

TRÁMITE: Estudio Tarifario presentado por la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2018 – 2022; aprobar para la Cooperativa los Costos de Suministro para el periodo 2018 – 2022; aprobar la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022 y su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2018; aprobar los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022 y su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2018; e instruir la determinación del depósito de garantía, conforme al procedimiento establecido en el Anexo IV que forma parte de la presente Resolución.

VISTOS:

La Resolución AE N° 677/2013 de 13 de diciembre de 2013; la nota AE-270-DPT-46/2017 de 06 de febrero de 2017; la nota con Registro N° 9979 de 1° de agosto de 2017; la nota AE-1955-DPT-366/2017 de 15 de agosto de 2017; la nota AE-1955-DPT-366/2017 de 15 de agosto de 2017; el Informe AÉ DPT N° 026/2018 de 24 de enero de 2018; el Auto N° 288/2018 de 02 de marzo de 2018; la nota con Registro N° 2999 de 12 de marzo de 2018; el Informe AE-DPT N° 177/2018 de 27 de marzo de 2018; el Informe AE-DLG N° 215/2018 de 02 de abril de 2018; la Resolución AE N° 171/2018 de 02 de abril de 2018; la nota con Registro N° 7843 de 19 de junio de 2018; la nota AE-1609-DPT-280/2018 de 27 de junio de 2018; el Informe AE-DPT N° 553/2018 de 21 de agosto de 2018; el Auto N° 1568/2018 de 05 de septiembre de 2018; la nota con Registro N° 14540 de 22 de octubre de 2018; la nota con Registro N° 15749 de 14 de noviembre de 2018; la nota con Registro N° 186 de 07 de enero de 2019; la nota AE-425-DPT-83/2019 de 13 de febrero de 2019; la nota con Registro N° 3435 de 13 de marzo de 2019; la nota con Registro N° 3670 de 18 de marzo de 2019; el Informe AE DPT N° 247/2019 de 25 de abril de 2019; todo lo que ver convino, se tuvo presente, y;

CONSIDERANDO: (ANTECEDENTES)

Que mediante Resolución AE N° 677/2013 de 13 de diciembre de 2013, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) aprobó para la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., los Costos de Suministro, Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación para el periodo 2013-2016.

Que mediante nota AE-270-DPT-46/2017 de 06 de febrero de 2017, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) instruyó a la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. presentar su Estudio Tarifario para su aplicación a partir del mes de diciembre de 2017, en los plazos establecidos en el numeral 5 del anexo a la Resolución AE N° 64/2010 de 03 de marzo de 2010.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 9979 de 1° de agosto de 2017, la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. solicitó la asignación de un profesional que asesore la realización de su Estudio Tarifario, en cumplimiento al procedimiento establecido en el numeral 5 del Anexo a la Resolución AE N° 64/2010 de 03 de marzo de 2010.

Que mediante nota AE-1955-DPT-366/2017 de 15 de agosto de 2017, se comunicó a la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. la imposibilidad de asignar a un profesional para el asesoramiento y realización de dicho Estudio. Asimismo, se comunicó que el inciso c) del numeral 5° del Anexo a la Resolución AE N° 064/2010, dispone la realización del Estudio Tarifario también por cuenta propia, o en su defecto por un profesional individual con formación y experiencia necesaria, para lo cual se solicitó comunicar el nombre del consultor contratado a la AE, acompañado de su hoja de vida para emitir la conformidad y/o autorización respectiva.

Que mediante Informe AE DPT N° 026/2018 de 24 de enero de 2018, luego de la evaluación realizada, recomendó formular cargos en contra de la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. por la presunta infracción tipificada en el inciso z) del artículo 22 del RIS por incumplir con el plazo para la presentación del Estudio Tarifario, vulnerándose el inciso a) concordante con el inciso e) del numeral 5 del Anexo a la Resolución AE N° 064/2010 de 3 de marzo de 2010.

Que mediante Auto N° 288/2018 de 02 de marzo de 2018, se Formuló Cargos en contra de la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. por la presunta infracción tipificada en el inciso z) del artículo 22 del RIS por incumplir con el plazo de presentación del Estudio Tarifario requerido mediante nota AE-270-DPT-46/2017 de 06 de febrero de 2017, vulnerándose el inciso a) concordante con el inciso e) del numeral 5 del Anexo a la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 2999 de 12 de marzo de 2018, la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. presentó los descargos correspondientes al Auto N° 288/2018 de 02 de marzo de 2018.

Que mediante Informe AE-DPT N° 177/2018 de 27 de marzo de 2018, se recomendó declarar probada la comisión de la infracción tipificada en el inciso z) artículo 22 del RIS en contra de la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., toda vez que incumplió con el plazo para la presentación del Estudio Tarifario requerido mediante nota AE-270-DPT-46/2017 de 06 de febrero de 2017 vulnerándose el inciso a) concordante con el inciso e) del numeral 5 del Anexo a la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

Que mediante Informe AE-DLG N° 215/2018 de 02 de abril de 2018, se recomendó declarar probada la comisión de la infracción tipificada en el inciso z) artículo 22 del RIS, por parte de la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., disponiendo la aplicación de la sanción "LLAMADA DE ATENCIÓN" de conformidad a lo establecido en el inciso a) del artículo 23 del RIS, toda vez que la Distribuidora no presentó el Estudio Tarifario para el periodo 2017 - 2020.

Que mediante Resolución AE N° 171/2018 de 02 de abril de 2018, se declaró Probada la comisión de la infracción tipificada en el inciso z) del artículo 22 del Reglamento de Infracciones y Sanciones (RIS) aprobado mediante Decreto Supremo N° 24043 de 28 de junio de 1995, modificado mediante Decreto Supremo N° 24775 de 31 de julio de 1997 que establece: "No presentar el correspondiente estudio de tarifas de distribución en la forma y plazos previstos; será sancionado con 1.0%", por parte de la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. y dispuso la aplicación de la sanción "LLAMADA DE ATENCIÓN", de conformidad a lo establecido en el inciso a) del artículo 23 del Reglamento de



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

RESOLUCIÓN AE N° 607/2019
TRÁMITE N° 2018-22724-33-11-0-0-DPT
CIAE N° 0040-0005-0003-0001
La Paz, 30 de abril de 2019

Infracciones y Sanciones (RIS), toda vez que el Operador no presentó el Estudio Tarifario para el periodo 2017-2020, incumpliendo con el plazo para la presentación del mismo establecido en el inciso a) concordante con el inciso e) del numeral 5 del Anexo a la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 7843 de 19 de junio de 2018, la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. presentó sus descargos y solicitó ampliar en treinta (30) días hábiles administrativos, de manera extraordinaria, el plazo de presentación del Estudio Tarifario para el periodo 2017-2020.

Que mediante nota AE-1609-DPT-280/2018 de 27 de junio de 2018, se otorgó a la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. un plazo adicional de treinta (30) días hábiles administrativos para la presentación del Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2017-2020.

Que mediante Informe AE-DPT N° 553/2018 de 21 de agosto de 2018, se recomendó intimar a la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., conforme establece el artículo 31 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial (RELPA-SIRESE) aprobado mediante Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003, por incumplimiento a la presentación del Estudio Tarifario para el periodo 2017-2020, instruido mediante Resolución AE N° 171/2018 de 02 de abril de 2018.

Que mediante Auto N° 1568/2018 de 05 de septiembre de 2018, se intimó a la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., a presentar el Estudio Tarifario para el periodo comprendido 2017 – 2020, en cumplimiento a la Disposición Segunda de la Resolución AE N° 171/2018 de 02 de abril de 2018, otorgando al efecto un plazo de diez (10) días hábiles administrativos.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 14540 de 22 de octubre de 2018, la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. presentó en formato digital las Bases de Datos mensuales de las facturaciones efectuadas en los años 2015 – 2017.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 15749 de 14 de noviembre de 2018, la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. presentó los descargos respectivos, informando al Ente Regulador que el Estudio Tarifario sería enviado hasta el 28 de noviembre de 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 186 de 07 de enero de 2019, la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. presentó el Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2018 – octubre 2022 en formato físico y digital.

Que mediante nota AE-425-DPT-83/2019 de 13 de febrero de 2019, se remitió a la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. las observaciones al Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022, para que sean atendidas en un plazo de quince (15) días hábiles administrativos.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 3435 de 13 de marzo de 2019, la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. solicitó una ampliación de plazo para la presentación de las observaciones realizadas al Estudio Tarifario, hasta el 18 de marzo de 2019.

RESOLUCIÓN AE N° 607/2019, Página 3 de 40

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 3670 de 18 de marzo de 2019, la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. presentó el Estudio Tarifario final en formato físico y digital, considerando la incorporación de las observaciones efectuadas por la AE.

Que el Informe AE DPT N° 247/2019 de 25 de abril de 2019, en base al análisis efectuado recomendó aprobar para la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2018 – 2022; aprobar para la Cooperativa los Costos de Suministro para el periodo 2018 – 2022; aprobar la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022 y su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2018; aprobar los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022 y su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2018; e instruir la determinación del depósito de garantía, conforme al procedimiento establecido en el Anexo IV que forma parte de la presente Resolución.

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

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



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

RESOLUCIÓN AE N° 607/2019
TRÁMITE N° 2018-22724-33-11-0-0-DPT
CIAE N° 0040-0005-0003-0001
La Paz, 30 de abril de 2019

considere pertinentes”.

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

Que el artículo 41 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece 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 programa 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, dispone: “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 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.”

Que el artículo 3 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, 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”.

Que el artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, establece las competencias de la AE, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al mencionado Decreto Supremo, las siguientes:

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

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

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

Que el artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, entre otras, establece las siguientes atribuciones del Director Ejecutivo de la AE:

“(…) 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 mediante Resolución SSDE N° 126/1997 de 31 de octubre de 1997, se aprobaron las tasas de depreciación de activos tangibles que deben obligatoriamente aplicar las empresas distribuidoras.

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

Que mediante Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, se 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 mediante Resolución AE N° 36/2015 de 28 de enero de 2015, se aprobó la Tasa de Retorno del 10,1%, para las Empresas de Distribución durante el periodo tarifario noviembre 2015 a octubre 2019.

CONSIDERANDO: (ANÁLISIS)

Que el Informe AE DPT N° 247/2019 de 25 de abril de 2019, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT), estableció lo siguiente:

"(...) 3. ANÁLISIS

En base a las disposiciones legales anteriormente descritas y el análisis realizado al documento final del Estudio de Tarifas presentado por la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., para el período noviembre 2018 – octubre 2022, la AE elaboró un modelo de cálculo de Tarifas de Distribución, cuyos principales resultados son presentados a continuación:

3.1 Análisis de la Demanda

La proyección de la demanda, nos permite determinar el mercado que será atendido por la Cooperativa en el periodo tarifario noviembre 2018 – octubre 2022, 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, que establece 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 Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., está localizada en el municipio de Caracollo del departamento de Oruro y opera sus propias instalaciones de Distribución así como las instalaciones ejecutadas por las Gobernaciones de Oruro y La Paz a través de Contratos de Operación, Mantenimiento y Administración.

La información utilizada para la elaboración del Estudio Tarifario en la etapa de la determinación de la demanda, fue la siguiente:

- *Base de Datos de registros contables correspondientes a las cuentas de estado de situación según el SUC.*
- *Base de Datos de facturación mensual.*
- *Estructura Tarifaria Vigente.*
- *Precios de Compra de Energía y Potencia.*
- *Información Estadística y demográfica de la zona de operación.*
- *Estadística de número de usuarios, ventas de electricidad, e ingresos por ventas de electricidad de los años 2015 a 2017.*

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 la demanda de energía, se realizó el Balance de Energía para cada gestión que consta el periodo tarifario que incluye: las compras de energía a la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., el consumo propio, las pérdidas comerciales y las ventas de energía a los usuarios. Además, se proyectó la demanda máxima del sistema.

Se utilizó información histórica mensual de consumo y número de consumidores de los años 2013 al 2017, misma que se obtuvo del sistema de archivos de la Cooperativa y datos publicados por la AE. Para la proyección de la categoría Domiciliaria se utilizó adicionalmente información proveniente de los últimos dos censos (2001 y 2012) de población y vivienda.

Las categorías tarifarias empleadas por la Cooperativa para el Análisis de Demanda son las que se describen a continuación:

| Categorías |
|---------------------|
| Domiciliaria |
| General |
| Industrial |
| Seguridad Ciudadana |
| Alumbrado Público |

3.1.1 Proyección de Consumidores

3.1.1.1 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.

Dicha proyección se efectuó aplicando el método analítico establecido en la normativa, basado en un análisis demográfico, considerando el Grado de Electrificación y el Índice de Conexiones Comunes del área operado por la Cooperativa.

La metodología consistió en proyectar inicialmente el N° de habitantes (población), el Índice de Habitantes por Vivienda (IHV), determinando el número de viviendas ocupadas. Posteriormente, se estableció el Grado de Electrificación (GE) objetivo para obtener el número de viviendas electrificadas. A partir del número de viviendas electrificadas, se determinó el número de consumidores domiciliarios que se deben conectar a la red eléctrica

de distribución.

Los datos de partida como la población, el número de viviendas ocupadas y el Grado de Electrificación corresponden al Censo de Población y Vivienda del año 2012 publicados por el Instituto Nacional de Estadística (INE). Las tasas de crecimiento de la población fueron obtenidas de los datos censales proporcionadas por el Instituto Nacional de Estadística (INE) efectuados en los años 2001 y 2012.

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 87% en el área rural.

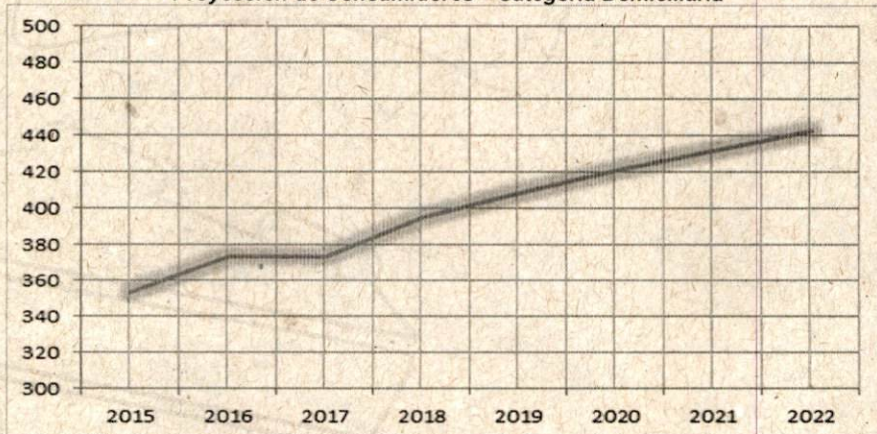
En base a la metodología mencionada anteriormente, los resultados obtenidos por la AE en la proyección del número de consumidores de la Categoría Domiciliaria para el periodo 2018-2022, son presentados en el siguiente cuadro:

Proyección de Consumidores – Categoría Domiciliaria

| AÑO | Población con crec. 2001-2012 INE | Crec. Poblacional (datos INE) | Indice de Habitantes por Vivienda (IHV) | Viviendas Ocupadas | Cobertura (%) | viviendas electrificadas | I.C.C | N° de Clientes | Crecimiento de Clientes (%) | GE (%) |
|------|-----------------------------------|-------------------------------|---|--------------------|---------------|--------------------------|-------|----------------|-----------------------------|--------|
| 2012 | 23.115 | 1,04% | 3,43 | 6,690 | 71 | 4.734 | | | | |
| 2013 | 23.356 | 1,04% | 3,40 | 6.873 | 74 | 5.076 | | | | |
| 2014 | 23.600 | 1,04% | 3,37 | 7.005 | 77 | 5.361 | | | | |
| 2015 | 23.847 | 1,04% | 3,34 | 7.136 | 79 | 5.627 | 15,90 | 354 | | 78,86 |
| 2016 | 24.096 | 1,04% | 3,32 | 7.266 | 81 | 5.876 | 15,71 | 374 | 5,65 | 80,88 |
| 2017 | 24.347 | 1,04% | 3,29 | 7.394 | 83 | 6.109 | 16,33 | 374 | 0,00 | 82,62 |
| 2018 | 24.602 | 1,04% | 3,27 | 7.520 | 84 | 6.327 | 15,98 | 396 | 5,86 | 84,14 |
| 2019 | 24.858 | 1,04% | 3,25 | 7.646 | 85 | 6.534 | 15,98 | 409 | 3,26 | 85,45 |
| 2020 | 25.118 | 1,04% | 3,23 | 7.770 | 87 | 6.728 | 15,98 | 421 | 2,98 | 86,59 |
| 2021 | 25.380 | 1,04% | 3,22 | 7.893 | 88 | 6.912 | 15,98 | 433 | 2,74 | 87,58 |
| 2022 | 25.645 | 1,04% | 3,20 | 8.015 | 88 | 7.088 | 15,98 | 443 | 2,54 | 88,43 |

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

Proyección de Consumidores – Categoría Domiciliaria



3.1.1.2 Categoría General

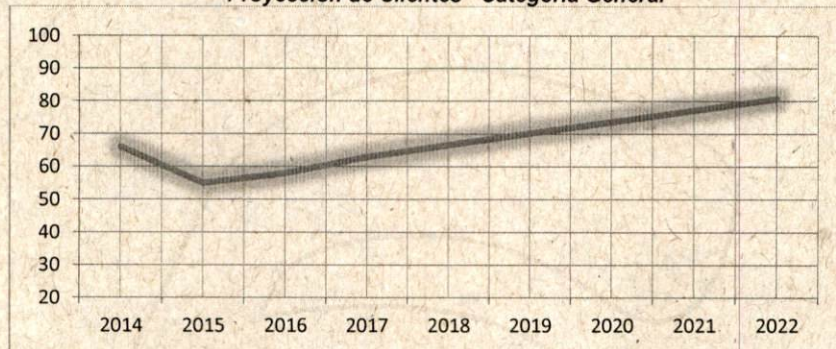
Para la proyección de número de clientes de la Categoría General, se utilizó un modelo econométrico autoregresivo ARIMA, obteniendo los valores que a continuación son presentados:

Número de Consumidores - Categoría General

| Categoría | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-----------------|------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| General | 66 | 55 | 58 | 63 | 67 | 70 | 74 | 77 | 81 |
| Crecimiento (%) | | -16,67% | 5,45% | 8,62% | 5,70% | 5,30% | 5,03% | 4,79% | 4,57% |

De la misma forma, en base a los valores obtenidos presentamos a continuación el gráfico de dicha proyección:

Proyección de Clientes - Categoría General



3.1.1.3 Categoría Industrial

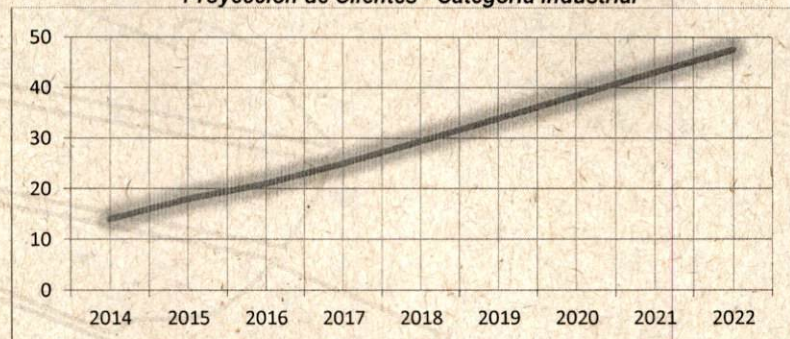
El número de clientes de la Categoría Industrial fue proyectado en base a un modelo econométrico autoregresivo con medias móviles ARIMA, cuyos resultados son presentados en el cuadro siguiente:

Número de Consumidores - Categoría Industrial

| Categoría | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-----------------|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Industrial | 14 | 18 | 21 | 25 | 29 | 34 | 38 | 43 | 48 |
| Crecimiento (%) | | 28,57% | 16,67% | 19,05% | 17,63% | 15,43% | 13,36% | 11,79% | 10,55% |

De la misma forma, en base a los valores obtenidos presentamos a continuación el gráfico de dicha proyección:

Proyección de Clientes - Categoría Industrial



3.1.1.4 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.

De la revisión a la base de datos de facturación a noviembre de 2018, no se identificaron clientes que correspondan a la categoría Seguridad Ciudadana; sin embargo, la Cooperativa propuso la creación de esta categoría con una Estructura Tarifaria propia, para incorporar a futuro a los posibles nuevos clientes.

3.1.1.5 Categoría Alumbrado Público

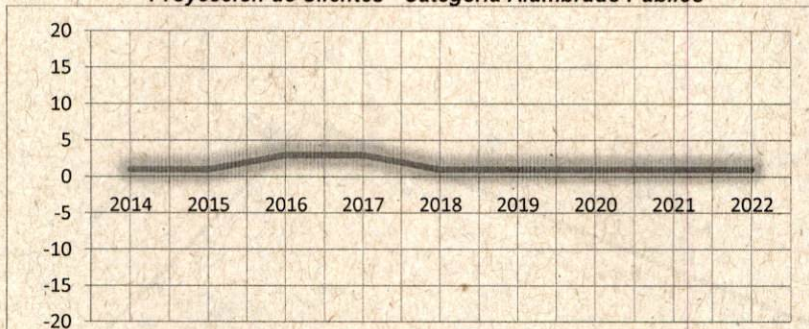
El número de clientes de la Categoría Alumbrado Público es una variable cuya dinámica depende de la incorporación de un nuevo centro urbano (municipio), es así que durante el periodo de análisis se mantiene constante en uno (1) el número de clientes hasta el año 2022:

Número de Consumidores - Categoría Alumbrado Público

| Categoría | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------------------|-------|---------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|
| Alumbrado Público | 1 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Crecimiento (%) | 0,00% | 200,00% | 0,00% | -66,67% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |

Asimismo, la Cooperativa procedió a corregir el número de usuarios de esta categoría en el periodo histórico, ya que aparentemente correspondían a distintos puntos de medición de un solo cliente.

Proyección de Clientes - Categoría Alumbrado Público



3.1.2 Proyección de Ventas de Energía

3.1.2.1 Categoría Domiciliaria

La demanda de energía eléctrica de la Categoría Domiciliaria se determina a partir de la proyección del consumo unitario, que es determinado como el producto del número de consumidores por el consumo unitario anual, estudiando el comportamiento histórico del consumo por cliente.

Para determinar el consumo unitario para el periodo de proyección, se empleó la tasa de crecimiento promedio de los últimos tres años de los consumos unitarios anuales que resulto en 3,86%.

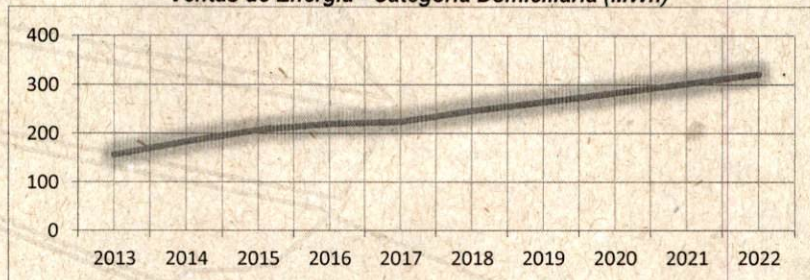
Obteniendo el producto de los consumos unitarios por el número de clientes domiciliarios, se alcanzaron las siguientes ventas proyectadas agregadas de energía:

Ventas de Energía - Categoría Domiciliaria (MWh)

| Año | N° Clientes | MWh/Cliente | Var % | MWh | Var % |
|------|-------------|-------------|--------|-----|--------|
| 2013 | 321 | 0,4877 | | 157 | |
| 2014 | 342 | 0,5370 | 10,10% | 184 | 17,31% |
| 2015 | 354 | 0,5857 | 9,08% | 207 | 12,91% |
| 2016 | 374 | 0,5882 | 0,42% | 220 | 6,10% |
| 2017 | 374 | 0,6004 | 2,07% | 225 | 2,07% |
| 2018 | 396 | 0,6235 | 3,86% | 247 | 9,94% |
| 2019 | 409 | 0,6476 | 3,86% | 265 | 7,25% |
| 2020 | 421 | 0,6726 | 3,86% | 283 | 6,95% |
| 2021 | 433 | 0,6985 | 3,86% | 302 | 6,70% |
| 2022 | 443 | 0,7255 | 3,86% | 322 | 6,49% |

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

Ventas de Energía - Categoría Domiciliaria (MWh)



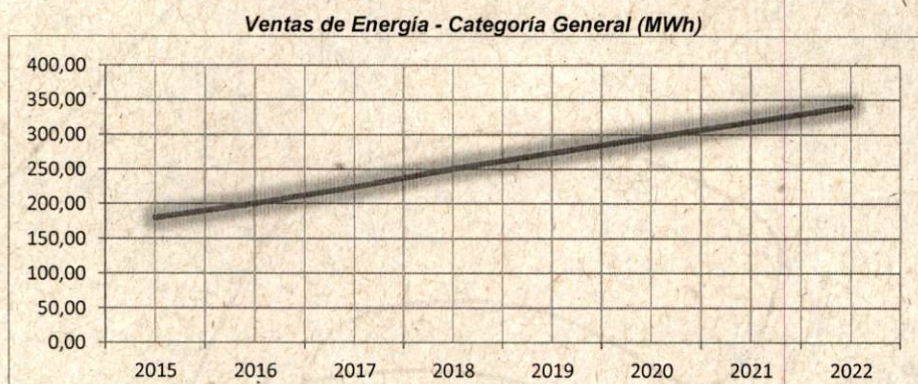
3.1.2.2 Categoría General

Para la proyección de las ventas de energía de la Categoría General, se empleó un modelo econométrico autoregresivo, en función a los cálculos y ajustes, se obtuvieron los siguientes resultados:

Proyección de Ventas de Energía Categoría General

| Categoría | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| General | 180,11 | 200,73 | 224,61 | 251,06 | 273,48 | 295,90 | 318,32 | 340,74 |
| Crecimiento (%) | - | 11,45% | 11,90% | 11,78% | 8,93% | 8,20% | 7,58% | 7,04% |

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



3.1.2.3 Categoría Industrial

Para la proyección de las ventas de energía de la Categoría Industrial, se tomó el criterio de considerar un modelo econométrico de Mínimos Cuadrados autoregresivos. Los resultados de la proyección para esta categoría, son presentados en el siguiente cuadro:

Ventas de Energía - Categoría Industrial (MWh)

| Categoría | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-----------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Industrial | 90,29 | 95,18 | 128,65 | 142,99 | 159,90 | 176,80 | 193,71 | 210,61 |
| Crecimiento (%) | - | 5,42% | 35,16% | 11,15% | 11,82% | 10,57% | 9,56% | 8,73% |

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



3.1.2.4 Categoría Seguridad Ciudadana

Como ya se indicó en la proyección de los clientes en esta categoría (Numeral 3.1.1.4), la Cooperativa incorporó a este Estudio Tarifario la Categoría Seguridad Ciudadana, con una Estructura Tarifaria definida, para que los posibles nuevos clientes que correspondan, sean incorporados a futuro a esta Categoría.

Por consiguiente, a la fecha no se registraron ventas en la Categoría Seguridad Ciudadana, debido a que no se identificaron clientes con las características propias de esta Categoría.

3.1.2.5 Categoría Alumbrado Público

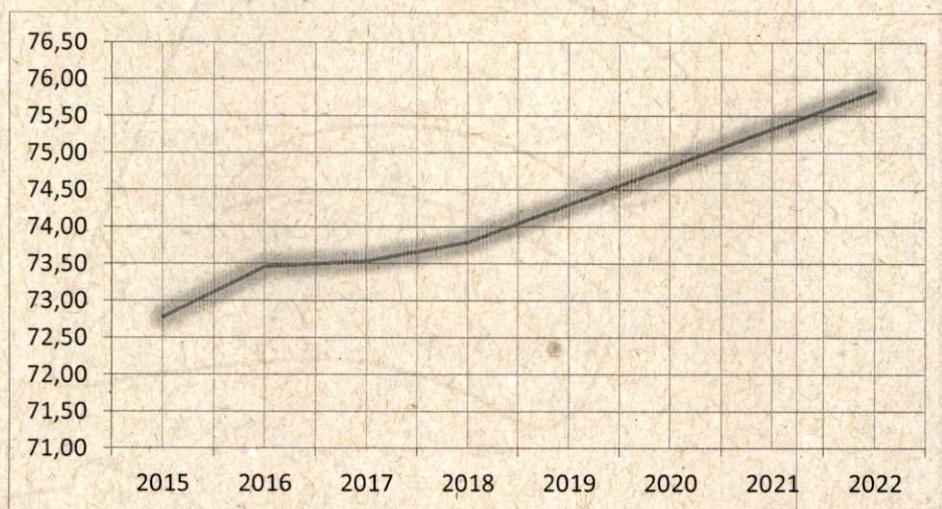
Las ventas de energía de la Categoría Alumbrado Público, fueron estimadas en base a un modelo econométrico utilizando mínimos cuadrados, obteniendo los siguientes resultados:

Ventas de Energía - Categoría Alumbrado Público (MWh)

| Categoría | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Alumbrado Público | 72,78 | 73,46 | 73,54 | 73,79 | 74,30 | 74,81 | 75,33 | 75,84 |
| Crecimiento (%) | - | 0,94% | 0,10% | 0,35% | 0,69% | 0,69% | 0,68% | 0,68% |

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

Ventas de Energía - Categoría Alumbrado Público (MWh)



3.1.3 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 de la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., diferenciadas por categorías, para el periodo 2018 – 2022, que considera los valores consolidados de los pronósticos realizados:



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

RESOLUCIÓN AE N° 607/2019
TRÁMITE N° 2018-22724-33-11-0-0-DPT
CIAE N° 0040-0005-0003-0001
La Paz, 30 de abril de 2019

PROYECCIÓN DEL NÚMERO DE CONSUMIDORES POR CATEGORÍA Y AÑO

| Año | Domiciliario | General | Industrial | Seguridad Ciudadana | Alumbrado Público | Total |
|------|--------------|---------|------------|---------------------|-------------------|-------|
| 2015 | 354 | 55 | 18 | - | 1 | 428 |
| 2016 | 374 | 58 | 21 | - | 3 | 456 |
| 2017 | 374 | 63 | 25 | - | 3 | 465 |
| 2018 | 396 | 67 | 29 | - | 1 | 493 |
| 2019 | 409 | 70 | 34 | - | 1 | 514 |
| 2020 | 421 | 74 | 38 | - | 1 | 534 |
| 2021 | 433 | 77 | 43 | - | 1 | 554 |
| 2022 | 443 | 81 | 48 | - | 1 | 573 |

**TASAS DE CRECIMIENTO DEL NUMERO DE CONSUMIDORES
POR CATEGORÍA Y AÑO**

| Año | Domiciliario | General | Industrial | Seguridad Ciudadana | Alumbrado Público | Total |
|------|--------------|---------|------------|---------------------|-------------------|-------|
| 2015 | | | | - | | |
| 2016 | 5,65% | 5,45% | 16,67% | - | 200,00% | 6,54% |
| 2017 | 0,00% | 8,62% | 19,05% | - | 0,00% | 1,97% |
| 2018 | 5,86% | 5,70% | 17,63% | - | -66,67% | 6,00% |
| 2019 | 3,26% | 5,30% | 15,43% | - | 0,00% | 4,26% |
| 2020 | 2,98% | 5,03% | 13,36% | - | 0,00% | 3,94% |
| 2021 | 2,74% | 4,79% | 11,79% | - | 0,00% | 3,67% |
| 2022 | 2,54% | 4,57% | 10,55% | - | 0,00% | 3,44% |

PROYECCIÓN VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORÍA Y AÑO (MWh)

| Año | Domiciliario | General | Industrial | Seguridad Ciudadana | Alumbrado Público | Total |
|------|--------------|---------|------------|---------------------|-------------------|--------|
| 2015 | 207,35 | 180,11 | 90,29 | - | 72,78 | 550,53 |
| 2016 | 219,99 | 200,73 | 95,18 | - | 73,46 | 589,36 |
| 2017 | 224,54 | 224,61 | 128,65 | - | 73,54 | 651,34 |
| 2018 | 246,87 | 251,06 | 142,99 | - | 73,79 | 714,71 |
| 2019 | 264,76 | 273,48 | 159,90 | - | 74,30 | 772,44 |
| 2020 | 283,15 | 295,90 | 176,80 | - | 74,81 | 830,67 |
| 2021 | 302,14 | 318,32 | 193,71 | - | 75,33 | 889,49 |
| 2022 | 321,75 | 340,74 | 210,61 | - | 75,84 | 948,94 |

**TASAS DE CRECIMIENTO DE LAS VENTAS DE ENERGÍA
POR CATEGORÍA Y AÑO**

| Año | Domiciliario | General | Industrial | Seguridad Ciudadana | Alumbrado Público | Total |
|------|--------------|---------|------------|---------------------|-------------------|--------|
| 2016 | 6,10% | 11,45% | 5,42% | - | 0,94% | 7,05% |
| 2017 | 2,07% | 11,90% | 35,16% | - | 0,10% | 10,52% |
| 2018 | 9,94% | 11,78% | 11,15% | - | 0,35% | 9,73% |
| 2019 | 7,25% | 8,93% | 11,82% | - | 0,69% | 8,08% |
| 2020 | 6,95% | 8,20% | 10,57% | - | 0,69% | 7,54% |
| 2021 | 6,70% | 7,58% | 9,56% | - | 0,68% | 7,08% |
| 2022 | 6,49% | 7,04% | 8,73% | - | 0,68% | 6,68% |



Los consumidores Domiciliarios son los más representativos con el 78,45% del total de consumidores que son atendidos por la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., le sigue en importancia los consumidores Generales con el 13,87% como promedio del periodo tarifario 2019 – 2022.

Respecto al consumo, la Categoría General es la más importante con el 35,69% del total del consumo, le sigue en importancia la Categoría Domiciliaria con el 34,05% como promedio del periodo tarifario 2019 – 2022.

3.1.4 Balance de Energía

Para obtener los Balances de Energía y Potencia anuales para el periodo 2018 – 2022 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 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., la información de ventas de energía fue obtenida de las Bases de Datos de Facturación remitida de manera mensual por la Cooperativa, mismas que guardan correlación con los Formularios ISE210.

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 tomar el porcentaje de pérdidas aprobado como meta en el anterior Estudio Tarifario del 15,0% para la gestión 2018 proponiendo una reducción de 0,125% por gestión, llegando a una meta de 14,50% de pérdidas a la gestión 2022, esta reducción se obtiene realizando acciones tendientes a reducir el porcentaje de pérdidas no técnicas (errores de lecturas, medidores defectuosos, hurtos, etc.) que son las más frecuentes en este tipo de cooperativas.

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

Balance de Energía
Cooperativa "15 de Noviembre" (Periodo 2018 – 2022)

| COMPRAS DE ENERGÍA (kWh) | | | | | | | |
|-----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|
| Detalle | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
| Compras de Energía a ENDE DEORURO | 766.282 | 840.841 | 907.417 | 974.393 | 1.041.861 | 1.109.875 | 1.008.387 |
| Total Compras | 766.282 | 840.841 | 907.417 | 974.393 | 1.041.861 | 1.109.875 | 1.008.387 |
| VENTAS DE ENERGÍA (kWh) | | | | | | | |
| Categorías | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
| Domiciliario | 224.544 | 246.869 | 264.757 | 283.153 | 302.136 | 321.755 | 292.950 |
| General | 224.611 | 251.063 | 273.482 | 295.900 | 318.318 | 340.737 | 307.109 |
| Industrial | 128.649 | 142.991 | 159.897 | 176.802 | 193.708 | 210.613 | 185.255 |
| Alumbrado Público | 73.536 | 73.791 | 74.303 | 74.815 | 75.327 | 75.839 | 75.071 |
| Total Ventas de Energía | 651.340 | 714.715 | 772.439 | 830.670 | 889.489 | 948.943 | 860.385 |
| CONSUMO PROPIO (kWh) | | | | | | | |
| Detalle | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
| Consumo Propio | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 |
| Total Pérdidas | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 |
| PÉRDIDAS DE ENERGÍA (kWh) | | | | | | | |
| Detalle | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
| Pérdidas | 111.942 | 123.126 | 131.978 | 140.723 | 149.372 | 157.932 | 145.001 |
| Total Pérdidas | 111.942 | 123.126 | 131.978 | 140.723 | 149.372 | 157.932 | 145.001 |
| PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%) | | | | | | | |
| Detalle | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
| Pérdidas | 15,00% | 15,00% | 14,88% | 14,75% | 14,63% | 14,50% | 14,69% |
| Total Pérdidas | 15,00% | 15,00% | 14,88% | 14,75% | 14,63% | 14,50% | 14,69% |
| BALANCE FINAL | | | | | | | |
| Detalle | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
| Total Balance | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Compras | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

3.1.5 Demanda máxima proyectada

La potencia máxima (kW) para el periodo tarifario fue proyectada en función a la compra de energía (kWh) proyectada para el mismo periodo. Los datos históricos de potencia máxima fueron extraídos de las planillas de Facturación de ENDE DEORURO S.A., obteniendo el histórico de factor de carga de la Cooperativa.

Los factores de carga históricos obtenidos, para las gestiones 2015, 2016 y 2017 varían significativamente de un año a otro, debido a la variación registrada en las compras de energía, motivo por el cual, se optó por tomar el valor inicial de factor de carga aprobado en el anterior Estudio Tarifario de 48,3%, valor que es inferior al registrado en la gestión 2016, el valor de factor de carga fue replicado para las demás gestiones que comprende el periodo tarifario.

Proyección de la Demanda y Factor de Carga

| COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA | | | | | | | |
|-------------------------------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|
| Detalle | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
| Compras de Energía (kWh) | 766.282 | 840.841 | 907.417 | 974.393 | 1.041.861 | 1.109.875 | 1.008.387 |
| Potencia Máxima (kW) | 211 | 199 | 214 | 230 | 246 | 262 | 238 |
| Factor de Carga (%) | 41,5% | 48,3% | 48,3% | 48,3% | 48,3% | 48,3% | 48,3% |

3.2 Costos de Suministro

El artículo 45, del Capítulo IV del Decreto Supremo N° 26094 del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001 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 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,
- 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

3.2.1 Costos de Compra del Suministro de Electricidad

El costo de compra del suministro de Electricidad, se determinó aplicando a las cantidades proyectadas de energía y potencia para el periodo 2018 – 2022 los cargos de energía y potencia, vigentes a diciembre de 2017, correspondiente al año base del Estudio Tarifario.

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 su demanda mayor a 50kW y suministro en Media Tensión.

Los precios de compra vigentes e indexados al mes de diciembre de 2017 con IVA y sin IVA fueron los siguientes:

Categoría Grandes Demandas de ENDE DEORURO S.A.

| PM_GD-MT | Cargos c/IVA | Cargos s/IVA |
|---|--------------|--------------|
| | dic-17 | dic-17 |
| Cargo fijo (Bs/mes) | 26,722 | 23,248 |
| Cargo por energía - Bloque Alto (Bs/kWh) | 0,232 | 0,202 |
| Cargo por energía - Bloque Medio (Bs/kWh) | 0,221 | 0,192 |
| Cargo por energía - Bloque Bajo (Bs/kWh) | 0,203 | 0,177 |
| Cargo por potencia de punta (Bs/kW) | 61,351 | 53,375 |
| Cargo por exceso de pot f/punta (Bs/kW) | 13,349 | 11,614 |

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 correspondiente a la gestión 2017, obteniendo los siguientes valores:

Bloque de energía Bloque Alto = 29,66%
 Bloque de energía Bloque Medio = 46,57%
 Bloque de energía Bloque Bajo = 23,77%

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

Proyección de Costos de Energía y Potencia
(En Bs. periodo 2018 – 2022)

COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

| Detalle | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
|--------------------------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|
| Compras de Energía (kWh) | 766.282 | 840.841 | 907.417 | 974.393 | 1.041.861 | 1.109.875 | 1.008.387 |
| Potencia Máxima (kW) | 211 | 199 | 214 | 230 | 246 | 262 | 238 |
| Factor de Carga (%) | 41,5% | 48,3% | 48,3% | 48,3% | 48,3% | 48,3% | 48,3% |

PARTICIPACIÓN POR BLOQUES DE ENERGÍA

| Detalle | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|
| Energía en Bloque Alto (kWh) | 133.838 | 249.413 | 269.161 | 289.027 | 309.040 | 329.214 | 299.110 |
| Energía en Bloque Medio (kWh) | 210.120 | 391.567 | 422.571 | 453.760 | 485.179 | 516.853 | 469.591 |
| Energía en Bloque Bajo (kWh) | 107.248 | 199.861 | 215.686 | 231.605 | 247.642 | 263.808 | 239.685 |
| Total Compras Energía (kWh) | 451.206 | 840.841 | 907.417 | 974.393 | 1.041.861 | 1.109.875 | 1.008.387 |

PRECIOS DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA

| Detalle | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|----------|
| Cargo fijo (Bs/mes) | 23.248 | 23.248 | 23.248 | 23.248 | 23.248 | 23.248 | 23.248 |
| Cargo por energía - Bloque Alto (Bs/kWh) | 0,202 | 0,202 | 0,202 | 0,202 | 0,202 | 0,202 | 0,202 |
| Cargo por energía - Bloque Medio (Bs/kWh) | 0,192 | 0,192 | 0,192 | 0,192 | 0,192 | 0,192 | 0,192 |
| Cargo por energía - Bloque Bajo (Bs/kWh) | 0,177 | 0,177 | 0,177 | 0,177 | 0,177 | 0,177 | 0,177 |
| Cargo por potencia de punta (Bs/kW) | 53,375 | 53,375 | 53,375 | 53,375 | 53,375 | 53,375 | 53,375 |
| Cargo por exceso de pot f/punta (Bs/kW) | 11,614 | 11,614 | 11,614 | 11,614 | 11,614 | 11,614 | 11,614 |
| Precio Monómico (Bs/kWh) | 0,236 | 0,343 | 0,343 | 0,343 | 0,343 | 0,343 | 0,343 |

COSTO DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

| Detalle | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
|---------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Compra de Energía (Bs) | 97.740 | 161.217 | 173.959 | 186.779 | 199.692 | 212.710 | 193.285 |
| Compra de Potencia (Bs) | 82.865 | 127.286 | 137.365 | 147.503 | 157.717 | 168.013 | 152.649 |
| Total Compras (Bs) | 180.605 | 288.503 | 311.324 | 334.282 | 357.409 | 380.723 | 345.934 |

ESTRUCTURA DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

| Detalle | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
|--------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Compra de Energía (%) | 54,12% | 55,88% | 55,88% | 55,87% | 55,87% | 55,87% | 55,87% |
| Compras de Potencia (%) | 45,88% | 44,12% | 44,12% | 44,13% | 44,13% | 44,13% | 44,13% |
| Total Compras (%) | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |

3.2.2 Costos Operativos

Los Costos Operativos comprenden los Costos de Operación y Mantenimiento, Costos de Consumidores, Costos Administrativos y Generales de la actividad de Distribución.

La información para la determinación de los valores proyectados de los Costos Operativos, provinieron de los registros contables de la Cooperativa, de las gestiones 2015, 2016 y 2017, mismos que para su análisis, fueron reclasificados por la AE en Afectos y No afectos a la Concesión; sin embargo, la AE no pudo hacer un análisis más preciso en esta clasificación, debido a que la Cooperativa no cumplió con la presentación de sus Costos a nivel libro mayor.

3.2.2.1 Costos No Afectos a la Concesión

Sobre la información contable proporcionada por la Cooperativa referida a los Estados de Resultados de las gestiones 2015, 2016 y 2017, se procedió a identificar los Costos Operativos no reconocidos (costos no afectos a la concesión) en aplicación de lo estipulado en el artículo 46 (Costos No Reconocidos) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, y la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, identificando diferentes Costos que no están siendo considerados en las proyecciones, y otros que son calculados por fuera y transferidos al acápite de Otros Costos de Suministro.

3.2.2.1.1 Costos Administrativos y Generales

Por consiguiente, dentro los Costos Administrativos y Generales se identificaron los siguientes costos que no formarán parte de la proyección:

Costos Administrativos y Generales No Afectos y/o Transferidos
(En bolivianos)

| Nombre de la Cuenta | 2015 | 2016 | 2017 |
|---|-----------|-----------|-----------|
| Asignaciones al Directorio | 34.622,32 | 38.278,45 | 40.884,63 |
| Contribuciones y donaciones | | 689,62 | 408,37 |
| Faltantes y sobrantes | 208,41 | | |
| Gastos navideños | 735,22 | 790,03 | |
| Gastos aniversario | 4.077,39 | 4.075,35 | 6.533,01 |
| Aguinaldos Directorio | 5.783,58 | 3.153,61 | 3.372,83 |
| Perdida en cuentas incobrables clientes | 11.756,24 | | 6.705,98 |
| Gastos en usos y costumbres | 2.378,34 | 2.883,99 | 2.675,80 |
| Tasa de regulación pagada | 1.854,42 | 2.150,22 | 2.237,33 |
| Crédito fiscal IVA no deducible | | 472,53 | 1.048,33 |
| Multas y sanciones impositivas | | 1.853,11 | 3.412,78 |
| Multas a inspecciones | | 71,91 | |
| Impuesto a las transacciones sobre ventas | | | 1.722,14 |
| Gastos AFCCOOP y CONCOBOL | | | 304,55 |

Asignaciones al Directorio y Aguinaldos Directorio, deben ser cubiertas por otra actividad como los aportes de socios, ya que este costo no es indispensable para el usuario, por lo tanto no tiene por qué ser añadido a la tarifa.

Contribuciones y donaciones, no son considerados afectos a la concesión, debido que los mismos no aportan al ejercicio de la Distribución y no están relacionados con la administración de la Concesión, por lo que no tienen por qué ser pagados por sus usuarios, debiendo estos ser asumidos por la Cooperativa con sus recursos propios.

Faltantes y sobrantes, no son considerados afectos a la concesión, debido que en este caso, los sobrantes o faltantes de caja no pueden ser proyectados y más aún ser considerados como un costo.

Gastos navideños, son considerados como no afectos a la concesión, debido a que este tipo de gastos no aportan al ejercicio de la Distribución, debiendo ser cubiertos con recursos propios de la Cooperativa. En caso de referirse a canastones navideños a sus empleados, estos deben ser financiados con las sanciones, descuentos por atrasos, inasistencias injustificadas, abandonos aplicados a sus trabajadores de manera mensual, de acuerdo a su Régimen Sancionatorio Interno.

Gastos aniversario, no son considerados afectos a la concesión, debido que los mismos no aportan al ejercicio de la Distribución y no están relacionados con la administración de la Concesión, por lo que no tienen que ser cubiertos por sus usuarios, debiendo estos ser asumidos por la Cooperativa con sus recursos propios.

Perdida en cuentas incobrables clientes, estos costos son reconocidos fuera de los costos operativos, mismo que es calculado como un porcentaje (0,50%) de los ingresos

totales, presentado posteriormente en los otros Costos de Suministro.

Gastos en usos y costumbres, este tipo de gastos no son reconocidos por la AE, debido a que los mismos no aportan al ejercicio de la Distribución y no están relacionados con el mantenimiento de sus bienes, por lo que deben ser asumidos por la Cooperativa con sus recursos propios.

Tasa de regulación pagada, esta Tasa es cubierta por los consumidores de la Cooperativa, que es pagada a través de la fórmula de indexación reflejada en la tarifa, por lo tanto reconocer este gasto en esta etapa, significaría duplicar el concepto.

Crédito fiscal IVA no deducible, este impuesto es sumado a la tarifa promedio anual en la etapa final del cálculo de la Tarifa Base, por lo tanto es incorporado fuera de los costos de suministro.

Multas y sanciones impositivas - Multas a inspecciones, 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.

Impuesto a las Transacciones sobre ventas, este impuesto es calculado y presentado posteriormente en los otros Costos de Suministro, por lo tanto considerar dentro los Costos Operativos sería duplicar este concepto.

Gastos AFSCOOP y CONCOBOL, no son considerados afectos a la concesión, debido que los mismos no aportan al ejercicio de la Distribución, y deberían ser cubiertos con los aportes de sus socios.

3.2.2.1.2 Costos de Operación y Mantenimiento

De similar forma, dentro los Costos de Operación y Mantenimiento, se identificó el costo de Depreciación que se encuentra ya expuesto en los Otros Costos de Suministro, que deriva de la aplicación de 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. Por lo tanto este Costo es transferido de los Costos de Operación a los Otros Costos de Suministro, presentados posteriormente:

Costos de Operación y Mantenimiento Transferidos
(En bolivianos)

| Nombre de la Cuenta | 2016 | 2017 |
|--|-----------|-----------|
| Depreciación de bienes de uso, operativo | 17.187,54 | 20.896,62 |

3.2.2.1.3 Costos de Consumidores

Finalmente, se identificó el costo denominado "Gastos descuento a tercera edad" dentro los Costos de Consumidores, que no es considerado Afecto a la Concesión, debido a que este mantiene una Reglamentación específica para su reposición, detalle que es presentado a continuación:

Costos de Consumidores No Afectos
(En bolivianos)

| Nombre de la Cuenta | 2016 |
|---------------------------------|----------|
| Gastos descuento a tercera edad | 2.106,53 |

3.2.3 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, 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 2017, estos valores actualizados a precios de diciembre del 2017, 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 2015, 2016 y 2017, obteniendo los siguientes resultados:

Costos Operativos Históricos actualizados al Año Base
(a bolivianos de diciembre de 2017)

| Tipo de Costo | 2015 | 2016 | 2017 | Promedio |
|-----------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Consumidores | 8.845,58 | 10.706,57 | 10.564,38 | 10.038,84 |
| Operación y Mantenimiento | 78.800,75 | 92.853,06 | 101.763,44 | 91.139,08 |
| Administrativos y Generales | 112.982,18 | 128.677,46 | 144.186,11 | 128.615,25 |
| Total | 200.628,51 | 232.237,09 | 256.513,93 | 229.793,18 |

3.2.4 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, despacho de carga, 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 otras 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 (2017), 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:

Costos de Operación y Mantenimiento
(En Bolivianos)

| Tipo de Costo | Año Base | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------------------------------------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Costos de Operación y Mantenimiento | 91.139,08 | 119.158 | 128.593 | 138.084 | 147.645 | 157.284 |

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:

Demanda Máxima Proyectada (kW)

| Demanda Máxima | Año Base | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|----------------|----------|------|------|------|------|------|
| kW | 152 | 199 | 214 | 230 | 246 | 262 |

3.2.5 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 (2017), 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

Costos Administrativos y Generales
(En Bolivianos)

| Tipo de Costo | Año Base | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------------------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Costos Administrativos y Generales | 128.615 | 168.156 | 181.470 | 194.864 | 208.357 | 221.959 |

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

Demanda Máxima Proyectada (kW)

| Demanda Máxima | Año Base | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|----------------|----------|------|------|------|------|------|
| kW | 152 | 199 | 214 | 230 | 246 | 262 |

3.2.6 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 (2017), donde se ha excluido 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:

Costos de Consumidores
(En Bolivianos)

| Tipo de Costo | Año Base | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Costos de Consumidores | 10.039 | 11.004 | 11.473 | 11.924 | 12.362 | 12.787 |

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

Número de Consumidores Proyectados

| Número de Consumidores | Año Base | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------|----------|------|------|------|------|------|
| Consumidores | 450 | 493 | 514 | 534 | 554 | 573 |

3.2.7 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 AE N° 036/2015 de 28 de enero de 2015, sobre el patrimonio promedio afecto a la concesión con una Tasa de Rentabilidad del 10,1%.*
- v) *Otros Ingresos: Corresponde a comisiones por cobros de alumbrado público, alquileres, conexión, reconexión y otros. Estos han sido proyectados con el crecimiento de la demanda.*

3.2.8 Resultados Costos de Suministro

La proyección del total de costos de suministro para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022, se muestra en el siguiente cuadro resumen:

Proyección Costos de Suministro
(En Bolivianos de Diciembre 2017)

| Costos | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Compra de Energía | 180.605 | 288.503 | 311.324 | 334.282 | 357.409 | 380.723 | 345.934 |
| Operación y Mantenimiento | 101.763 | 119.158 | 128.593 | 138.084 | 147.645 | 157.284 | 142.902 |
| Administrativos y Generales | 144.186 | 168.156 | 181.470 | 194.864 | 208.357 | 221.959 | 201.662 |
| Impuesto a las Transacciones | 0 | 20.662 | 22.372 | 23.976 | 25.557 | 27.138 | 24.761 |
| Cuentas Incobrables | 0 | 3.444 | 3.729 | 3.996 | 4.259 | 4.523 | 4.127 |
| Depreciaciones y Amortizaciones | 29.524 | -32.574 | 39.778 | 42.625 | 45.645 | 48.081 | 44.033 |
| Consumidores | 10.564 | 11.004 | 11.473 | 11.924 | 12.362 | 12.787 | 12.136 |
| Otros Ingresos | -12.424 | -26.807 | -28.353 | -30.020 | -31.688 | -33.358 | -30.855 |
| Utilidad | 1 | 72.055 | 75.334 | 79.457 | 82.342 | 85.469 | 80.651 |
| Total Costos | 454.220 | 688.749 | 745.718 | 799.189 | 851.888 | 904.605 | 825.350 |

3.3 Activos Fijos y Depreciación Acumulada Existentes

3.3.1 Valores Históricos

Para la determinación de los activos, se revisaron los valores considerados en el Estudio Tarifario del periodo 2013 – 2016 aprobado mediante Resolución AE N° 677/2013 de 13 de diciembre de 2013, tomando la información de partida para los activos, ya que los saldos finales no fueron actualizados activo por activo, sino de manera global, hecho que distorsionó los resultados finales de la actualización, a continuación se muestran los valores de activos por cuentas SUC y sus montos iniciales:

*Consolidado de Activos Iniciales y sus Valores Contables Iniciales
(En Bs. periodo 2002 – 2011)*

| Denominación de la Cuenta | Valor Contable Inicial |
|---|------------------------|
| Equipo de computación | 14.972,4 |
| Herramientas, equipo de talleres y garaje | 4.304,2 |
| Medidores | 8.412,8 |
| Mobiliario y equipo de Oficina | 3.516,5 |
| Postes, torres y Accesorios | 88.030,4 |
| Software | 108,8 |
| Transformadores de Línea | 103.833,8 |
| Total general | 223.178,8 |

Por tanto, la actualización de los activos, se realizará desde la incorporación del primer activo, tomando como respaldo los valores iniciales que fueron considerados en la actualización de activos para el Estudio Tarifario 2013 – 2016.

Durante el análisis realizado de los activos para el Estudio Tarifario, no se determinó la existencia de Revalorizaciones Técnicas de Activos realizados por la Distribuidora.

3.3.2 Actualización de Activos

Disponiendo de los valores contables iniciales de cada activo, se procedió a actualizar los valores originales a diciembre de 2017, 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 de 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.

Se consideró los activos fijos aprobados por la AE con Resolución AE N° 583/2019 de 24 de abril de 2019 para el periodo 2012 – 2018.

Una vez determinados los activos actualizados a diciembre de 2017, 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 (2017), cuadro que se presenta a continuación:

Detalle de Activo Fijo Bruto Actualizado (En Bolivianos Diciembre 2017)

| ACTIVOS | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Edificios Estructuras y Mejoras | 351.492,82 | 351.492,82 | 351.492,82 | 351.492,82 | 351.492,82 | 351.492,82 |
| Mobiliario y equipo de Oficina | 21.603,06 | 21.603,06 | 21.603,06 | 21.603,06 | 21.603,06 | 21.603,06 |
| Equipo de Comunicaciones | - | - | - | - | - | - |
| Equipo de Estación | - | - | - | - | - | - |
| Equipo de Transporte | - | - | - | - | - | - |
| Equipo de computación | 29.303,62 | 29.303,62 | 29.303,62 | 29.303,62 | 29.303,62 | 29.303,62 |
| Herramientas, equipo de talleres y garaje | 11.010,36 | 11.010,36 | 11.010,36 | 11.010,36 | 11.010,36 | 11.010,36 |
| Medidores | 12.181,68 | 12.181,68 | 12.181,68 | 12.181,68 | 12.181,68 | 12.181,68 |
| Otros Equipos Generales | - | - | - | - | - | - |
| Postes, torres y Accesorios | 161.770,19 | 180.770,57 | 180.770,57 | 180.770,57 | 180.770,57 | 180.770,57 |
| Conductores Aereos Y Accesorios | 44.659,96 | 66.278,45 | 66.278,45 | 66.278,45 | 66.278,45 | 66.278,45 |
| Terrenos | - | - | - | - | - | - |
| Transformadores de Línea | 205.989,70 | 230.548,60 | 230.548,60 | 230.548,60 | 230.548,60 | 230.548,60 |
| Software | 136,18 | 136,18 | 136,18 | 136,18 | 136,18 | 136,18 |
| Acometidas y Accesorios | - | - | - | - | - | - |
| TOTAL | 838.147,57 | 903.325,34 | 903.325,34 | 903.325,34 | 903.325,34 | 903.325,34 |

3.3.3 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 2017. El resumen de éste cálculo se muestra en el cuadro siguiente:

Depreciación de la Gestión (En Bolivianos Diciembre 2017)

| ACTIVOS | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Edificios Estructuras y Mejoras | 8.787,32 | 8.787,32 | 8.787,32 | 8.787,32 | 8.787,32 | 8.787,32 |
| Mobiliario y equipo de Oficina | 1.296,18 | 1.296,18 | 1.296,18 | 1.296,18 | 1.296,18 | 1.245,51 |
| Equipo de Comunicaciones | - | - | - | - | - | - |
| Equipo de Estación | - | - | - | - | - | - |
| Equipo de Transporte | - | - | - | - | - | - |
| Equipo de computación | 2.011,99 | 1.934,07 | 1.737,87 | 1.377,05 | 567,25 | - |
| Herramientas, equipo de talleres y garaje | 599,40 | 616,58 | 616,58 | 352,79 | 352,79 | 352,79 |
| Medidores | 426,36 | 426,36 | 426,36 | 426,36 | 426,36 | 426,36 |
| Otros Equipos Generales | - | - | - | - | - | - |
| Postes, torres y Accesorios | 7.285,20 | 8.563,52 | 9.038,53 | 9.038,53 | 9.038,53 | 8.337,30 |
| Conductores Aereos Y Accesorios | 1.076,30 | 2.218,77 | 2.651,14 | 2.651,14 | 2.651,14 | 2.651,14 |
| Terrenos | - | - | - | - | - | - |
| Transformadores de Línea | 8.041,33 | 8.730,77 | 9.221,94 | 9.221,94 | 9.221,94 | 9.221,94 |
| Software | - | - | - | - | - | - |
| Acometidas y Accesorios | - | - | - | - | - | - |
| TOTAL | 29.524,09 | 32.573,57 | 33.775,93 | 33.151,31 | 32.341,51 | 31.022,36 |

3.3.4 Depreciación Acumulada

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

Depreciación Acumulada (En Bolivianos Diciembre 2017)

| ACTIVOS | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Edificios Estructuras y Mejoras | 39.869,01 | 48.656,33 | 57.443,65 | 66.230,97 | 75.018,29 | 83.805,61 |
| Mobiliario y equipo de Oficina | 6.275,14 | 7.571,32 | 8.867,51 | 10.163,69 | 11.459,87 | 12.705,38 |
| Equipo de Comunicaciones | - | - | - | - | - | - |
| Equipo de Estación | - | - | - | - | - | - |
| Equipo de Transporte | - | - | - | - | - | - |
| Equipo de computación | 23.687,38 | 25.621,45 | 27.359,32 | 28.736,37 | 29.303,62 | 29.303,62 |
| Herramientas, equipo de talleres y garaje | 5.755,45 | 6.372,03 | 6.988,61 | 7.341,39 | 7.694,18 | 8.046,97 |
| Medidores | 6.466,44 | 6.892,80 | 7.319,16 | 7.745,52 | 8.171,88 | 8.598,23 |
| Otros Equipos Generales | - | - | - | - | - | - |
| Postes, torres y Accesorios | 71.518,66 | 80.082,18 | 89.120,71 | 98.159,23 | 107.197,76 | 115.535,07 |
| Conductores Aereos Y Accesorios | 2.154,88 | 4.373,65 | 7.024,79 | 9.675,92 | 12.327,06 | 14.978,20 |
| Terrenos | - | - | - | - | - | - |
| Transformadores de Línea | 77.033,21 | 85.763,97 | 94.985,92 | 104.207,86 | 113.429,80 | 122.651,75 |
| Software | 136,18 | 136,18 | 136,18 | 136,18 | 136,18 | 136,18 |
| Acometidas y Accesorios | - | - | - | - | - | - |
| TOTAL | 232.896,34 | 265.469,91 | 299.245,83 | 332.397,14 | 364.738,66 | 395.761,02 |

3.3.5 Activo Fijo Neto

El activo fijo neto calculado, es el siguiente:

Activo Fijo Neto (En Bolivianos Diciembre 2017)

| ACTIVOS | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Edificios Estructuras y Mejoras | 311.623,81 | 302.836,49 | 294.049,17 | 285.261,84 | 276.474,52 | 267.687,20 |
| Mobiliario y equipo de Oficina | 15.327,92 | 14.031,74 | 12.735,55 | 11.439,37 | 10.150,12 | 8.906,64 |
| Equipo de Comunicaciones | - | - | - | - | - | - |
| Equipo de Estación | - | - | - | - | - | - |
| Equipo de Transporte | - | - | - | - | - | - |
| Equipo de computación | 5.616,24 | 3.682,17 | 1.944,30 | 567,25 | - | - |
| Herramientas, equipo de talleres y garaje | 5.254,92 | 4.638,33 | 4.021,75 | 3.640,70 | 3.287,91 | 2.935,13 |
| Medidores | 5.715,24 | 5.288,88 | 4.862,52 | 4.436,16 | 4.009,80 | 3.583,44 |
| Otros Equipos Generales | - | - | - | - | - | - |
| Postes, torres y Accesorios | 90.251,54 | 100.688,39 | 91.649,87 | 82.611,34 | 73.572,81 | 65.235,50 |
| Conductores Aereos Y Accesorios | 42.505,08 | 61.904,80 | 59.253,66 | 56.602,52 | 53.951,39 | 51.300,25 |
| Terrenos | - | - | - | - | - | - |
| Transformadores de Línea | 128.956,50 | 144.784,63 | 135.562,69 | 126.340,74 | 117.118,80 | 107.896,85 |
| Software | - | - | - | - | - | - |
| Acometidas y Accesorios | - | - | - | - | - | - |
| TOTAL | 605.251,23 | 637.855,43 | 604.079,50 | 570.899,93 | 538.565,35 | 507.545,02 |

3.4 Programa de Inversiones para el Período 2019 – 2022

De acuerdo a la Resolución AE N° 588/2019 de 25 de abril de 2019, las inversiones que se aprobaron a la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. para el periodo 2019 – 2022 de acuerdo al Sistema Uniforme de Cuentas (SUC), son detalladas a continuación:

Inversiones Aprobadas Periodo 2019 - 2022
(En Bolivianos de Diciembre 2017)

| Inversiones | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Total |
|----------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|
| Edificios, Estructuras y Mejoras | 0 | 0 | 5.703,7 | 5.703,7 | 11.407,4 |
| Postes, Torres y Accesorios | 18.009,0 | 17.226,0 | 15.660,0 | 19.575,0 | 70.470,0 |
| Conductores Aéreos y Accesorios | 40.445,0 | 35.627,6 | 30.489,0 | 31.916,4 | 138.478,1 |
| Transformadores de Línea | 0 | 17.970,3 | 5.920,7 | 5.920,7 | 29.811,6 |
| Acometidas y Accesorios | 644,8 | 595,2 | 595,2 | 496,0 | 2.331,2 |
| Medidores | 2.714,4 | 2.505,6 | 2.505,6 | 2.088,0 | 9.813,6 |
| Mobiliario y Equipo de Oficina | 0 | 0 | 4.593,6 | 4.593,6 | 9.187,2 |
| Equipo de Laboratorio | 5.681,1 | 722,1 | 0 | 0 | 6.403,2 |
| Equipos de Computación | 0 | 4.350,0 | 4.350,0 | 4.350,0 | 13.050,0 |
| Estudios | 18.165,6 | 0 | 0 | 0 | 18.165,6 |
| Total (Bs) | 67.494,3 | 78.996,8 | 69.817,8 | 74.643,4 | 309.117,9 |

El monto Total del Programa de Inversiones aprobado para el Periodo Tarifario 2019 – 2022, alcanza a Bs309.117,90 (Trescientos nueve mil ciento diecisiete 90/100 Bolivianos); sin embargo, aclarar que el monto correspondiente a "Estudios", fue considerado como Inversión de Activos Intangibles en el modelo de cálculos de las Tarifas de Distribución del Estudio Tarifario.

3.5 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:

Patrimonio Afecto a la Concesión (En Bolivianos Diciembre 2017)

| Activo Fijo Bruto | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
|---|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Detalle | | | | | | | |
| Activo Fijo Bruto Existente | 838.148 | 903.325 | 903.325 | 903.325 | 903.325 | 903.325 | 903.325 |
| Inversiones 2019 | | - | 67.494 | 67.494 | 67.494 | 67.494 | 67.494 |
| Inversiones 2020 | | | | 78.997 | 78.997 | 78.997 | 78.997 |
| Inversiones 2021 | | | | | 69.818 | 69.818 | 69.818 |
| Inversiones 2022 | | | | | | 74.643 | 74.643 |
| Total Activo Fijo Bruto | 838.148 | 903.325 | 970.820 | 1.049.817 | 1.119.634 | 1.194.278 | 1.083.637 |
| Total Activo Fijo Promedio | 838.148 | 903.325 | 937.073 | 1.010.318 | 1.084.725 | 1.166.956 | 1.047.268 |
| Depreciación Acumulada | | | | | | | |
| Depreciación Acumulada Existente | 232.896 | 265.470 | 299.246 | 332.397 | 364.739 | 395.761 | 348.036 |
| Depreciación Acumulada Inversiones | 0 | 0 | 1.461 | 6.394 | 15.156 | 27.673 | 12.671 |
| Total Depreciación Acumulada | 232.896 | 265.470 | 300.707 | 338.791 | 379.895 | 423.435 | 360.707 |
| Activo Fijo Neto | 605.251 | 637.855 | 670.113 | 711.026 | 739.740 | 770.843 | 722.930 |
| Activo Intangible | | | | | | | |
| Detalle | | | | | | | |
| Activo Intangible Existente | - | - | 18.166 | 18.166 | 18.166 | 18.166 | 18.166 |
| Inversiones | | 18.166 | - | - | - | - | - |
| Total Activo Intangible | 0 | 18.166 | 18.166 | 18.166 | 18.166 | 18.166 | 18.166 |
| Amortización Acumulada | | | | | | | |
| Amortización Acumulada Existente | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - |
| Amortización Anual | | | 4.541 | 4.541 | 4.541 | 4.541 | 4.541 |
| Total Amortización Acumulada | 0 | 0 | 4.541 | 9.083 | 13.624 | 18.166 | 11.354 |
| Activo Intangible Neto | 0 | 18.166 | 13.624 | 9.083 | 4.541 | 0 | 6.812 |
| Ingresos | | 688.749 | 745.718 | 799.189 | 851.888 | 904.605 | 825.350 |
| Capital de Trabajo | | 57.396 | 62.143 | 66.599 | 70.991 | 75.384 | 68.779 |
| Deuda a Largo Plazo | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Detalle | | | | | | | |
| Patrimonio Afecto a la Concesión | 713.417 | 745.880 | 786.708 | 815.272 | 846.227 | 871.920 | 798.522 |
| Promedio Patrimonio | 713.417 | 729.649 | 766.294 | 800.990 | 830.749 | 861.920 | 781.920 |
| Utilidad | | 72.055 | 75.334 | 79.457 | 82.342 | 85.469 | 80.651 |
| TASA DE RETORNO | | | 10,1% | | | | |

Observamos que la utilidad promedio a percibir por la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. alcanza aproximadamente a Bs80.651 en promedio.

3.6 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 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 que se obtiene multiplicando la tasa de retorno definida por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad por el valor del Patrimonio Afecto a la Concesión.
- Los Impuestos y tasas que se determinan como un porcentaje del Ingreso Requerido y;
- El Ingreso Requerido definido como la suma de los costos de suministro más la utilidad.

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

Variación de la Tarifa Promedio – Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda.
(En Bolivianos diciembre 2017)

| DETALLE | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | PROMEDIO |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Patrimonio Promedio Afecto a la Concesión (Bs) | 713.417 | 729.649 | 766.294 | 800.990 | 830.749 | 781.920 |
| Patrimonio Afecto a la Concesión (Bs) | 713.417 | 745.880 | 786.708 | 815.272 | 846.227 | 798.522 |
| Activo Fijo Bruto | 903.325 | 970.820 | 1.049.817 | 1.119.634 | 1.194.278 | 1.083.637 |
| Inversiones | 0 | 67.494 | 78.997 | 69.818 | 74.643 | 72.738 |
| Depreciación Acumulada | 265.470 | 300.707 | 338.791 | 379.895 | 423.435 | 360.707 |
| Activo Fijo Neto | 637.855 | 670.113 | 711.026 | 739.740 | 770.843 | 722.930 |
| Activo Fijo Intangible | 18.166 | 18.166 | 18.166 | 18.166 | 18.166 | 18.166 |
| Amortización Acumulada | 0 | 4.541 | 9.083 | 13.624 | 18.166 | 11.354 |
| Capital de Trabajo | 57.396 | 62.143 | 66.599 | 70.991 | 75.384 | 68.779 |
| Deuda a Largo Plazo | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ingresos de Explotación (Bs) | 688.749 | 745.718 | 799.189 | 851.888 | 904.605 | 825.350 |
| Ventas de Energía | 688.749 | 745.718 | 799.189 | 851.888 | 904.605 | 825.350 |
| Ingresos por Conexión y Reconexión | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Otros Ingresos | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gastos de Explotación (Bs) | 616.694 | 670.384 | 719.731 | 769.546 | 819.136 | 744.699 |
| Compra de Energía | 288.503 | 311.324 | 334.282 | 357.409 | 380.723 | 345.934 |
| Operación y Mantenimiento | 119.158 | 128.593 | 138.084 | 147.645 | 157.284 | 142.902 |
| Administrativos y Generales | 171.599 | 185.198 | 198.860 | 212.616 | 226.482 | 205.789 |
| Consumidores | 11.004 | 11.473 | 11.924 | 12.362 | 12.787 | 12.136 |
| Depreciaciones y Amortizaciones | 32.574 | 39.778 | 42.625 | 45.645 | 48.081 | 44.033 |
| Impuestos a las Transacciones y Tasas | 20.662 | 22.372 | 23.976 | 25.557 | 27.138 | 24.761 |
| Otros Ingresos | -26.807 | -28.353 | -30.020 | -31.688 | -33.358 | -30.855 |
| Otros | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Utilidad (Bs) | 72.055 | 75.334 | 79.457 | 82.342 | 85.469 | 80.651 |
| Rentabilidad (%) | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% |
| Ventas de Energía (kWh) | 714.715 | 772.439 | 830.670 | 889.489 | 948.943 | 860.385 |
| Tarifa Promedio (Bs/kWh) sin Impuestos | 0,96 | 0,97 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 |
| Tarifa Promedio (Bs/kWh) con Impuestos | 1,11 | 1,11 | 1,11 | 1,10 | 1,10 | 1,10 |
| Ingresos con Tarifa Actual (Bs) | 699.160 | 755.628 | 812.520 | 869.631 | 927.174 | 841.238 |
| Tarifa Promedio Actual (Bs/kWh) sin Impuestos | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,98 |
| Tarifa Promedio Actual (Bs/kWh) con Impuestos | 1,12 | 1,12 | 1,12 | 1,12 | 1,12 | 1,12 |
| Variación (%) | -1,5% | -1,3% | -1,6% | -2,0% | -2,3% | -1,889% |
| VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN | 47,65% | 48,15% | 48,23% | 48,38% | 48,46% | 48,31% |

El cuadro anterior presenta la variación entre la tarifa promedio aplicada actualmente y la propuesta por el Estudio Tarifario, de -1,889%.

El valor agregado de distribución (gastos totales menos compra de energía dividido entre ingresos por ventas de energía) alcanza al 48,31% razonable para este tipo de sistemas. Es decir que el 51,69% de los ingresos están destinados a cubrir los costos por compra de energía.

El cálculo de la variación de la tarifa promedio se realiza entre la tarifa requerida versus la tarifa actual, la misma que es calculada considerando las participaciones porcentuales de energía y número de consumidores por bloques de consumo para cada categoría del año base (gestión 2017), y aplicando las citadas participaciones porcentuales a las cantidades proyectadas de energía y número de consumidores para las demás gestiones del periodo tarifario.

A continuación, se presenta la comparación de la Estructura Tarifaria a diciembre de 2017, respecto a la propuesta para el Estudio Tarifario.

Comparación de Estructura Tarifaria Actual vs Propuesta
Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda.
(En Bolivianos c/IVA)

| Categoría | Bloques | Unidad | Tarifa Actual (Dic 2017) | Tarifa Propuesta (Dic 2017) | Diferencia (Bs) | Diferencia (%) |
|--------------------------|---------|-----------|--------------------------|-----------------------------|-----------------|----------------|
| Domiciliario | | | | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 Bs | 19,636 | 19,265 | -0,371 | -1,89% |
| Cargo por Energía | > | 20 Bs/kWh | 0,789 | 0,774 | -0,015 | -1,90% |
| General | | | | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 Bs | 21,018 | 20,621 | -0,397 | -1,89% |
| Cargo por Energía | > | 20 Bs/kWh | 1,178 | 1,156 | -0,022 | -1,87% |
| Industrial | | | | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 Bs/kW | 29,539 | 28,981 | -0,558 | -1,89% |
| Cargo por Energía | > | 20 Bs/kWh | 1,430 | 1,403 | -0,027 | -1,89% |
| Alumbrado Público | | | | | | |
| Cargo por Energía | | Bs/kWh | 1,262 | 1,238 | -0,024 | -1,90% |

3.7 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 noviembre 2018 - octubre 2022.

3.7.1 Estructura Tarifaria Actual

La Estructura Tarifaria que aplica la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., cuenta actualmente con cuatro (4) categorías tarifarias que son las siguientes:

- i. Categoría Domiciliaria**
Se aplica a consumidores domiciliarios con consumo de energía.
- ii. Categoría General**
Se aplica a consumidores de tipo comercial y administración pública con consumos de energía.
- iii. Categoría Industrial**
Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía, que realizan

transformación de materia prima.

iv. Categoría Alumbrado Público

Se aplica a los consumos de alumbrado público de las localidades a los cuales la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. presta el servicio.

La Estructura Tarifaria vigente para la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., con los valores de los cargos tarifarios expresados a precios de diciembre de 2017, es la siguiente:

Estructura Tarifaria Vigente con IVA
(Diciembre 2017)

| Categoría | Bloques | Unidad | Tarifa Actual (Dic 2017) |
|--------------------------|---------|-----------|--------------------------|
| Domiciliario | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 Bs | 19,636 |
| Cargo por Energía | > | 20 Bs/kWh | 0,789 |
| General | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 Bs | 21,018 |
| Cargo por Energía | > | 20 Bs/kWh | 1,178 |
| Industrial | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 Bs/kW | 29,539 |
| Cargo por Energía | > | 20 Bs/kWh | 1,430 |
| Alumbrado Público | | | |
| Cargo por Energía | | Bs/kWh | 1,262 |

3.7.2 Estructura Tarifaria Propuesta

La Estructura Tarifaria para la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., que se propone para su aplicación en el periodo noviembre 2018 – octubre 2022, ha sido determinada tomando como base la Estructura Tarifaria actual e incorporando la categoría Seguridad Ciudadana.

i. Categoría Domiciliaria

Se aplica a consumidores domiciliarios con consumo de energía.

ii. Categoría General

Se aplica a consumidores de tipo comercial y administración pública con consumos de energía.

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 Industrial

Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía, que realizan transformación de materia prima.

v. Categoría Alumbrado Público

Se aplica a los consumos de alumbrado público de las localidades a los cuales la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. presta el servicio.

La Estructura Tarifaria propuesta, con los valores de los cargos tarifarios expresados a precios de diciembre de 2017, es la siguiente:

*Estructura Tarifaria Propuesta con IVA
(A Diciembre 2017)*

| Categoría | BLOQUES | | Unidad | dic-17 |
|--|---------|----|--------|--------|
| Domiciliario | | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 | Bs | 19,265 |
| Cargo por Energía | > | 20 | Bs/kWh | 0,774 |
| Consumidores domiciliarios con consumo de energía | | | | |
| General | | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 | Bs | 20,621 |
| Cargo por Energía | > | 20 | Bs/kWh | 1,156 |
| Consumidores de tipo comercial y administración pública | | | | |
| Industrial | | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 | Bs/kW | 28,981 |
| Cargo por Energía | > | 20 | Bs/kWh | 1,403 |
| Consumidores industriales con transformación de materia | | | | |
| Seguridad Ciudadana | | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 | Bs | 19,265 |
| Cargo por Energía | > | 20 | Bs/kWh | 0,774 |
| Consumidores definidos en la Ley N° 264 Seguridad Ciudadana | | | | |
| Alumbrado Público | | | | |
| Cargo por Energía | | | Bs/kWh | 1,238 |
| Consumos de alumbrado público de las localidades a los cuales se presta el servicio | | | | |

Para todas las categorías se propone una rebaja del 1,889%. La comparación realizada con otras distribuidoras de similares características se muestra a continuación:

| COMPARACION TARIFA MEDIA (Bs/kWh) sin IVA | | |
|---|-------|--------|
| 15 DE NOVIEMBRE | 0,981 | |
| EMDECA | 1,053 | 7,29% |
| COSEP R.L | 1,162 | 18,45% |
| COOPSEL | 1,115 | 13,62% |

Vemos que la tarifa media de la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., es más baja que de otras distribuidoras similares.

3.7.3 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 y Control Social de Electricidad.

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:

- (Handwritten marks on the left margin: a vertical line, a checkmark, and several initials)*
- (Circular stamp: B.A.M.C. DIRECTORA LEGAL Voto)*
- 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
- 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 y Control Social de Electricidad (AE)

3.8 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 2017, muestran lo siguiente:

Impacto al Consumidor Final - Facturación Diciembre 2017

| Categorías | Facturación Actual (Bs) | Facturación Nueva ET | Diferencias (Bs) | Diferencias (%) |
|----------------------|-------------------------|----------------------|------------------|-----------------|
| Alumbrado Publico | 7.733,60 | 7.586,40 | -147,20 | -1,90% |
| Domiciliario | 16.946,40 | 16.632,20 | -314,20 | -1,85% |
| General | 23.624,90 | 23.183,20 | -441,70 | -1,87% |
| Industrial | 16.636,80 | 16.323,00 | -313,80 | -1,89% |
| TOTAL GENERAL | 64.941,70 | 63.724,80 | -1.216,90 | -1,87% |

Para todas las categorías se propone una rebaja promedio de -1,87%.

3.9 Cargos por Conexión y Reconexión

Los cargos de Conexión y Reconexión propuestos para la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. son:

Cargos por Conexión y Reconexión

| DETALLE | Actual | | Propuesta | | Variación |
|-----------------------------------|--------|--------|-----------|--------|-----------|
| | s/IVA | c/IVA | c/IVA | s/IVA | |
| Cargo por Conexión (Bs/Conex) | 33,746 | 38,788 | 38,788 | 33,746 | 0% |
| Cargo por Reconexión (Bs/Reconex) | 28,121 | 32,323 | 32,323 | 28,121 | 0% |

Podemos ver que no existen variaciones en los cargos por conexión y reconexión, ya que la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. propuso aplicar los mismos cargos que actualmente está aplicando.

Los cargos de Conexión y Reconexión base se muestran a continuación:

Cargos de Conexión y Reconexión Base
Periodo noviembre 2018 – octubre 2022
(En Bolivianos con IVA)

| DETALLE | Propuesta |
|-----------------------------------|-----------|
| | c/IVA |
| Cargo por Conexión (Bs/Conex) | 38,788 |
| Cargo por Reconexión (Bs/Reconex) | 32,323 |

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.

3.10 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 2018 – 2022", de la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., se tienen las siguientes conclusiones:

- El Estudio Tarifario fue elaborado con información estadística proporcionada por la Distribuidora y datos poblacionales recabados del Instituto Nacional de Estadística (INE), de acuerdo al Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 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 el Municipio de Caracollo del Departamento de Oruro, para el periodo de 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; asimismo, se consideraron los objetivos de cobertura del servicio que fueron definidos por el Regulador.
- Los históricos de niveles de pérdidas son bastante inconsistentes, llegando a existir pérdidas negativas, producto de una mala información en cuanto a las compras registradas, motivo por el cual se optó por aplicar el porcentaje de pérdidas de 15,0%, valor que fue aprobado en el anterior Estudio Tarifario, y proponiéndose una porcentaje de pérdidas de 14,5% para la gestión 2022.
- El Factor de Carga propuesto para el periodo tarifario 2018 – 2022, es de 48,3%, mismo que fue aprobado en el anterior Estudio Tarifario, debido a la existencia de variación en el factor de carga histórico de una gestión a otra, cabe aclarar que este valor es menor al registrado en la gestión 2016.



- Para la determinación de los activos fijos y depreciación acumulada, se toma como base los valores iniciales considerados en el Estudio Tarifario del periodo 2013 – 2016, no tomándose en cuenta los saldos finales aprobados en la Resolución AE N° 677/2013 de 13 de diciembre de 2013, por existir irregularidades en la actualización de los citados valores iniciales, motivo por el cual, 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.
- La Cooperativa de Electrificación “15 de Noviembre” Ltda. presenta un programa de inversiones para el período tarifario de 2019 – 2022, el cual fue revisado y el total de las inversiones programadas aprobadas por la AE mediante Resolución AE N° 588/2019 de 25 de abril de 2019, es de Bs309.117,9 (Trescientos nueve mil ciento diecisiete 90/100 Bolivianos).
- El año base del Estudio Tarifario corresponde a la gestión 2017.
- Para la determinación de los Costos de Operación del año base, se consideró la información financiera referente a las gestiones 2015, 2016 y 2017, mismos que para su análisis, fueron reclasificados por la AE 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, 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 10,1%, de acuerdo a lo establecido en la Resolución AE N° 36/2015 del 28 de enero de 2015.
- El impacto tarifario es de -1,889% respecto a la tarifa aplicada el mes de diciembre de 2017.

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 noviembre 2018 – octubre 2022, según Anexo I.
- Costos de Suministro para el periodo 2018 – 2022, según Anexo I.
- Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, según Anexo II para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022 y su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2018.
- Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, según Anexo III, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022 y su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2018.

La determinación del Depósito de Garantía, de acuerdo al procedimiento adjunto en el Anexo IV".

Que la presente Resolución es de carácter técnico, se basa y fundamenta en el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AE en el Informe AE-DPT N° 247/2019 de 25 de abril de 2019, en consecuencia, se acepta el análisis realizado en el citado Informe, a los efectos señalados en el párrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

CONSIDERANDO (CONCLUSIÓN)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE DPT N° 247/2019 de 25 de abril de 2019, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AE, corresponde aprobar para la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2018 – 2022; aprobar para la Cooperativa los Costos de Suministro para el periodo 2018 – 2022; aprobar la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022 y su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2018; aprobar los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022 y su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2018; e instruir la determinación del depósito de garantía, conforme al procedimiento establecido en el Anexo IV que forma parte de la presente Resolución.

CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)

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

Que 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 Resolución Suprema N° 22741 de 16 de enero de 2018, se designó al ciudadano Daniel Alejandro Rocabado Pastrana como Director Ejecutivo de la AE, quién fue posesionado en el cargo el 18 de enero de 2018.

Que mediante Resolución AE Interna N° 108/2018 de 06 de diciembre de 2018, se designó a la ciudadana Britta Adriana Miranda Cabrera, como Directora Legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 06 de diciembre de 2018

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la AE, conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 22741 de 16 de enero de 2018, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la

Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia;

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar para la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2018 – 2022, conforme al Anexo I de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., los Costos de Suministro para el periodo 2018 – 2022, conforme al Anexo I de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar para la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda. la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022 y su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2018, conforme al Anexo II de la presente Resolución.

CUARTA.- Aprobar para la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022 y su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2018, conforme al Anexo III de la presente Resolución.

QUINTA.- Instruir a la Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda., la determinación del depósito de garantía, conforme al procedimiento establecido en el Anexo IV de la presente Resolución.

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

Regístrese, comuníquese, archívese.



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

Es conforme:



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

RJDCOP 1y2 - DPT
S.C.N.Q.
V°B°
1E - DLG

AUT. DE FISCALIZACIÓN Y CONTROL SOCIAL DE ELECTRICIDAD
E.C.A.F.
DIRECTOR DE PRECIOS
TARIFAS E INVERSIONES
V°B°



ANEXO N° I

PROYECCION DE LA DEMANDA (PERIODO 2018 – 2022)

Número de Consumidores Totales por Categoría y Año

| Año | Domiciliario | General | Industrial | Seguridad Ciudadana | Alumbrado Público | Total |
|------|--------------|---------|------------|---------------------|-------------------|-------|
| 2015 | 354 | 55 | 18 | - | 1 | 428 |
| 2016 | 374 | 58 | 21 | - | 3 | 456 |
| 2017 | 374 | 63 | 25 | - | 3 | 465 |
| 2018 | 396 | 67 | 29 | - | 1 | 493 |
| 2019 | 409 | 70 | 34 | - | 1 | 514 |
| 2020 | 421 | 74 | 38 | - | 1 | 534 |
| 2021 | 433 | 77 | 43 | - | 1 | 554 |
| 2022 | 443 | 81 | 48 | - | 1 | 573 |

Tasas de Crecimiento por Categoría y Año

| Año | Domiciliario | General | Industrial | Seguridad Ciudadana | Alumbrado Público | Total |
|------|--------------|---------|------------|---------------------|-------------------|-------|
| 2015 | | | | - | | |
| 2016 | 5,65% | 5,45% | 16,67% | - | 200,00% | 6,54% |
| 2017 | 0,00% | 8,62% | 19,05% | - | 0,00% | 1,97% |
| 2018 | 5,86% | 5,70% | 17,63% | - | -66,67% | 6,00% |
| 2019 | 3,26% | 5,30% | 15,43% | - | 0,00% | 4,26% |
| 2020 | 2,98% | 5,03% | 13,36% | - | 0,00% | 3,94% |
| 2021 | 2,74% | 4,79% | 11,79% | - | 0,00% | 3,67% |
| 2022 | 2,54% | 4,57% | 10,55% | - | 0,00% | 3,44% |

Ventas de Energía Totales (MWh) por Categoría y Año

| Año | Domiciliario | General | Industrial | Seguridad Ciudadana | Alumbrado Público | Total |
|------|--------------|---------|------------|---------------------|-------------------|--------|
| 2015 | 207,35 | 180,11 | 90,29 | - | 72,78 | 550,53 |
| 2016 | 219,99 | 200,73 | 95,18 | - | 73,46 | 589,36 |
| 2017 | 224,54 | 224,61 | 128,65 | - | 73,54 | 651,34 |
| 2018 | 246,87 | 251,06 | 142,99 | - | 73,79 | 714,71 |
| 2019 | 264,76 | 273,48 | 159,90 | - | 74,30 | 772,44 |
| 2020 | 283,15 | 295,90 | 176,80 | - | 74,81 | 830,67 |
| 2021 | 302,14 | 318,32 | 193,71 | - | 75,33 | 889,49 |
| 2022 | 321,75 | 340,74 | 210,61 | - | 75,84 | 948,94 |

Tasas de Crecimiento por Categoría y Año

| Año | Domiciliario | General | Industrial | Seguridad Ciudadana | Alumbrado Público | Total |
|------|--------------|---------|------------|---------------------|-------------------|--------|
| 2016 | 6,10% | 11,45% | 5,42% | - | 0,94% | 7,05% |
| 2017 | 2,07% | 11,90% | 35,16% | - | 0,10% | 10,52% |
| 2018 | 9,94% | 11,78% | 11,15% | - | 0,35% | 9,73% |
| 2019 | 7,25% | 8,93% | 11,82% | - | 0,69% | 8,08% |
| 2020 | 6,95% | 8,20% | 10,57% | - | 0,69% | 7,54% |
| 2021 | 6,70% | 7,58% | 9,56% | - | 0,68% | 7,08% |
| 2022 | 6,49% | 7,04% | 8,73% | - | 0,68% | 6,68% |



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

ANEXO I A LA RESOLUCIÓN AE N° 607/2019

TRÁMITE N° 2018-22724-33-11-0-0-DPT

CIAE N° 0040-0005-0003-0001

La Paz, 30 de abril de 2019

**PROYECCION DE COSTOS
PERIODO 2018 – 2022 (Bs Dic 2017 sin IVA)**

| Costos | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Promedio |
|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Compra de Energía | 180.605 | 288.503 | 311.324 | 334.282 | 357.409 | 380.723 | 345.934 |
| Operación y Mantenimiento | 101.763 | 119.158 | 128.593 | 138.084 | 147.645 | 157.284 | 142.902 |
| Administrativos y Generales | 144.186 | 168.156 | 181.470 | 194.864 | 208.357 | 221.959 | 201.662 |
| Impuesto a las Transacciones | 0 | 20.662 | 22.372 | 23.976 | 25.557 | 27.138 | 24.761 |
| Cuentas Incobrables | 0 | 3.444 | 3.729 | 3.996 | 4.259 | 4.523 | 4.127 |
| Depreciaciones y Amortizaciones | 29.524 | 32.574 | 39.778 | 42.625 | 45.645 | 48.081 | 44.033 |
| Consumidores | 10.564 | 11.004 | 11.473 | 11.924 | 12.362 | 12.787 | 12.136 |
| Otros Ingresos | -12.424 | -26.807 | -28.353 | -30.020 | -31.688 | -33.358 | -30.855 |
| Utilidad | 1 | 72.055 | 75.334 | 79.457 | 82.342 | 85.469 | 80.651 |
| Total Costos | 454.220 | 688.749 | 745.718 | 799.189 | 851.888 | 904.605 | 825.350 |



ANEXO N° II

**ESTRUCTURA TARIFARIA BASE
COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN "15 DE NOVIEMBRE" LTDA.
(A precios de Diciembre 2017 con impuestos)
PERIODO noviembre 2018 – octubre 2022**

| Categoría | BLOQUES | | Unidad | dic-17 |
|--|---------|----|--------|--------|
| Domiciliario | | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 | Bs | 19,265 |
| Cargo por Energía | > | 20 | Bs/kWh | 0,774 |
| Consumidores domiciliarios con consumo de energía | | | | |
| General | | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 | Bs | 20,621 |
| Cargo por Energía | > | 20 | Bs/kWh | 1,156 |
| Consumidores de tipo comercial y administración pública | | | | |
| Industrial | | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 | Bs/kW | 28,981 |
| Cargo por Energía | > | 20 | Bs/kWh | 1,403 |
| Consumidores industriales con transformación de materia | | | | |
| Seguridad Ciudadana | | | | |
| Cargo Mínimo | 0 | 20 | Bs | 19,265 |
| Cargo por Energía | > | 20 | Bs/kWh | 0,774 |
| Consumidores definidos en la Ley N° 264 Seguridad Ciudadana | | | | |
| Alumbrado Público | | | | |
| Cargo por Energía | | | Bs/kWh | 1,238 |
| Consumos de alumbrado público de las localidades a los cuales se presta el servicio | | | | |

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

$$C_t = C_{t_0} [a \cdot TPC / TPC_0 + (1 - a) \cdot FIOC] \cdot (1 + TR)$$

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

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
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



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

ANEXO II A LA RESOLUCIÓN AE N° 607/2019
TRÁMITE N° 2018-22724-33-11-0-0-DPT
CIAE N° 0040-0005-0003-0001
La Paz, 30 de abril de 2019

| | | |
|-----------------|---|---|
| PD ₀ | = | Precio base del dólar |
| Xcom | = | Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento |
| Xcag | = | 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 y Control Social de Electricidad (AE) |

4
f
p



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
LUZ PARA TODOS

ANEXO III A LA RESOLUCIÓN AE N° 607/2019
TRÁMITE N° 2018-22724-33-11-0-0-DPT
CIAE N° 0040-0005-0003-0001
La Paz, 30 de abril de 2019

ANEXO N° III

**CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN
COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN "15 DE NOVIEMBRE" LTDA.
(A precios de Diciembre 2017 con impuestos)
PERIODO noviembre 2018 – octubre 2022**

| DETALLE | Propuesta |
|-----------------------------------|-----------|
| | c/IVA |
| Cargo por Conexión (Bs/Conex) | 38,788 |
| Cargo por Reconexión (Bs/Reconex) | 32,323 |

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.

Handwritten initials and marks in blue ink.

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.