152.840	40,45%	51.884	4,75%	304.732	18,70%
2017	111.138	11,13%	155.944	2,03%	51.468	-0,80%	318.550	4,53%
2018	108.211	-2,63%	175.213	12,36%	54.652	6,19%	338.076	6,13%
2019	111.511	3,05%	195.095	11,35%	56.450	3,29%	363.056	7,39%
2020	113.560	1,84%	213.446	9,41%	58.756	4,08%	385.761	6,25%
2021	115.380	1,60%	231.797	8,60%	61.061	3,92%	408.238	5,83%
2022	117.201	1,58%	250.148	7,92%	63.367	3,78%	430.715	5,51%
2023	118.794	1,36%	268.499	7,34%	65.672	3,64%	452.965	5,17%

PROYECCION DE COSTOS PERIODO 2020 – 2023 (Bs Dic 2018 sin IVA)

Costos	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio (2020-2023)
Compra de Energía	149.607	157.775	165.730	173.567	181.197	169.567
Operación y Mantenimiento	54.854	57.741	60.537	63.280	65.937	61.874
Administrativos y Generales	65.548	68.997	72.339	75.616	78.791	73.936
Impuesto a las Transacciones	11.541	12.288	13.213	13.794	14.131	13.356
Cuentas Incobrables	1.924	2.048	2.202	2.299	2.355	2.226
Depreciaciones y Amortizaciones	61.589	66.550	75.006	78.930	80.265	75.188
Consumidores	33.997	34.704	35.411	36.118	36.707	35.735
Otros Ingresos	-34.667	-35.126	-35.829	-36.533	-37.021	-36.127
Utilidad	40.312	44.633	51.812	52.719	48.669	49.458
Total Costos	384.704	409.612	440.420	459.790	471.030	445.213

ANEXO N° II

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ELECTRICIDAD PAZÑA R.L. (COSEPAZ R.L.) (A precios de Diciembre 2018 con impuestos) PERIODO: noviembre 2019 – octubre 2023

Categoría	Bloques		Unidad	Tarifa Propuesta (Dic 2018)
Domiciliario				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	17,414
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	0,869
General				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	20,28
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	1,01
Seguridad Ciudadana				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	17,414
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	0,869
Alumbrado Publico				
Cargo por Energía			Bs/kWh	0,946

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

$$Ct = Ct_0 * [a * TPC / TPC_0 + (1 - a) * FIOC] * (1 + TR)$$

$$FIOC = (b * IPC / IPC_0 + c * PD / PD_0 - p_1 * n * X_{com} - p_2 * n * X_{cag} - p_3 * n * X_{cc} + p_4 * ZI + p_5 * ZT)$$

Dónde:

- Ct = Cargo tarifario en bolivianos aplicable en el mes de facturación.
 Ct₀ = Cargo tarifario en bolivianos aprobado.
 TPC = Tarifa promedio de compra de electricidad del mes de facturación, determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos indexados al mes de facturación.
 TPC₀ = Tarifa promedio de compra de electricidad base determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos correspondientes al mes base (diciembre 2018).
 FIOC = Factor de indexación de otros costos.
 IPC = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC₀ = Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes base.
 PD = Precio del dólar.
 PD₀ = Precio base del dólar.
 X_{com} = Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento.
 X_{cag} = Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales.

Xcc	=	Índice de disminución mensual de los costos de consumidores.
ZI	=	Índice de variación de los impuestos directos.
ZT	=	Índice de variación de las tasas.
A	=	Proporción del costo de compra de electricidad respecto al ingreso requerido por ventas de electricidad, determinado con los valores promedio del estudio tarifario.
B	=	Proporción de los otros costos en Moneda Nacional.
C	=	Proporción de los otros costos en Dólares Estadounidenses.
P1	=	Participación de los costos de operación y mantenimiento en los otros Costos.
P2	=	Participación de los costos administrativos y generales en los otros Costos.
P3	=	Participación de los costos de consumidores en los otros costos.
P4	=	Participación de los impuestos directos en los otros costos.
P5	=	Participación de las tasas en los otros costos.
N	=	Número del mes de la indexación respecto del mes base.
TR	=	Tasa de Regulación aprobado por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) con Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019 (9,1%).

ANEXO N° III

**CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN
COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ELECTRICIDAD PAZÑA R.L.
(A precios de Diciembre 2018 con impuestos)
PERIODO: noviembre 2019 – octubre 2023**

DETALLE	Propuesta
	c/IVA
Cargo por Conexión (Bs/Conex)	56,30
Cargo por Reconexión (Bs/Reconex)	67,40

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LOS CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN

$$CCR_n = CCR_o * (IPC_{n-2} / IPC_o)$$

Dónde:

- CCR_n = Cargo por conexión o reconexión del mes de indexación.
 CCR_o = Cargo por conexión o reconexión base.
 IPC_{n-2} = Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de la indexación.
 IPC_o = Índice de Precios al Consumidor Base correspondiente al segundo mes anterior al mes base.

ANEXO N° IV

PROCEDIMIENTO PARA EL COBRO DEL DEPÓSITO DE GARANTÍA

El procedimiento a seguir para el depósito de garantía será:

- a) En el caso de consumidores no industriales: Se determinará el consumo promedio por consumidor de cada categoría, como el cociente entre la energía facturada y el número de clientes registrados al segundo mes anterior a la vigencia del depósito de garantía.

La factura mensual de un consumidor típico de cada categoría se determinará aplicando el cargo mínimo sin IVA y los cargos variables sin IVA al consumo determinado anteriormente, vigente en el mes de aplicación del depósito de garantía.

El depósito de garantía para cada consumidor, se calculará como el monto equivalente a un tercio de una factura mensual estimada para dicho consumidor

- b) En el caso de consumidores industriales: El depósito de garantía para cada consumidor, se calculará como el monto equivalente a un tercio de una factura mensual estimada para dicho consumidor, en base a la información proporcionada por el mismo sobre su requerimiento de demanda. En la estimación de la demanda se utilizarán factores de carga, factores de demanda, u otros factores requeridos típicos de la categoría que le corresponda. La factura mensual estimada de cada consumidor será calculada con los cargos tarifarios vigentes sin el Impuesto al Valor Agregado (IVA) de la categoría que le corresponda aplicada a la demanda estimada a este propósito.

Todo nuevo consumidor cancelará el Depósito de Garantía.

En caso de prescindir del servicio, el Depósito de Garantía será devuelto al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.