

TRÁMITE: Estudio Tarifario presentado por la Cooperativa de Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL) para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para COOPSEL los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2018 – 2022; aprobar para COOPSEL 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° 171/2013 de 03 de abril de 2013; la nota con Registro N° 11842 de 09 de septiembre de 2016; la nota AE-2248-DPT-338/2016 de 20 de septiembre de 2016; la nota AE-624-DPT-88/2017 de 14 de marzo de 2017; la nota con Registro N° 3209 de 14 de marzo de 2017; el Informe AE DPT N° 152/2017 de 22 de marzo de 2017; el Informe AE DLG N° 203/2017 de 28 de marzo de 2017; el Auto N° 509/2017 de 30 de marzo de 2017; el Informe AE DPT N° 291/2017 de 10 de mayo de 2017; el Informe AE DLG N° 311/2017 de 12 de mayo de 2017; la Resolución AE N° 255/2017 de 19 de mayo de 2017; la nota AE-2487-DPT-477/2017 de 18 de octubre de 2017; la nota con Registro N° 17548 de 21 de diciembre de 2017; la nota AE-3153-DPT-630/2017 de 28 de diciembre de 2017; la nota AE-291-DPT-63/2018 de 02 de febrero de 2018; la nota con Registro N° 8233 de 27 de junio de 2018; la nota AE-1704-DPT-293/2018 de 10 de julio de 2018; la nota con Registro N° 11011 de 20 de agosto de 2018; la nota con Registro N° 11212 de 23 de agosto de 2018; la nota AE-2463-DPT-451/2018 de 20 de septiembre de 2018; la nota con Registro N° 13591 de 04 de octubre de 2018; la nota AE-2643-DPT-492/2018 de 10 de octubre de 2018; la nota con Registro N° 14225 de 16 de octubre de 2018; la nota AE-2729-DPT-521/2018 de 19 de octubre de 2018; la nota con Registro N° 14773 de 24 de octubre de 2018; el Informe AE DPT N° 817/2018 de 21 de noviembre de 2018; todo lo que ver convino, se tuvo presente, y;

CONSIDERANDO: (ANTECEDENTES)

Que mediante Resolución AE N° 171/2013 de 03 de abril de 2013, se aprobó a favor de la Cooperativa de Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL), el Programa de Inversiones, los Costos de Suministro, la Estructura Tarifaria correspondiente al periodo 2013 – 2016 aplicable a partir de la facturación del mes de abril de 2013, los Cargos de Conexión y Reconexión y su Fórmula de Indexación para su aplicación a partir de la facturación del mes de abril de 2013 y los Cargos por Depósitos de Garantía.

Que mediante nota recepcionada en la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) con Registro N° 11842 de 09 de septiembre de 2016, COOPSEL solicitó información referente al inicio del plazo para la elaboración del Estudio Tarifario, además de la documentación necesaria y requisitos que deben cumplir las empresas aprobadas para la realización de los Estudios Tarifarios.

Que mediante nota AE-2248-DPT-338/2016 de 20 de septiembre de 2016, se dio respuesta a la nota con Registro N° 11842 de 09 de septiembre de 2016, estableciendo que corresponde elaborar un nuevo Estudio Tarifario para su aplicación a partir del mes de abril de 2017, adjuntando las Empresas Consultoras Especializadas Precalificadas por la AE y la Metodología para el Cálculo de Precios de Generación, Precios Máximos de Distribución, Tarifas en Sistemas Aislados y Menores con Contratos de Adecuación, Registro y Otros Sistemas Aislados y Menores (Resolución AE N° 64/2010 de 3 de marzo de 2010).

Que mediante nota AE-624-DPT-88/2017 de 14 de marzo de 2017, se solicitó a COOPSEL que en un plazo de diez (10) días hábiles administrativos informe sobre el desarrollo y fecha de presentación del Estudio Tarifario; asimismo, se comunicó al administrado que el incumplimiento de la presentación del mismo, puede ser sujeto a sanción de acuerdo a lo establecido 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 mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 3209 de 14 de marzo de 2017, COOPSEL informó que suscribió un contrato para la realización del Estudio Tarifario para el periodo 2017 – 2020 con la Empresa "Advanced Business Strategies Consulting Group S.R.L", acordándose la presentación del Estudio Tarifario en un plazo de sesenta (60) días.

Que los Informes AE DPT N° 152/2017 y AE DLG N° 203/2017 de 22 y 28 de marzo de 2017 respectivamente, recomendaron formular cargos en contra de COOPSEL, por la supuesta comisión de la infracción tipificada en el inciso z) del artículo 22 del RIS.

Que mediante Auto N° 509/2017 de 30 de marzo de 2017, se dispuso Formular Cargos en contra de COOPSEL, por la presunta comisión de la infracción tipificada en el inciso z) del artículo 22 del RIS y se dispuso que en un plazo de diez (10) días hábiles administrativos conteste los mismos acompañado de prueba documental.

Que los Informes AE DPT N° 291/2017 y AE DLG N° 311/2017 de 10 y 12 de mayo de 2017 respectivamente, recomendaron declarar Probada la comisión de la infracción tipificada en el inciso z) del artículo 22 del RIS, toda vez que COOPSEL no presentó el Estudio Tarifario en la forma y plazos previstos en la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

Que mediante Resolución AE N° 255/2017 de 19 de mayo de 2017, se declaró Probada la comisión de la infracción tipificada en el inciso z) del artículo 22 del RIS que establece: "No presentar el correspondiente estudio de tarifas de distribución en la forma y plazos previstos, será sancionado con 1.0%", estableciendo como sanción para COOPSEL una "Llamada de atención escrita", conforme establece el inciso a) del artículo 23 del RIS.

Que mediante nota AE-2487-DPT-477/2017 de 18 de octubre de 2017, se recordó a COOPSEL cumplir con la presentación del Estudio Tarifario en los plazos previstos por la norma; asimismo, solicitó a la Cooperativa comunicar el nombre del consultor o consultora contratada o por contratar, para la conformidad del Ente Regulador.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 17548 de 21 de diciembre de 2017, COOPSEL presentó el contrato suscrito con el consultor Ing. Juan Carlos Choque Martínez, para la realización del Estudio Tarifario.

Que mediante nota AE-3153-DPT-630/2017 de 28 de diciembre de 2017, se dio la aprobación de la contratación del consultor para la elaboración del Estudio Tarifario, mismo que debía ser presentado en un periodo no mayor a seis (6) meses.

Que mediante nota AE-291-DPT-63/2018 de 02 de febrero de 2018, se comunicó a COOPSEL que la Resolución AE N° 605/2010 de 10 de diciembre de 2010, aprobó el Reglamento que establece los requisitos para la inscripción de Empresas Consultoras en el Registro de Consultores de la AE; por tanto, requirió el registro en la AE del consultor contratado, en cumplimiento a la citada Resolución.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8233 de 27 de junio de 2018, COOPSEL solicitó la ampliación de plazo de cuarenta y cinco (45) días hábiles

administrativos para la presentación del Estudio Tarifario.

Que mediante nota AE-1704-DPT-293/2018 de 10 de julio de 2018, se concedió la ampliación del plazo de presentación del Estudio Tarifario en un (1) mes; asimismo, se adjuntó un cronograma de actividades referentes a la aprobación del Estudio Tarifario.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11011 de 20 de agosto de 2018, COOPSEL en cumplimiento a la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, remitió el Estudio Tarifario correspondiente al periodo noviembre 2018 – octubre 2022.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11212 de 23 de agosto de 2018, COOPSEL presentó información complementaria al Estudio Tarifario, correspondiente al periodo noviembre 2018 – octubre 2022.

Que mediante nota AE-2463-DPT-451/2018 de 20 de septiembre de 2018, se remitieron las observaciones al Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022, a objeto que las mismas sean consideradas en un plazo de quince (15) días hábiles administrativos, en cumplimiento al inciso g) del numeral 5 de la Resolución AE N° 064/2010 de 3 de marzo de 2010.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 13591 de 04 de octubre de 2018, COOPSEL solicitó una reunión para aclarar dudas a las observaciones del Estudio Tarifario.

Que mediante nota AE-2643-DPT-492/2018 de 10 de octubre de 2018, se confirmó la reunión solicitada por COOPSEL para el jueves 11 de octubre de 2018, con el objeto de aclarar las observaciones realizadas al Estudio Tarifario.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 14225 de 16 de octubre de 2018, COOPSEL solicitó ampliación de plazo en cinco (5) días hábiles administrativos para la presentación del Estudio Tarifario para el periodo 2018 – 2022.

Que mediante nota AE-2729-DPT-521/2018 de 19 de octubre de 2018, se concedió de manera excepcional la ampliación de plazo para la presentación del Estudio Tarifario para el periodo 2018 – 2022.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 14773 de 24 de octubre de 2018, COOPSEL presentó la documentación de respaldo a las observaciones del Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022.

Que el Informe AE DPT N° 817/2018 de 21 de noviembre de 2018, en base al análisis efectuado recomendó aprobar para COOPSEL los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2018 – 2022; aprobar para COOPSEL 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 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 la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AE, ha realizado el análisis relativo al Estudio Tarifario de la Cooperativa de Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL) correspondiente al periodo noviembre 2018 – octubre 2022, contenido en el Informe AE DPT N° 817/2018 de 21 de noviembre de 2018 y demás antecedentes mencionados, estableciendo el siguiente análisis:

"(...) 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 Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL) 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 Distribuidora 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 y la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002 que aprueba la "Metodología para la Proyección de la Demanda de Electricidad en la actividad de Distribución de Energía Eléctrica", que establecen los criterios principales para la determinación y aprobación de las Tarifas de Distribución.

La Cooperativa de Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL), está dedicada a la Distribución de energía eléctrica en las Provincias; Tomas Barrón, Nor Carangas, San Pedro de Totora, del Departamento de Oruro y en las provincias Gualberto Villarroel del Departamento de La Paz.

La proyección de la demanda para cada uno de los municipios atendidos fue desagregada por tipo de consumidor y comprende el número de consumidores, el consumo de energía, el

consumo promedio de energía y la demanda de potencia. Asimismo, se incluyó un análisis de la demanda histórica y de los factores demográficos para la Categoría Domiciliaria.

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

Con base en las proyecciones de consumo se determinaron las proyecciones de balance de energía que incluye las compras, el consumo propio, las pérdidas comerciales y el consumo de los usuarios. Se proyectó también la demanda máxima del sistema.

Se utilizó información histórica mensual de consumo y número de consumidores de los años 2013 al 2017 para todas las categorías, misma que fue proporcionada por la Distribuidora 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 la Demanda son las que se describen a continuación:

Categorías
Domiciliaria
General
Industrial
Alumbrado Público

3.1.1 Proyección de Consumidores

3.1.1.1 Categoría Domiciliaria

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 Empresa.

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. Sin embargo, tomando en cuenta la infraestructura real de la red de Distribución que opera COOPSEL, se determinó estimar una cobertura de 78.54% hasta el año 2022 haciendo un gran esfuerzo.

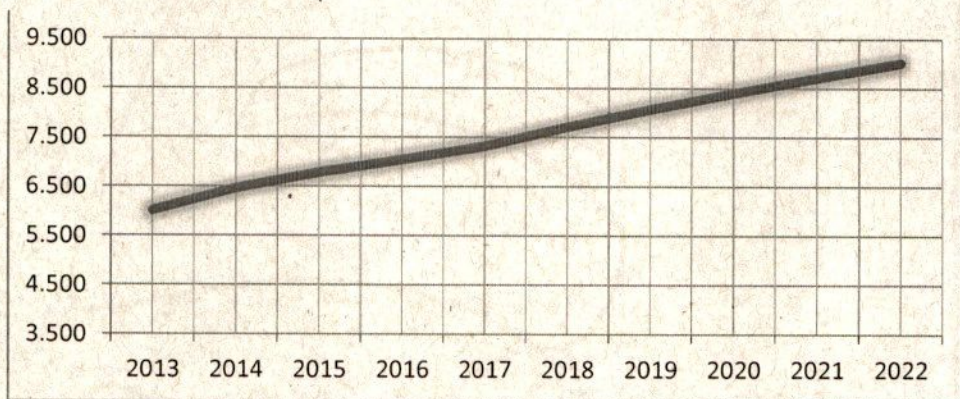
En base a la metodología mencionada anteriormente, los resultados obtenidos por la AE en la proyección del número de consumidores de la Categoría Domiciliaria para el periodo 2018-2022, son presentados en el siguiente cuadro:

Proyección de Consumidores Domiciliarios

AÑO	Población con crec. 2001- 2012 INE	Crec. Poblacional (datos INE)	Índice de Habitantes por Vivienda (IHV)	Viviendas Ocupadas	Cobertura (%)	viviendas electrificadas	I.C.C	N° de Clientes	Crecimiento de Clientes (%)	GE (%)
2001	35.392		3,43	10333	14,84	1534				
2002	35.478	0,24%								
2003	35.563	0,24%								
2004	35.649	0,24%								
2005	35.736	0,24%								
2006	35.822	0,24%								
2007	35.909	0,24%								
2008	35.996	0,24%								
2009	36.083	0,24%								
2010	36.170	0,24%								
2011	36.257	0,24%								
2012	36.345	0,24%	2,85	12.650	51,70	6.540				
2013	36.433	0,24%	2,82	12.917	56,40	7.285	1,21	6.012		
2014	36.521	0,24%	2,79	13.088	60,47	7.915	1,22	6.468	7,58	60,47
2015	36.609	0,24%	2,76	13.254	64,00	8.483	1,25	6.785	4,90	64,00
2016	36.698	0,24%	2,74	13.412	67,07	8.995	1,28	7.049	3,89	67,07
2017	36.787	0,24%	2,71	13.565	69,72	9.457	1,29	7.324	3,90	69,72
2018	36.876	0,24%	2,69	13.711	72,02	9.875	1,28	7.715	5,33	72,02
2019	36.965	0,24%	2,67	13.852	74,01	10.252	1,27	8.073	4,64	74,01
2020	37.054	0,24%	2,65	13.987	75,74	10.594	1,26	8.408	4,15	75,74
2021	37.144	0,24%	2,63	14.116	77,24	10.903	1,25	8.723	3,74	77,24
2022	37.234	0,24%	2,61	14.241	78,54	11.185	1,24	9.020	3,41	78,54

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

Proyección de Consumidores Domiciliarios



3.1.1.2 Categoría General

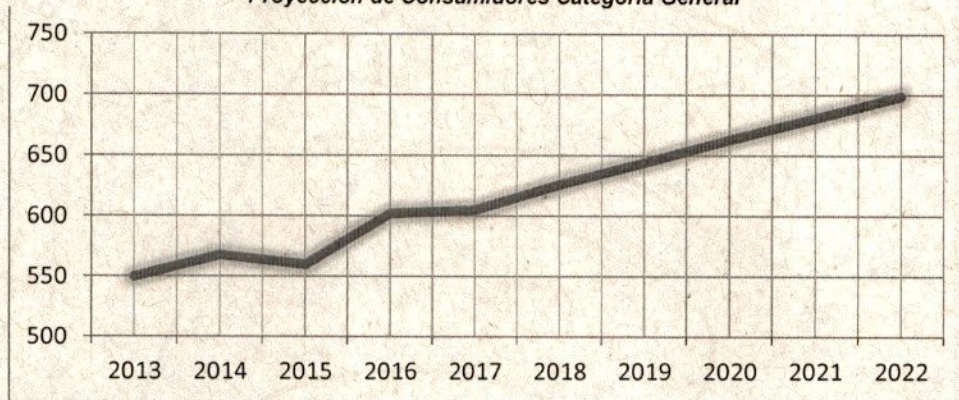
Para la proyección de número de clientes de la Categoría General, se utilizó un modelo de regresión econométrico ARIMA. Considerando el modelo antes descrito y los coeficientes obtenidos que determinan la ecuación empleada, los resultados de la proyección son los siguientes:

**Número de Consumidores
Categoría General**

Año	General	Crec. (%)
2013	550	
2014	568	3,3%
2015	560	-1,4%
2016	602	7,5%
2017	605	0,5%
2018	626	3,5%
2019	644	2,9%
2020	663	3,0%
2021	681	2,7%
2022	699	2,6%

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

Proyección de Consumidores Categoría General



3.1.1.3 Categoría Industrial

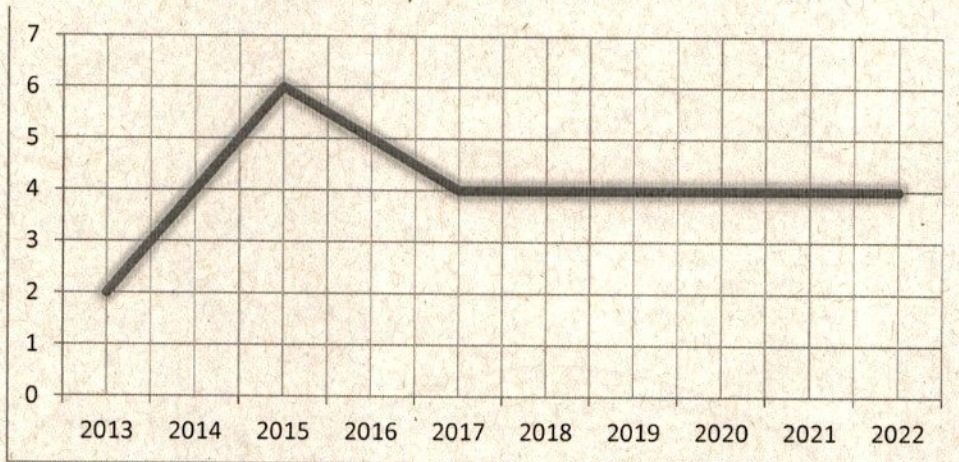
La Categoría Industrial tiene una variación mínima en el periodo histórico con fluctuaciones que crecen a principio y luego decrecen en los últimos años; es así, que de las pruebas realizadas se pudo verificar que tanto el promedio como la mediana son muy parecidas, por lo que en este caso se adoptó considerar la misma cantidad de clientes del año 2017.

**Número de Consumidores
Categoría Industrial**

Año	Industrial	Crec. (%)
2013	2	
2014	4	100,0%
2015	6	50,0%
2016	5	-16,7%
2017	4	-20,0%
2018	4	0,0%
2019	4	0,0%
2020	4	0,0%
2021	4	0,0%
2022	4	0,0%

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

Proyección de Consumidores Categoría Industrial



3.1.1.4 Categoría Alumbrado Público

El Alumbrado Público es una necesidad en los municipios, fundamentalmente por reforzar los aspectos relacionados a seguridad ciudadana.

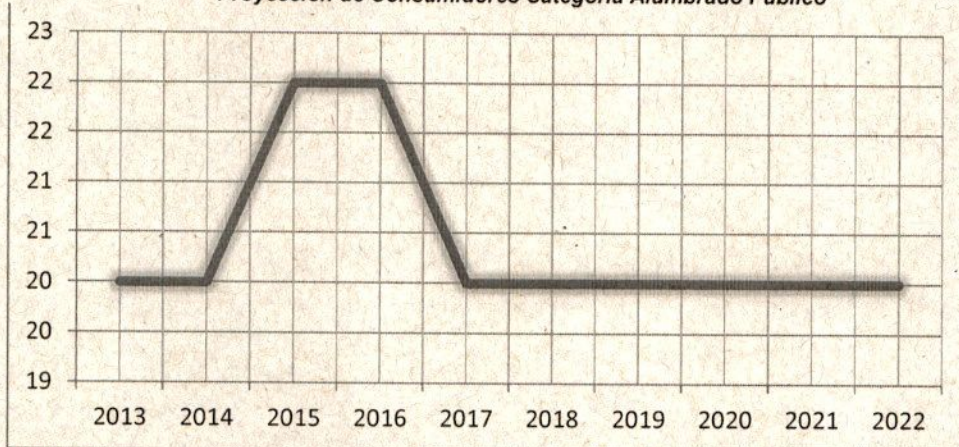
El número de clientes de la Categoría Alumbrado Público es una variable cuya dinámica depende de la incorporación de un nuevo centro urbano, es así que durante el periodo de proyección no se tiene previsto expandir el servicio a otros municipios, manteniendo constante el número de clientes hasta el año 2022:

Número de Consumidores Categoría Alumbrado Público

Año	AP	Crec. (%)
2013	20	
2014	20	0,0%
2015	22	10,0%
2016	22	0,0%
2017	20	-9,1%
2018	20	0,0%
2019	20	0,0%
2020	20	0,0%
2021	20	0,0%
2022	20	0,0%

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

Proyección de Consumidores 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 promedio por cliente, es decir el consumo de energía será igual al producto del número de consumidores por el consumo unitario promedio.

El consumo unitario es determinado como la relación entre las ventas de energía y el número de consumidores promedio de cada año de la proyección.

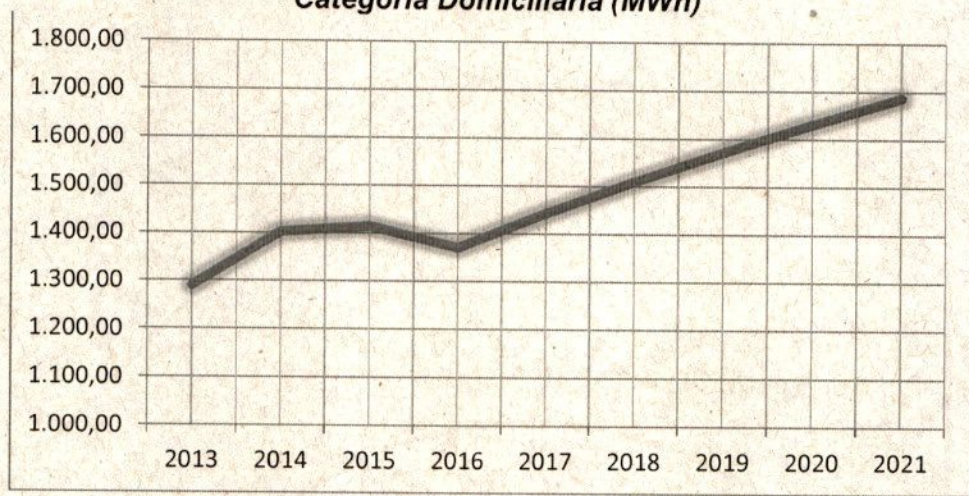
El comportamiento histórico de consumo específico promedio de energía de la Categoría Domiciliaria en el periodo histórico fue muy similar, estando este valor entre 0,19 y 0,21, por lo cual para proyectar dicho consumo para el periodo tarifario, se asumió el valor de 0,19 como constante, con el objeto de no alejarnos de las tasas históricas obtenidas.

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	Nº Clientes	MWh/Cliente	Var %	Mwh	Var %
2013					
2014	6.468	0,20		1.290,37	
2015	6.785	0,21	3,62%	1.402,58	8,70%
2016	7.049	0,20	-2,93%	1.414,46	0,85%
2017	7.324	0,19	-6,77%	1.370,07	-3,14%
2018	7.715	0,19	0,00%	1.443,13	5,33%
2019	8.073	0,19	0,00%	1.510,14	4,64%
2020	8.408	0,19	0,00%	1.572,86	4,15%
2021	8.723	0,19	0,00%	1.631,72	3,74%
2022	9.020	0,19	0,00%	1.687,36	3,41%

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 autoregresivo de mínimos cuadrados, mismo que en esta última versión presentada por la Cooperativa fue modificado aplicando unos factores de ajuste de (0,95, 0,92, 0,89 y 0,88) con los cuales se redujeron drásticamente los valores obtenidos, factores que no debían ser empleados debido que la AE no realizó ninguna observación a esta proyección en el documento de "Observaciones al documento de Consultoría", por lo cual los valores no debían ser modificados; por consiguiente, esta Autoridad tomó los datos inicialmente presentados en su primer Informe.

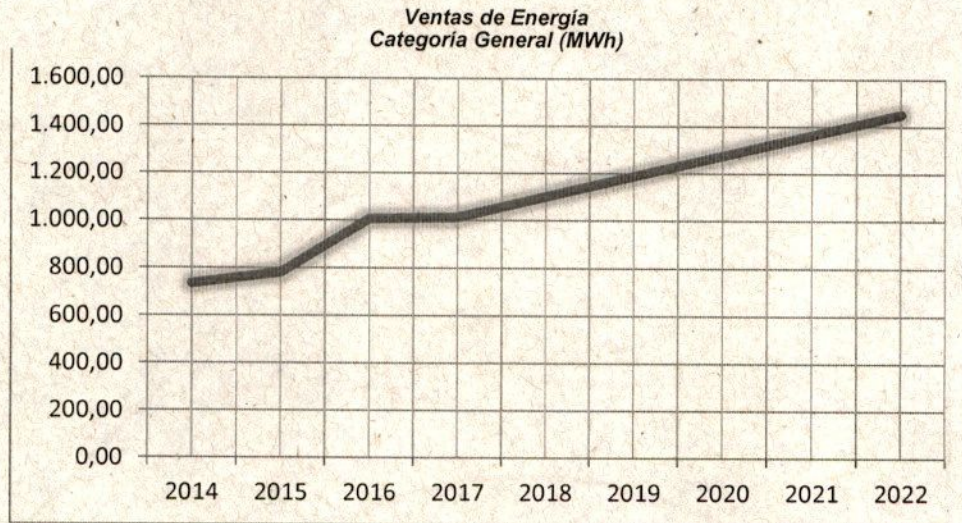
En base a las consideraciones expuestas, los datos proyectados para las ventas de energía de la Categoría General son los siguientes:



Ventas de Energía
Categoría General (MWh)

Año	General	Crec. (%)
2014	734,43	
2015	782,31	6,5%
2016	1.007,09	28,7%
2017	1.013,09	0,6%
2018	1.101,68	8,7%
2019	1.188,85	7,9%
2020	1.276,99	7,4%
2021	1.365,11	6,9%
2022	1.453,23	6,5%

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 aplicó un modelo de mínimos cuadrados, resultados a los cuales en esta última versión, se les aplicó factores de ajuste de 1,05 para el 2018, 1,02 para el 2019, 0,96 para el 2020, 0,92 para el 2021 y 0,90 para el 2022, que promediados obtuvieron un valor menor a 1, variación que redujo los datos obtenidos en el modelo inicial, y que la Cooperativa no presentó una explicación al respecto; razón por la cual, la AE distribuyó nuevamente los factores de ajuste hasta llegar a la unidad (1), retomando los valores proyectados presentados en su primer informe, resultados que son expuestos a continuación en el siguiente cuadro:

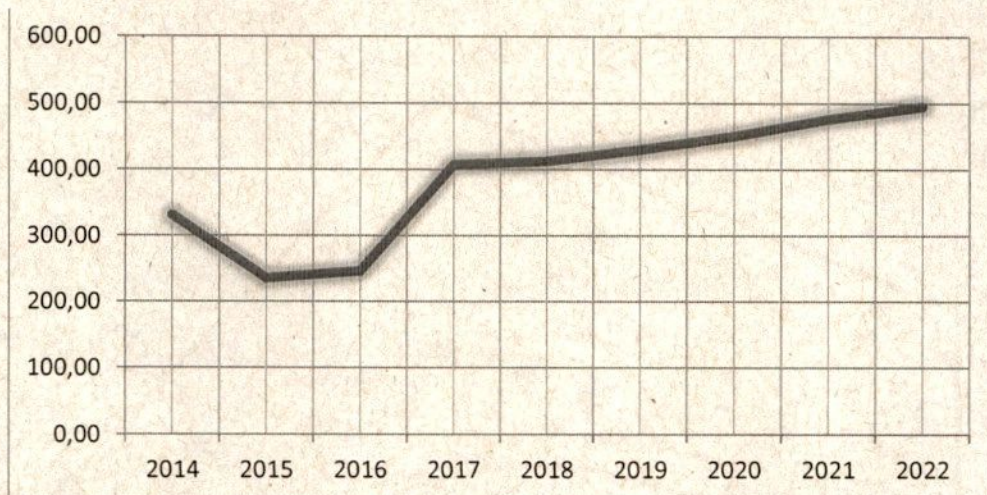
Ventas de Energía
Categoría Industrial (MWh)

Año	Industrial	Crec. (%)
2014	331,51	
2015	235,65	-28,9%
2016	246,41	4,6%
2017	407,39	65,3%
2018	412,86	1,3%
2019	430,27	4,2%
2020	450,75	4,8%
2021	476,45	5,7%
2022	495,38	4,0%

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



**Ventas de Energía
Categoría Industrial (MWh)**



3.1.2.4 Categoría Alumbrado Público

Las estimaciones de las ventas de energía de la Categoría Alumbrado Público, fueron proyectadas en base a sus valores históricos, ajustados a un modelo econométrico; sin embargo, al igual que la proyección de la Categoría Industrial, la Cooperativa aplicó factores de ajustes anuales a los resultados del modelo, que ocasionaron una reducción de sus estimaciones presentadas en el primer informe, razón por la que nuevamente la AE decidió redistribuir dichos porcentajes hasta llegar al valor uno (1) en promedio, para no modificar los datos inicialmente presentados en su primer informe.

Los resultados de la proyección se presentan en el siguiente cuadro:

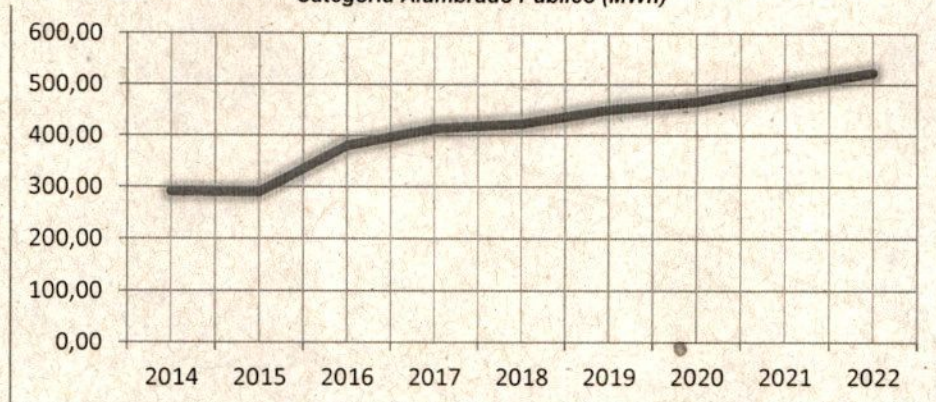
**Ventas de Energía
Categoría Alumbrado Público (MWh)**

Año	AP	Crec. (%)
2014	291,05	
2015	289,94	-0,4%
2016	379,99	31,1%
2017	413,02	8,7%
2018	422,41	2,3%
2019	449,68	6,5%
2020	465,84	3,6%
2021	495,60	6,4%
2022	522,68	5,5%

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 por categorías de la Cooperativa de Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL), para el periodo 2018-2022, que considera los valores consolidados de los pronósticos realizados:

Número de Consumidores por Categoría y Año

Año	Domiciliario	General	Industrial	AP	Total
2013	6.012	550	2	20	6.584
2014	6.468	568	4	20	7.060
2015	6.785	560	6	22	7.373
2016	7.049	602	5	22	7.678
2017	7.324	605	4	20	7.953
2018	7.715	626	4	20	8.365
2019	8.073	644	4	20	8.741
2020	8.408	663	4	20	9.095
2021	8.723	681	4	20	9.428
2022	9.020	699	4	20	9.743

Tasas de Crecimiento Consumidores por Categoría y Año

Año	Domiciliario	General	Industrial	AP	Total
2013					
2014	7,6%	3,3%	100,0%	0,0%	7,2%
2015	4,9%	-1,4%	50,0%	10,0%	4,4%
2016	3,9%	7,5%	-16,7%	0,0%	4,1%
2017	3,9%	0,5%	-20,0%	-9,1%	3,6%
2018	5,3%	3,5%	0,0%	0,0%	5,2%
2019	4,6%	2,9%	0,0%	0,0%	4,5%
2020	4,2%	3,0%	0,0%	0,0%	4,1%
2021	3,7%	2,7%	0,0%	0,0%	3,7%
2022	3,4%	2,6%	0,0%	0,0%	3,3%



Proyección Ventas de Energía por Categoría y Año (MWh)

Año	Domiciliario	General	Industrial	AP	Total
2014	1.290,37	734,43	331,51	291,05	2.647,36
2015	1.402,58	782,31	235,65	289,94	2.710,48
2016	1.414,46	1.007,09	246,41	379,99	3.047,94
2017	1.370,07	1.013,09	407,39	415,26	3.205,82
2018	1.443,13	1.101,68	412,86	422,41	3.380,08
2019	1.510,14	1.188,85	430,27	449,68	3.578,94
2020	1.572,86	1.276,99	450,75	465,84	3.766,44
2021	1.631,72	1.365,11	476,45	495,60	3.968,88
2022	1.687,36	1.453,23	495,38	522,68	4.158,65

*Tasas de Crecimiento de las Ventas de Energía
por Categoría y Año*

Año	Domiciliario	General	Industrial	AP	Total
2014					
2015	8,7%	6,5%	-28,9%	-0,4%	2,4%
2016	0,8%	28,7%	4,6%	31,1%	12,5%
2017	-3,1%	0,6%	65,3%	8,7%	5,1%
2018	5,3%	8,7%	1,3%	2,3%	5,5%
2019	4,6%	7,9%	4,2%	6,5%	5,9%
2020	4,2%	7,4%	4,8%	3,6%	5,2%
2021	3,7%	6,9%	5,7%	6,4%	5,4%
2022	3,4%	6,5%	4,0%	5,5%	4,8%

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 objetivo de obtener los balances anuales de energía para el período Tarifario 2018 – 2022, es de verificar que las ventas de energía más las pérdidas coincidan con la compra de la misma.

Los datos de compras de energía (kWh) históricas, se recurrió a planillas de facturación de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., los datos históricos de ventas de energía (kWh) fueron extraídos de la Base de Datos de Facturación remitida mes a mes por COOPSEL, ya que los datos presentados en los Formularios ISE 210 carecían de consistencia en algunas categorías (Alumbrado Público).

Realizado el Balance de energía de la Cooperativa, se obtuvo un porcentaje de pérdidas de 31,75% en la gestión 2015, 30,39% en la gestión 2016 y 28,18% en la gestión 2017, observándose una reducción en cada gestión; por otra parte, ya que los valores de pérdidas en los datos históricos al año base son mayores, para la gestión 2018, se tomó el valor registrado en el año base y se aplicó una reducción de pérdidas en la misma proporción de la reducción registrada de la gestión 2016 al 2017, y para las demás gestiones que comprende el periodo tarifario se propuso una reducción de pérdidas lineal, llegando a una meta de 20,0% en la gestión 2022, valor propuesto por la Cooperativa.

Cabe aclarar que la Cooperativa debe realizar las acciones correspondientes para reducir su nivel de pérdidas, en particular las pérdidas no técnicas (hurtos de energía, mala medición, medidores defectuosos, etc.) ya que se evidenció lecturaciones de 0kWh de consumo en



una gran cantidad de usuarios.

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

Balance de Energía
COOPSEL periodo 2018 – 2022

COMPRAS DE ENERGÍA (kWh)							
Detalle	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Compras SIN	4.463.568	4.575.429	4.746.230	4.895.467	5.057.919	5.198.318	4.974.483
Total Compras	4.463.568	4.575.429	4.746.230	4.895.467	5.057.919	5.198.318	4.974.483
VENTAS DE ENERGÍA (kWh)							
Categorías	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Domiciliario	1.370.073	1.443.130	1.510.140	1.572.859	1.631.722	1.687.357	1.600.519
General	1.013.092	1.101.679	1.188.852	1.276.987	1.365.110	1.453.233	1.321.045
Industrial	407.394	412.864	430.272	450.751	476.450	495.385	463.214
Alumbrado Público	415.260	422.406	449.675	465.843	495.598	522.681	483.449
Total Ventas de Energía	3.205.819	3.380.079	3.578.939	3.766.439	3.968.880	4.158.655	3.868.228
PÉRDIDAS DE ENERGÍA (kWh)							
Detalle	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Pérdidas	1.257.749	1.195.350	1.167.291	1.129.027	1.089.038	1.039.664	1.106.255
Total Pérdidas	1.257.749	1.195.350	1.167.291	1.129.027	1.089.038	1.039.664	1.106.255
PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)							
Detalle	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Pérdidas	28,18%	26,13%	24,59%	23,06%	21,53%	20,00%	22,30%
Total Pérdidas	28,18%	26,13%	24,59%	23,06%	21,53%	20,00%	22,30%
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 proyección de compra energía (kWh) para el mismo periodo. Los datos históricos de potencia máxima fueron extraídos de planillas de facturación de la Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., con las cuales se obtuvo el Factor de Carga.

Se obtuvo un factor de carga de 44,30%, valor que corresponde al promedio de las tres (3) últimas gestiones (2015, 2016 y 2017), proponiendo un incremento gradual de 0,50% por gestión, llegando a una meta de 46,30% en la gestión 2022, valor inferior al registrado en la gestión 2017.

Proyección de la Demanda, Factor de Carga

COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA							
Categorías	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Compras de Energía (kWh)	4.463.568	4.575.429	4.746.230	4.895.467	5.057.919	5.198.318	4.974.483
Potencia Máxima (kW)	1.094	1.179	1.210	1.234	1.261	1.282	1.247
Factor de Carga (%)	46,6%	44,3%	44,8%	45,3%	45,8%	46,3%	45,6%

3.2 Costos de Suministro

El punto 4.8 del Anexo de la Resolución N° 064/2010 de 3 de marzo de 2010, establece que los costos de suministro comprenden: costos de combustibles, costos de consumidores, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación y amortización de activos, impuestos, tasas, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro.

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 2017, 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 demanda mayor a 50kW con 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	UNIDAD	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 potencia 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	= 31,47%
Bloque de energía	Bloque Medio	= 41,91%
Bloque de energía	Bloque Bajo	= 26,61%

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

Categorías	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Compras de Energía (kWh)	4.463.568	4.575.429	4.746.230	4.895.467	5.057.919	5.198.318	4.974.483
Potencia Máxima (kW)	1.094	1.179	1.210	1.234	1.261	1.282	1.247
Factor de Carga (%)	46,6%	44,3%	44,8%	45,3%	45,8%	46,3%	45,6%

PARTICIPACIÓN POR BLOQUES DE ENERGÍA

Categorías	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Energía en Bloque Alto	1.404.816	1.440.022	1.493.778	1.540.747	1.591.876	1.636.063	1.565.616
Energía en Bloque Medio	1.870.872	1.917.758	1.989.348	2.051.899	2.119.990	2.178.837	2.085.019
Energía en Bloque Bajo	1.187.880	1.217.649	1.263.104	1.302.820	1.346.053	1.383.418	1.323.849
Total Compras Energía	4.463.568	4.575.429	4.746.230	4.895.467	5.057.919	5.198.318	4.974.483

PRECIOS DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	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)	0,334	0,356	0,354	0,353	0,351	0,349	0,352

COSTO DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Compra de Energía (Bs)	834.892	874.897	907.546	936.074	967.127	993.965	951.178
Compra de Potencia (Bs)	658.077	755.241	774.714	790.277	807.612	821.090	798.423
Total Compras (Bs)	1.492.969	1.630.137	1.682.260	1.726.351	1.774.739	1.815.055	1.749.601

ESTRUCTURA DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Compra de Energía (Bs)	55,92%	53,67%	53,95%	54,22%	54,49%	54,76%	54,36%
Compras de Potencia (Bs)	44,08%	46,33%	46,05%	45,78%	45,51%	45,24%	45,64%
Total Compras (Bs)	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

3.2.2 Determinación de los Costos Operativos del Año Base

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, los mismos que para su análisis, fueron reclasificados en Afectos y No afectos a la Concesión.

3.2.2.1 Costos No Afectos a la Concesión

De acuerdo al artículo 46 (Costos No Reconocidos) del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, los Costos que no son afectos a la concesión o que no están siendo considerados para las proyecciones de Costos, son los siguientes:

Costos de Operación y Mantenimiento No Afectos (Bs) - 2015

COD-SUC	Detalle	Monto (Bs)
5203010002	Diferencia de cambio	2085,47
5203010002	Diferencia de cambio	2074,31
5203010002	Diferencia de cambio	1991,97
5203010002	Diferencia de cambio	2364,91
5203010002	Diferencia de cambio	2349,9
5203010002	Diferencia de cambio	2561,04
5203040012	Por Challa Autoridades en totora	159,76
5203040012	Diferencia de cambio	289,94
5203040012	Pago varios s/g. Informes y otros por motivo de challa de la Empresa	207,1
5203040012	Por el pago varios s/g. informes de descargo usos y costumbres challa	384,61
Total		14.469,01

Gastos Diferencia de Cambio, estos gastos son considerados no afectos a la concesión, porque los mismos son generados por el cambio moneda nacional a moneda extranjera. Dado que las operaciones deben realizarse en moneda nacional, este gasto no es considerado necesario.

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

Costos Administrativos y Generales No Afectos (Bs) - 2015

COD-SUC	Detalle	Monto (Bs)
5203010002	Diferencia de cambio	1.532,04
5203010002	Diferencia de cambio	1.292,04
5203010002	Diferencia de cambio	1.268,00
5203010002	Diferencia de cambio	1.368,65
5203010002	Diferencia de cambio	816,46
5203010002	Diferencia de cambio	723,20
5203010005	Por el pago varios s/g. informes de descargo usos y costumbres challa Empresa	59,17
5203010005	Pago Bono fiestas patrias 2015 s/g. Informe adjs.	9.585,80
5203040010	Por la compra de refrescos para foro debate	250,00
5203040010	Pago varios s/g. Informes y otros por motivo de challa de la Empresa s/g. D	131,37
5203040010	Por el pago varios s/g. informes de descargo usos y costumbres challa Empresa	23,67
5203040011	Por la comp. de Refrigerio en la Despedida del Sr. Efrain Cabezas	232,61
5203040011	Por la comp. de 30 salteñas en la Despedida del Sr. Efrain Cabezas	97,83
5203040011	Pago varios s/g. Informes y otros por motivo de challa de la Empresa s/g. D	94,67
5203050001	Por el pago varios s/g. informes de descargo usos y costumbres challa Empresa	11,83
5203050007	Diferencia de cambio	31,81
5203050009	Diferencia de cambio	556,80
5203070004	Pago varios s/g. Informes y otros por motivo de challa de la Empresa s/g. D	1.034,49
5203090003	Por la comp. de art. para challa de JRCHA F-7692	495,03
5203090003	Por la comp. de art. para challa de JRCHA F-7692	883,70
5203090003	Pago por comida para challa	1.775,15
5203090003	Por la comp. de varios para alcance Challa	320,65
5203090003	Por el preparado de comida para Challa R-1391	1.775,15
5203090003	Por la compra de 10 cjs. de cerveza para Challa de carnavales R-1392	1.380,43
5203090003	Pago de Challa puente la Joya para Autoridades	35,50
5203090003	Por la compra de varios para alcance de challa por lucas mancilla	379,41
5203090003	Por filmacion foro debate partidos politicos Elecciones a Geraldino Fernandez	355,03
5203090003	Por apoyo a foro debate publico R-1395	236,69
5203090003	Por la colaboracion en Campeonato de Futbol a Escalona s/g RA-007/2015	500,00
5203090003	Por la comp. de Camisolas y Balon confratern. deportiv por el 1ro de Mayo	260,87
5203090003	Por el pago refrigerios y curaciones s/g. informe adjs.	17,75
5203090003	Pago varios s/g. Informes y otros por motivo de challa de la Empresa s/g. D	1.684,26
5203090003	Pago varios s/g. Informes y otros por motivo de challa de la Empresa s/g. D	648,52
5203090003	Por el pago varios s/g. informes de descargo usos y costumbres challa Empresa	1.136,10
5203090003	Adornos navideños	224,85
5203090012	Por reposicion Billete Falso No.030464095-1	100,00
5203090014	Por la compra 900 Frazadas s/g. Fact. 34984 adjs.	59.508,00
5203090014	Por la compra 900 Pqt. Fideos s/g. Fact. 2240 adjs.	25.056,00
5203090014	Por la compra 1000 Bot. Aceite Fino de 900 Ml. s/g. Fact. 2019 adjs.	8.699,13
5203090014	900 @ Azucar s/g. Fact. 702 adjs.	43.065,00
5203090014	900 @ Arroz s/g. Fact. 710, 712 adjs.	46.980,00
5203090014	900 Pollo superior s/g. Fact. 544 adjs.	23.339,01
5203090014	Carguio y descarguio abarrotes	1.647,34
5203090014	Por la compra 1000 Valdes s/g. fact. 3396 adjs.	11.388,30
5203090014	Compra 1000 Panetones BEA s/g. fact. adjs.	13.000,00
5203090014	Compra Jugos, Leche Gloria, Sidras s/g. Fact. 69, 204, Rec. 1761 adjs.	1.130,67
5203090016	Pago varios s/g. Informes y otros por motivo de challa de la Empresa s/g. D	10,65
5203090019	Por el Dep.taza de Regulacion Dic/14 Bco. Union No.38848498	1.333,78
5203090019	Por el Deposito de Tasa de Regulacion No-41248993	1.047,30
5203090020	Por gastos Funerarios de la Sra. Jacinta Marconi	200,00
5203090022	Por el calcula Previsión para incobrables s/g. Doc. adjs.	59.889,01
Total		327.613,72



Gastos despedidas, foros, filmaciones foros, colaboración campeonatos, apoyos varios, gastos funerarios, no son considerados afectos a la concesión, debido a que los mismos no aportan al ejercicio de la Distribución y no están relacionados con la buena Administración de la Cooperativa, debiendo estos ser asumidos por la Distribuidora con sus recursos propios.

Pago Bono Fiestas Patrias, este bono no es pagado por otras Distribuidoras, por lo que no corresponde su dispendio; además, la Cooperativa cuenta con otros bonos como "Bonos Trimestrales", "Bonos Ordinarios", "Bonos Anuales" y "Bonos por el día del Eléctrico" que no fueron recortados.

Adornos navideños, compra de frazadas, aceite, pollos, azúcar, arroz, fideos, panetones, sidras, etc., son considerados como no afectos a la concesión, debido a que los mismos deben ser cubiertos con recursos provenientes de descuentos a sus trabajadores, determinados por sanciones, atrasos, inasistencias injustificadas, abandonos, etc., de acuerdo a su Régimen Sancionatorio Interno. Además llama la atención la compra de 1.000 unidades que sobrepasa la cantidad de trabajadores con los que cuenta la Cooperativa.

Depósito de Tasa de Regulación, 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 significaría cubrir el doble del concepto.

Previsión para incobrables, estos costos son reconocidos fuera de los costos de suministro, mismos que son calculados como un porcentaje de los ingresos totales.

Costos Administrativos y Generales No Afectos (Bs) - 2016		
COD-SUC	Detalle	Monto (Bs)
5203010007	Proceso Lic. Freddy Aguilar	1305
5203010010	Bono fiestas patrias Res. 14/2016	5172,41
5203020002	Diferencia de cambio	63,81
5203020004	Diferencia de cambio	181,52
5203020004	Multas pago CNS	520,76
5203020004	Multas pago CNS	2611,62
5203020004	Pago multas AFP futuro y previsión	50,9
5203020004	Multa EndeOruro SA Fact. 6585	39,41
5203070004	COMITE ELECTORAL	172,41
5203070004	Comite electoral	344,83
5203070004	Comite electoral viaticos	172,41
5203070004	Comite electoral Viáticos	40,23
5203070004	Comite electoral	172,41
5203070004	Comite electoral	94,67
5203070005	Viáticos comisión electoral	517,24
5203070005	Viáticos comisión electoral	229,89
5203070005	Pago Comite electoral	344,83
5203070005	Pago Comite electoral	172,41
5203070005	Pago Comite electoral	172,41
5203070005	Pago viaticos Comite electoral	236,69
5203070005	Pago Comite electoral	172,41
5203070005	Pago Comite Electoral	172,41
5203070005	Pago Comite Electoral	229,89
5203070005	Pago Comite Electoral	344,83
5203090003	Pago viáticos Comite Electoral s/g. Informe adjs.	517,24
5203090003	Reglamento electoral Coopsel	366,86
5203090003	Pago varios para challa 5 de agosto con el pers. Coopsel	1462,73
5203090003	Gastos Challa Ckoa Agosto s/g. Res. adjs.	5596,19
5203090003	COMITE ELECTORAL	177,51
5203090003	Compra focos navideños	407,61
5203090014	900 arrobas Azucar Bermejo Fact. 507	46980
5203090014	Carguio y transporte azucar 900 arrobas	976,33
5203090014	900 Litros aceite Fact. 2903	7830
5203090014	900 Panetones Fact. 5996	10179
5203090014	75 Bañadores Fact. 3080	17977,68
5203090014	Canastón Pers. Coopsel y Directorio	1569,48
5203090014	900 pollos Superior Fact. 745	27340,27
5203090014	Descarguio Azucar	266,27
5203090019	Pago Tasa de regulación s/g. Cheque no. 831221 adjs.	2912,38
Total		138.267,36



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

Viáticos y pagos varios al comité electoral, que no son reconocidos por la AE como afectos al ejercicio de la Concesión, ya que este proceso debe ser cubierto con recursos propios de la Cooperativa.

Costos Administrativos y Generales No Afectos (Bs) – 2017

COD-SUC	Detalle	Monto (Bs)
5203020004	Multa AFP mes Agosto 2017	270,12
5203020004	Multa AFP mes Julio 2017	406,21
5203020004	Multa CNS 5 meses	2956,94
5203020004	Multa AFP mes septiembre 2017	203,65
5203090014	Para Pers. coopsel Fact. 9 para canaston	2489,94
5203090014	700 Baldes Papelera 27 Tacho Fact. 5121	10474,8
5203090014	730 panetones Fact. 164 adjs.	8360,7
5203090014	700 Frazadas Fact. 305, 321 adjs.	53592
Total		78.754,36

3.2.2.2 Cálculo de los Costos Operativos Base

Producto de los análisis efectuados y haber excluido de las bases de datos los costos no afectos a la concesión, se han determinado los Costos Operativos base del periodo 2015-2017, clasificándolos por cuenta del-SUC.

Para su aplicación en la determinación de los valores proyectados de los Costos Operativos, los valores depurados, son expresados a precios de diciembre de 2017, tomando la variación entre el IPC promedio de cada año y el IPC de diciembre de 2017, estos valores actualizados, constituyen los valores base para la proyección.

En los cuadros siguientes, se presentan los valores actualizados y los valores base de proyección para cada uno de los Costos Operativos:

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

Tipo de Costo	2015	2016	2017	Promedio
Costos de Consumidores	516.547,98	513.836,96	681.160,15	570.515,03
Costos de Operación y Mantenimiento	947.044,81	913.360,35	1.062.658,92	974.354,69
Costos Administrativos y Generales	948.660,63	816.655,77	855.811,17	873.709,19
Total	2.412.253,42	2.243.853,08	2.599.630,24	2.418.578,92

3.2.2.3 Proyección de los Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución

Según la Metodología, los Costos de Operación comprenden, mano de obra, materiales, combustibles y otros Costos de las actividades de: supervisión, ingeniería de mantenimiento y 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, relacionados con el mantenimiento de las instalaciones de distribución, incluidos en el Sistema Uniforme de

Cuentas.

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

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

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

3.2.2.4 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, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración de la empresa, incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas.

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

Es necesario mencionar, que para la determinación de los costos Administrativos y Generales del año base, se adicionó el costo referente al Doble Aguinaldo "Esfuerzo por Bolivia", en virtud de lo establecido en el Decreto Supremo N° 1802 de 20 de noviembre de 2013. Sin embargo, considerando que el doble aguinaldo no se pagó todos los años desde su promulgación, la AE decidió asumir el criterio de pagar el mismo año por medio.

3.2.2.5 Proyección de los 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.

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

La proyección de los Costos Operativos se realiza aplicando a los valores promedio actualizados del periodo 2015-2017, factores de proyección que relacionan los valores promedio del periodo 2015-2017 y del año de proyección de los parámetros físicos.

En los cuadros siguientes se presentan los valores de los parámetros físicos y los valores proyectados de los Costos de Operación y Mantenimiento, los Costos Administrativos y Generales y los Costos de Consumidores:

Parámetros de Proyección de los Costos Operativos

Número de Consumidores

Detalle	Base	2018	2019	2020	2021	2022
Consumidores	7.668	8.365	8.741	9.095	9.428	9.743

Demanda Máxima

Detalle	Base	2018	2019	2020	2021	2022
kW	1.101	1.179	1.210	1.234	1.261	1.282

**Proyección de Costos Operativos
(En Bs a precios de 2017)**

Tipo de Costo	Base	2018	2019	2020	2021	2022
Costos de Consumidores	570.515,03	622.339	650.330	676.689	701.440	724.907
Costos de Operación y Mantenimiento	974.354,69	1.043.824	1.070.739	1.092.249	1.116.207	1.134.835
Costos Administrativos y Generales	873.709,19	1.011.003	960.137	1.054.426	1.000.909	1.092.613
Total	2.418.579	2.677.167	2.681.206	2.823.364	2.818.557	2.952.355

Cabe mencionar que los otros costos operativos como ser: Impuesto a las Transacciones, Cuentas Incobrables, Tasa de Regulación, entre otros costos operativos, serán calculados independientemente en el presente Estudio Tarifario.

3.2.2.6 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 0,35% 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.*

3.2.3 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	1.492.969	1.630.137	1.682.260	1.726.351	1.774.739	1.815.055	1.749.601
Operación y Mantenimiento	974.355	1.043.824	1.070.739	1.092.249	1.116.207	1.134.835	1.103.508
Administrativos y Generales	873.709	1.011.003	960.137	1.054.426	1.000.909	1.092.613	1.027.021
Impuesto a las Transacciones	158.629	171.007	173.447	179.881	182.629	190.151	181.527
Cuentas Incobrables	46.002	49.592	50.300	52.166	52.962	55.144	52.643
Depreciaciones y Amortizaciones	212.577	179.151	181.576	166.016	174.501	203.066	181.289
Consumidores	570.515	622.339	650.330	676.689	701.440	724.907	688.342
Utilidad	303.794	312.727	321.985	330.068	354.670	360.886	341.902
Total Costos	4.632.549	5.019.780	5.090.774	5.277.845	5.358.058	5.576.657	5.325.833
(-) Otros Ingresos	-32.321	-60.588	-60.813	-61.282	-61.814	-62.291	-61.550
Total Costos	4.600.229	4.959.192	5.029.961	5.216.563	5.296.244	5.514.366	5.264.284

3.3 Activos Fijos y Depreciación Acumulada Existentes

3.3.1 Valores Históricos

Para la determinación de los activos fijos y depreciación acumulada se toma como base los valores considerados en el Estudio Tarifario del periodo 2013 – 2016, cuyos saldos finales de la gestión 2011 considerados en la Resolución AE N° 171/2013 de 03 de abril de 2013, se presenta a continuación:

Activo Fijo Y Depreciación Acumulada
Año Base 2011
(Expresado en Bolivianos)

Detalle	Valor de Activos (Bs)	Depreciación Acumulada (Bs)	Activo Fijo Neto (Bs)
Edificios, Estructuras y Mejoras	1.622.018	44.758	1.577.260
Equipo de Comunicaciones	6.216	1.704	4.513
Equipo de Estación	61.849	8.662	53.187
Equipo de Transporte	76.540	60.171	16.369
Equipos de Computación	23.944	12.992	10.952
Herramientas, Equipo de Talleres y Garaje	147.379	28.133	119.246
Medidores	8.743	883	7.860
Mobiliario y Equipo de Oficina	44.515	6.077	38.438
Otros Equipos Generales	179.119	103.468	75.650
Postes, Torres y Accesorios			
Terrenos	102.463		102.463
Transformadores de Línea	29.594	5.011	24.583
Total general	2.302.379	271.858	2.030.520

Los valores históricos se calcularon determinando los activos excluyendo la actualización de la UFV's correspondiente a cada gestión.

Durante nuestro análisis del Estudio Tarifario, no se determinó la existencia de Revalorizaciones Técnicas de Activos realizadas por la Distribuidora.

3.3.2 Actualización de Activos

Disponiendo de los valores originales 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 del 23 de diciembre de 2003, de la siguiente forma:

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

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

Este 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 consideraron las inversiones reconocidas de los periodos 2013 – 2017, cuyos valores están aprobados en la Resolución AE N° 873/2018 de 20 de noviembre de 2018.

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

Considerando lo señalado anteriormente, se procedió a la actualización del Activo Fijo Bruto 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	1.808.791,5	1.808.791,5	1.808.791,5	1.808.791,5	1.808.791,5	1.808.791,5
Mobiliario y Equipo de Oficina	63.964,3	63.964,3	63.964,3	63.964,3	63.964,3	63.964,3
Equipo de Comunicaciones	8.261,8	8.261,8	8.261,8	8.261,8	8.261,8	8.261,8
Equipo de Estación	68.970,6	68.970,6	68.970,6	68.970,6	68.970,6	68.970,6
Equipo de Transporte	718.197,7	718.197,7	718.197,7	718.197,7	718.197,7	718.197,7
Equipos de Computación	131.069,0	131.069,0	131.069,0	131.069,0	131.069,0	131.069,0
Herramientas, Equipo de Talleres y Garaje	235.092,6	235.092,6	235.092,6	235.092,6	235.092,6	235.092,6
Medidores	210.984,0	210.984,0	210.984,0	210.984,0	210.984,0	210.984,0
Otros Equipos Generales	205.707,5	205.707,5	205.707,5	205.707,5	205.707,5	205.707,5
Postes, Torres y Accesorios	229.761,5	229.761,5	229.761,5	229.761,5	229.761,5	229.761,5
Conductores Aéreos Y Accesorios	166.934,3	166.934,3	166.934,3	166.934,3	166.934,3	166.934,3
Equipos de Laboratorio	23.573,9	23.573,9	23.573,9	23.573,9	23.573,9	23.573,9
Software	3.053,0	3.053,0	3.053,0	3.053,0	3.053,0	3.053,0
Terrenos	114.261,0	114.261,0	114.261,0	114.261,0	114.261,0	114.261,0
Transformadores de Línea	33.001,6	33.001,6	33.001,6	33.001,6	33.001,6	33.001,6
Acometidas y Accesorios	63.700,5	63.700,5	63.700,5	63.700,5	63.700,5	63.700,5
TOTAL	4.085.324,7	4.085.324,7	4.085.324,7	4.085.324,7	4.085.324,7	4.085.324,7

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 126/97 de 31 de octubre de 1997, considerando las fechas de compra 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	45.219,8	45.219,8	45.219,8	45.219,8	45.219,8	45.219,8
Mobiliario y Equipo de Oficina	3.497,9	3.621,8	3.529,9	3.505,3	3.505,3	3.443,5
Equipo de Comunicaciones	491,6	453,2	453,2	453,2	453,2	453,2
Equipo de Estación	2.276,0	2.276,0	2.276,0	2.276,0	2.276,0	2.276,0
Equipo de Transporte	93.127,2	53.696,5	46.730,7	19.882,4	0,0	0,0
Equipos de Computación	14.303,1	12.241,6	7.086,3	2.432,1	1.970,0	869,3
Herramientas, Equipo de Talleres y Garaje	11.413,4	12.131,3	12.126,1	11.952,8	11.754,1	11.684,0
Medidores	7.146,8	7.384,4	7.384,4	7.384,4	7.384,4	7.384,4
Otros Equipos Generales	12.355,9	6.783,3	887,1	886,1	886,1	869,7
Postes, Torres y Accesorios	9.589,2	11.488,1	11.488,1	11.488,1	11.488,1	11.488,1
Conductores Aéreos Y Accesorios	7.650,8	8.627,4	8.627,4	8.627,4	8.627,4	8.627,4
Equipos de Laboratorio	1.178,7	1.178,7	1.178,7	1.178,7	1.178,7	1.178,7
Software	610,6	610,6	610,6	610,6	305,3	0,0
Terrenos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transformadores de Línea	1.320,1	1.320,1	1.320,1	1.320,1	1.320,1	1.320,1
Acometidas y Accesorios	2.395,5	2.420,6	2.420,6	2.420,6	2.420,6	2.420,6
TOTAL	212.576,5	169.453,4	151.339,0	119.637,6	98.789,1	97.234,7

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	321.230,5	366.450,3	411.670,1	456.889,9	502.109,7	547.329,4
Mobiliario y Equipo de Oficina	26.480,5	30.102,3	33.632,1	37.137,4	40.642,7	44.086,2
Equipo de Comunicaciones	4.847,6	5.300,8	5.754,0	6.207,2	6.660,4	7.113,6
Equipo de Estación	23.315,3	25.591,3	27.867,3	30.143,3	32.419,4	34.695,4
Equipo de Transporte	597.888,0	651.584,6	698.315,3	718.197,7	718.197,7	718.197,7
Equipos de Computación	106.469,8	118.711,3	125.797,6	128.229,7	130.199,8	131.069,0
Herramientas, Equipo de Talleres y Garaje	94.451,6	106.582,9	118.709,0	130.661,8	142.415,8	154.099,8
Medidores	26.695,1	34.079,5	41.464,0	48.848,4	56.232,9	63.617,3
Otros Equipos Generales	189.858,4	196.641,7	197.528,8	198.414,9	199.301,1	200.170,7
Postes, Torres y Accesorios	23.249,5	34.737,6	46.225,7	57.713,7	69.201,8	80.689,9
Conductores Aéreos Y Accesorios	19.089,7	27.717,0	36.344,4	44.971,7	53.599,1	62.226,4
Equipos de Laboratorio	4.125,4	5.304,1	6.482,8	7.661,5	8.840,2	10.018,9
Software	915,9	1.526,5	2.137,1	2.747,7	3.053,0	3.053,0
Terrenos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transformadores de Línea	13.508,1	14.828,1	16.148,2	17.468,2	18.788,3	20.108,4
Acometidas y Accesorios	8.691,6	11.112,2	13.532,8	15.953,5	18.374,1	20.794,7
TOTAL	1.460.816,9	1.630.270,2	1.781.609,2	1.901.246,8	2.000.035,9	2.097.270,6

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	1.487.561,0	1.442.341,2	1.397.121,4	1.351.901,6	1.306.681,8	1.261.462,0
Mobiliario y Equipo de Oficina	37.483,8	33.862,0	30.332,1	26.826,9	23.321,6	19.878,1
Equipo de Comunicaciones	3.414,1	2.960,9	2.507,7	2.054,5	1.601,3	1.148,1
Equipo de Estación	45.655,3	43.379,3	41.103,2	38.827,2	36.551,2	34.275,2
Equipo de Transporte	120.309,7	66.613,1	19.882,4	0,0	0,0	0,0
Equipos de Computación	24.599,3	12.357,7	5.271,4	2.839,3	869,3	0,0
Herramientas, Equipo de Talleres y	140.641,0	128.509,7	116.383,6	104.430,8	92.676,7	80.992,8

Garaje						
Medidores	184.288,9	176.904,5	169.520,0	162.135,6	154.751,1	147.366,7
Otros Equipos Generales	15.849,1	9.065,8	8.178,7	7.292,6	6.406,5	5.536,8
Postes, Torres y Accesorios	206.512,0	195.024,0	183.535,9	172.047,8	160.559,7	149.071,7
Conductores Aéreos Y Accesorios	147.844,6	139.217,2	130.589,9	121.962,5	113.335,2	104.707,8
Equipos de Laboratorio	19.448,5	18.269,8	17.091,1	15.912,4	14.733,7	13.555,0
Software	2.137,1	1.526,5	915,9	305,3	0,0	0,0
Terrenos	114.261,0	114.261,0	114.261,0	114.261,0	114.261,0	114.261,0
Transformadores de Línea	19.493,6	18.173,5	16.853,4	15.533,4	14.213,3	12.893,2
Acometidas y Accesorios	55.008,9	52.588,3	50.167,7	47.747,1	45.326,4	42.905,8
TOTAL	2.624.507,8	2.455.054,5	2.303.715,5	2.184.077,9	2.085.288,8	1.988.054,2

3.4 Programa de Inversiones para el Período 2018 – 2022

De acuerdo a la Resolución AE N° 874/2018 de 20 de noviembre de 2018, las inversiones que fueron aprobadas a COOPSEL para el periodo 2018 – 2022 de acuerdo al Sistema Uniforme de Cuentas (SUC), son las que se muestran en el cuadro a continuación:

Inversiones Aprobadas Período 2018 - 2022
(En Bolivianos de Diciembre 2017)

Inversiones	2018	2019	2020	2021	2022	Total (2019-2022)
Equipo de Estaciones	30.000	0	0	0	0	0
Postes, Torres y Accesorios	23.592	96.203	96.203	96.203	96.203	384.811
Conductores Aéreos y Accesorios	14.318	19.806	19.806	19.806	19.806	79.223
Transformadores de Línea	6.000	0	28.524	16.161	19.019	63.704
Acometidas y Accesorios	25.437	23.424	22.021	20.801	19.703	85.949
Medidores	68.388	62.976	59.204	55.924	52.972	231.076
Equipo de Transporte	34.000	0	0	192.555	34.000	226.555
Herramientas, Equipo de Talleres y Garaje	10.000	0	0	10.000	0	10.000
Equipo Mecánico de Construcción	0	33.304	0	0	0	33.304
Equipo de Comunicaciones	3.045	0	0	0	0	0
Equipos de Computación	4.734	0	4.734	0	4.734	9.467
Software	0	31.633	0	0	0	31.633
Estudios	18.166	0	0	0	0	0
Total	237.679	267.345	230.491	411.450	246.436	1.155.723

El monto Total del Programa de Inversiones aprobado para el Período Tarifario 2018 – 2022, alcanza a Bs1.393.402 (Un millón trescientos noventa y tres mil cuatrocientos dos 00/100 bolivianos) y para el periodo tarifario 2019 - 2022 de Bs1.155.723 (Un millón ciento cincuenta y cinco mil setecientos veintitrés 00/100 bolivianos).

3.5 Patrimonio Afecto a la Concesión (PAC)

El Patrimonio Afecto a la Concesión que sirvió de base para el cálculo de la utilidad, se calculó 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	4.085.325	4.085.325	4.085.325	4.085.325	4.085.325	4.085.325	4.085.325
Inversiones 2018		237.679	237.679	237.679	237.679	237.679	237.679
Inversiones 2019			267.345	267.345	267.345	267.345	267.345
Inversiones 2020				230.491	230.491	230.491	230.491
Inversiones 2021					411.450	411.450	411.450
Inversiones 2022						246.436	246.436
Total Activo Fijo Bruto	4.085.325	4.323.004	4.590.349	4.820.841	5.232.291	5.478.727	5.030.552
Depreciación Acumulada							
Depreciación Acumulada Existente	1.460.817	1.630.270	1.781.609	1.901.247	2.000.036	2.097.271	1.945.041
Depreciación Acumulada Inversiones	0	9.697	39.934	86.312	162.024	267.855	139.031
Total Depreciación Acumulada	1.460.817	1.639.968	1.821.543	1.987.559	2.162.060	2.365.125	2.084.072
Activo Fijo Neto	2.624.508	2.683.037	2.768.806	2.833.282	3.070.231	3.113.602	2.946.480
Activo Intangible Neto	0	0	0	0	0	0	-
Ingresos	4.600.229	4.959.192	5.029.961	5.216.563	5.296.244	5.514.366	5.264.284
Capital de Trabajo	383.352	413.266	419.163	434.714	441.354	459.530	438.690
Deuda a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	-
Detalle	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Patrimonio Afecto a la Concesión	3.007.860	3.096.303	3.187.970	3.267.995	3.511.585	3.573.132	3.385.171
Promedio Patrimonio	3.007.860	3.052.081	3.142.136	3.227.982	3.389.790	3.542.359	3.325.567
Utilidad	303.794	312.727	321.985	330.068	354.670	360.886	341.902
TASA DE RETORNO	10,1%						

Observamos que la utilidad promedio a percibir por COOPSEL alcanza a Bs341.902.

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 siguientes conceptos:

- 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 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 muestra el resultado obtenido del cálculo de la variación de la tarifa promedio:

Variación de la Tarifa Promedio – COOPSEL
(En Bolivianos diciembre 2017)

DETALLE	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Patrimonio Promedio Afecto a la Concesión (Bs)	3.007.860	3.052.081	3.142.136	3.227.982	3.389.790	3.542.359	3.325.567
Patrimonio Afecto a la Concesión (Bs)	3.007.860	3.096.303	3.187.970	3.267.995	3.511.585	3.573.132	3.385.171
Activo Fijo Bruto	4.085.325	4.323.004	4.590.349	4.820.841	5.232.291	5.478.727	5.030.552
Inversiones	0	237.679	267.345	230.491	411.450	246.436	288.931
Depreciación Acumulada	1.460.817	1.639.968	1.821.543	1.987.559	2.162.060	2.365.125	2.084.072
Activo Fijo Neto	2.624.508	2.683.037	2.768.806	2.833.282	3.070.231	3.113.602	2.946.480
Capital de Trabajo	383.352	413.266	419.163	434.714	441.354	459.530	438.690
Deuda a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos de Explotación (Bs)	4.600.229	4.959.192	5.029.961	5.216.563	5.296.244	5.514.366	5.264.284
Ventas de Energía	4.600.229	4.959.192	5.029.961	5.216.563	5.296.244	5.514.366	5.264.284
Gastos de Explotación (Bs)	4.296.435	4.646.465	4.707.976	4.886.496	4.941.574	5.153.479	4.922.381
Compra de Energía	1.492.969	1.630.137	1.682.260	1.726.351	1.774.739	1.815.055	1.749.601
Operación y Mantenimiento	974.355	1.043.824	1.070.739	1.092.249	1.116.207	1.134.835	1.103.508
Administrativos y Generales	919.711	1.060.595	1.010.437	1.106.591	1.053.872	1.147.757	1.079.664
Consumidores	570.515	622.339	650.330	676.689	701.440	724.907	688.342
Depreciaciones y Amortizaciones	212.577	179.151	181.576	166.016	174.501	203.066	181.289
Impuestos a las Transacciones	158.629	171.007	173.447	179.881	182.629	190.151	181.527
Financieros	0	0	0	0	0	0	0
(-) Otros Ingresos	-32.321	-60.588	-60.813	-61.282	-61.814	-62.291	-61.550
Utilidad (Bs)	303.794	312.727	321.985	330.068	354.670	360.886	341.902
Rentabilidad (%)	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Ventas de Energía (kWh)	3.205.819	3.380.079	3.578.939	3.766.439	3.968.880	4.158.655	3.868.228
Tarifa Promedio Requerida (Bs/kWh) sin Impuestos	1,435	1,467	1,405	1,385	1,334	1,326	1,361
Tarifa Promedio Requerida (Bs/kWh) con Impuestos	1,649	1,686	1,615	1,592	1,534	1,524	1,564
Ingresos con Tarifa Actual (Bs)	4.647.136	4.941.968	5.214.584	5.470.549	5.744.164	5.999.192	5.607.122
Tarifa Promedio Actual (Bs/kWh) sin Impuestos	1,450	1,462	1,457	1,452	1,447	1,443	1,450
Tarifa Promedio Actual (Bs/kWh) con Impuestos	1,666	1,681	1,675	1,669	1,664	1,658	1,666
Variación (%)	-1,0%	0,3%	-3,5%	-4,6%	-7,8%	-8,1%	-6,114%

El cuadro anterior presenta la variación entre la tarifa promedio aplicada actualmente y la propuesta por el Estudio Tarifario, de -6,114%.

El valor agregado de distribución (gastos totales menos compra de energía dividido entre ingresos por ventas de energía) alcanza al 66,76%, es decir que el 33,24% 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
COOPSEL
(En Bolivianos c/IVA)

Categoría	BLOQUES		Unidad	Tarifa Actual (Dic 2017)	Tarifa Propuesta (Dic 2017)	Diferencia (Bs)	Diferencia (%)
Domiciliario							
Cargo Mínimo	0	20	Bs	25,579	23,233	-2,346	-9,17%
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	1,071	0,973	-0,098	-9,15%
General							
Cargo Mínimo	0	20	Bs	28,652	27,936	-0,716	-2,50%
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	1,216	1,186	-0,030	-2,47%
Industrial							
Cargo por Potencia			Bs/kW	69,220	69,220	0,000	0,00%
Cargo por Energía			Bs/kWh	1,166	1,125	-0,041	-3,52%
Alumbrado Público							
Cargo por Energía			Bs/kWh	1,480	1,469	-0,011	-0,74%

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 COOPSEL, 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. Industrial**
Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía y potencia, que realizan transformación de materia prima.
- iv. Categoría Alumbrado Público**
Se aplica a los consumos de alumbrado público de las localidades a los cuales COOPSEL presta el servicio.

La Estructura Tarifaria vigente para COOPSEL, 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	25,579
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	1,071
General				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	28,652
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	1,216
Industrial				
Cargo por Potencia			Bs/kW	69,220
Cargo por Energía			Bs/kWh	1,166
Alumbrado Público				
Cargo por Energía			Bs/kWh	1,480

3.7.2 Estructura Tarifaria Propuesta

La Estructura Tarifaria para COOPSEL, 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.

ii. Categoría General

Se aplica a consumidores de tipo comercial y administración pública y otros generales.

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. Industrial

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

v. Categoría Alumbrado Público

Se aplica a los consumos de alumbrado público de las localidades a las cuales 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	23,233
Cargo por Energía	> 20	Bs/kWh	0,973
Consumidores Domiciliarios con Consumos de Energía			
General			
Cargo Mínimo	0 20	Bs	27,936
Cargo por Energía	> 20	Bs/kWh	1,186
Consumidores de Tipo Comercial y Administración Pública			
Seguridad Ciudadana			
Cargo Mínimo	0 20	Bs	23,233
Cargo por Energía	> 20	Bs/kWh	0,973
Consumidores definidos en la Ley N° 264 Seguridad Ciudadana			
Industrial			
Cargo por Potencia		Bs/kW	69,220
Cargo por Energía		Bs/kWh	1,125
Consumidores de Tipo Industrial con transformación de Energía			
Alumbrado Público			
Cargo por Energía		Bs/kWh	1,469
Consumos de Alumbrado Público de Municipios a los cuales presta el Servicio			

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, 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:



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

$$FIOC = (b*IPC/IPC_0 + c*PD/PD_0 - p_1*n*Xcom - p_2*n*Xcag - p_3*n*Xcc + p_4*ZI + p_5*ZT)$$

Dónde:

- Ct = Cargo tarifario en bolivianos aplicable en el mes de facturación
 Ct₀ = Cargo tarifario en bolivianos aprobado
 TPC = Tarifa promedio de compra de electricidad del mes de facturación, determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos indexados al mes de facturación
 TPC₀ = Tarifa promedio de compra de electricidad base determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos correspondientes al mes base
 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
 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)

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	Consumidores (Nº)	Consumo Facturado (kWh)	Importe Facturado COOPSEL (Bs)	Importe Facturado AE (Bs)	Diferencias (Bs)	Diferencias (%)
Domestico	7.324	193.966	238.353,7	216.185,4	-22.168,3	-9,301%
General	605	78.803	98.473,7	96.001,1	-2.472,6	-2,511%
Industrial	4	22.020	33.431,8	32.525,1	-906,7	-2,712%
Alumbrado P.	20	37.125	54.982,3	54.536,5	-445,8	-0,811%
Total general	7.953	331.914	425.242	399.248	-25.993	-6,113%

3.9 Cargos por Conexión y Reconexión

Los cargos de Conexión y Reconexión propuestos por COOPSEL son los siguientes:

	Cargos por Conexión y Reconexión Actual		Propuesta		Variación
	s/IVA	c/IVA	c/IVA	s/IVA	
Cargo Conex	34,06	39,144	39,144	34,06	0%
Cargo Reconex	53,04	60,965	60,965	53,04	0%

Podemos ver que no existen variaciones en los cargos por conexión y reconexión, ya que COOPSEL propuso aplicar los mismos cargos que actualmente emplea.

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

Cargos de Conexión y Reconexión Base
Período nov 2018- oct 2022
(En Bolivianos con IVA)

Detalle	Unidad	Cargos Base Dic/2017
Cargos por Conexión	Bs/Conexión	39,144
Cargos por Reconexión	Bs/Reconexión	60,965

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 correspondiente al mes Base (correspondiente al segundo mes anterior al mes base.)



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 a los cuales no se les aplica cargos de potencia: El Depósito de Garantía será el monto equivalente a un tercio de la factura mensual, mismo que se calculará de la siguiente manera:

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 fijo sin IVA y los cargos variables sin IVA al consumo determinado anteriormente, vigente en el mes de aplicación del Depósito de Garantía.

- b) En el caso de consumidores a los cuales se les aplica cargos de potencia: 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 Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL), 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 del 2 de marzo de 2001 y a la Metodología de Cálculo de Precios y Tarifas aprobada mediante Resolución AE N° 064/2010 de 3 de marzo de 2010.

La Cooperativa de Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL), distribuye energía eléctrica en las Provincias; Tomas Barrón, Nor Carangas, San Pedro de Totora, del Departamento de Oruro y en las provincias Gualberto Villarroel del Departamento de La Paz; por consiguiente la proyección de la demanda fue elaborada para toda la zona de concesión por un 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 y se consideraron los objetivos de cobertura del servicio que fueron definidos por el Regulador.
- La determinación de los valores proyectados de la demanda en las otras categorías fueron realizadas mediante modelos econométricos y tendenciales de correlación con el tiempo.
- Los niveles de pérdidas de energía en distribución son bastante elevadas durante los años anteriores al Estudio Tarifario 2018 – 2022, obteniéndose en promedio un

porcentaje de pérdidas de 30,12%. No pudiéndose considerar un porcentaje de pérdidas tan elevado, se propuso considerar el valor de la gestión 2017, como inicio del periodo tarifario, llegando a una meta de 20,0% en la gestión 2022, nivel que está por encima de otros sistemas menores.

- Se obtuvo un factor de carga de 44,30%, valor que corresponde al promedio de las tres últimas gestiones (2015, 2016 y 2017), proponiendo un incremento gradual de 0,5% por gestión, llegando a una meta de 46,30% en la gestión 2022, valor que es inferior al registrado en la gestión 2017.
 - Para la determinación de los activos fijos y depreciación acumulada, se toma como base los valores considerados en el Estudio Tarifario periodo 2013 – 2016, cuyos saldos finales de la gestión 2011 están citados en la Resolución AE N° 171/2013 de 03 de abril de 2013; asimismo, se consideraron las inversiones reconocidas de los periodos 2013 – 2017, cuyos valores están aprobados en la Resolución AE N° 873/2018 de 20 de noviembre de 2018. Estos activos existentes fueron evolucionados y actualizados de conforme al Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008.
 - COOPSEL presentó un Programa de Inversiones para el período tarifario 2018 – 2022, el cual fue revisado y el total de las inversiones programadas aprobadas por la AE mediante Resolución AE 874/2018 de 20 de noviembre de 2018, es de Bs1.393.402 (Un millón trescientos noventa y tres mil cuatrocientos dos 00/100 bolivianos).
 - El año base del Estudio Tarifario corresponde a la gestión 2017.
 - Los Costos Operativos base corresponden a los gastos afectos a la concesión optimizados del periodo 2015 – 2017.
 - 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° 036/2015 del 28 de enero de 2015.
- El impacto tarifario es de -6,114% respecto a la tarifa aplicada en 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 2018 – 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 y se basa en el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AE, de acuerdo al Informe AE DPT N° 817/2018 de 21 de noviembre de 2018; en consecuencia, de acuerdo a la disposición del párrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2009, se hace aceptación del referido Informe como fundamentación de la presente Resolución.

CONSIDERANDO (CONCLUSIÓN)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE DPT N° 817/2018 de 21 de noviembre de 2018, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AE, corresponde aprobar para COOPSEL los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2018 – 2022; aprobar para COOPSEL 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° 092/2018 de 03 de octubre de 2018, se designó a la servidora pública Britta Adriana Miranda Cabrera como Directora Legal Interina de la AE, a partir del 04 de octubre 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 Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL), 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 Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL), los Costos de Suministro para el periodo 2018 – 2022, conforme al Anexo I de la presente Resolución.

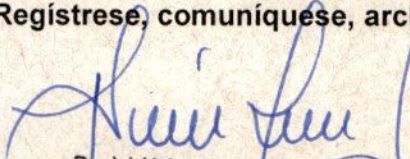
TERCERA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL), la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022 y su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2018, conforme al Anexo II de la presente Resolución.

CUARTA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL), 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 Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda." (COOPSEL), 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:


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





ANEXO N° I

PROYECCION DE LA DEMANDA (PERIODO 2018 – 2022)

Número de Consumidores Totales por Categoría y Año

Año	Domiciliario	General	Industrial	AP	Total
2013	6.012	550	2	20	6.584
2014	6.468	568	4	20	7.060
2015	6.785	560	6	22	7.373
2016	7.049	602	5	22	7.678
2017	7.324	605	4	20	7.953
2018	7.715	626	4	20	8.365
2019	8.073	644	4	20	8.741
2020	8.408	663	4	20	9.095
2021	8.723	681	4	20	9.428
2022	9.020	699	4	20	9.743

Tasas de Crecimiento por Categoría y Año

Año	Domiciliario	General	Industrial	AP	Total
2013					
2014	7,6%	3,3%	100,0%	0,0%	7,2%
2015	4,9%	-1,4%	50,0%	10,0%	4,4%
2016	3,9%	7,5%	-16,7%	0,0%	4,1%
2017	3,9%	0,5%	-20,0%	-9,1%	3,6%
2018	5,3%	3,5%	0,0%	0,0%	5,2%
2019	4,6%	2,9%	0,0%	0,0%	4,5%
2020	4,2%	3,0%	0,0%	0,0%	4,1%
2021	3,7%	2,7%	0,0%	0,0%	3,7%
2022	3,4%	2,6%	0,0%	0,0%	3,3%

Ventas de Energía Totales (MWh) por Categoría y Año

Año	Domiciliario	General	Industrial	AP	Total
2014	1.290,37	734,43	331,51	291,05	2.647,36
2015	1.402,58	782,31	235,65	289,94	2.710,48
2016	1.414,46	1.007,09	246,41	379,99	3.047,94
2017	1.370,07	1.013,09	407,39	415,26	3.205,82
2018	1.443,13	1.101,68	412,86	422,41	3.380,08
2019	1.510,14	1.188,85	430,27	449,68	3.578,94
2020	1.572,86	1.276,99	450,75	465,84	3.766,44
2021	1.631,72	1.365,11	476,45	495,60	3.968,88
2022	1.687,36	1.453,23	495,38	522,68	4.158,65

Tasas de Crecimiento por Categoría y Año

Año	Domiciliario	General	Industrial	AP	Total
2014					
2015	8,7%	6,5%	-28,9%	-0,4%	2,4%
2016	0,8%	28,7%	4,6%	31,1%	12,5%
2017	-3,1%	0,6%	65,3%	8,7%	5,1%
2018	5,3%	8,7%	1,3%	2,3%	5,5%
2019	4,6%	7,9%	4,2%	6,5%	5,9%
2020	4,2%	7,4%	4,8%	3,6%	5,2%
2021	3,7%	6,9%	5,7%	6,4%	5,4%
2022	3,4%	6,5%	4,0%	5,5%	4,8%



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

ANEXO I A LA RESOLUCIÓN AE N° 881/2018
TRÁMITE N° 2017-19015-33-11-0-0-DPT
CIAE N° 0029-0005-0003-0002
La Paz, 21 de noviembre de 2018

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

Costos	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Compra de Energía	1.492.969	1.630.137	1.682.260	1.726.351	1.774.739	1.815.055	1.749.601
Operación y Mantenimiento	974.355	1.043.824	1.070.739	1.092.249	1.116.207	1.134.835	1.103.508
Administrativos y Generales	873.709	1.011.003	960.137	1.054.426	1.000.909	1.092.613	1.027.021
Impuesto a las Transacciones	158.629	171.007	173.447	179.881	182.629	190.151	181.527
Cuentas Incobrables	46.002	49.592	50.300	52.166	52.962	55.144	52.643
Depreciaciones y Amortizaciones	212.577	179.151	181.576	166.016	174.501	203.066	181.289
Consumidores	570.515	622.339	650.330	676.689	701.440	724.907	688.342
Utilidad	303.794	312.727	321.985	330.068	354.670	360.886	341.902
Total Costos	4.632.549	5.019.780	5.090.774	5.277.845	5.358.058	5.576.657	5.325.833
(-) Otros Ingresos	-32.321	-60.588	-60.813	-61.282	-61.814	-62.291	-61.550
Total Costos	4.600.229	4.959.192	5.029.961	5.216.563	5.296.244	5.514.366	5.264.284

ANEXO N° II

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE
Cooperativa de Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda."
(A precios de Diciembre 2017 con impuestos)
Periodo noviembre 2018 – octubre 2022

Categoría	Bloques		Unidad	dic-17
Domiciliario				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	23,233
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	0,973
<i>Consumidores Domiciliarios con Consumos de Energía</i>				
General				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	27,936
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	1,186
<i>Consumidores de Tipo Comercial y Administración Pública</i>				
Seguridad Ciudadana				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	23,233
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	0,973
<i>Consumidores definidos en la Ley N° 264 Seguridad Ciudadana</i>				
Industrial				
Cargo por Potencia			Bs/kW	69,220
Cargo por Energía			Bs/kWh	1,125
<i>Consumidores de Tipo Industrial con transformación de Energía</i>				
Alumbrado Público				
Cargo por Energía			Bs/kWh	1,469
<i>Consumos de Alumbrado Público de Municipios a los cuales presta el Servicio</i>				

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

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

Dónde:

- Ct = Cargo tarifario en bolivianos aplicable en el mes de facturación
- Ct₀ = Cargo tarifario en bolivianos aprobado
- TPC = Tarifa promedio de compra de electricidad del mes de facturación, determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos indexados al mes de facturación
- TPC₀ = Tarifa promedio de compra de electricidad base determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos correspondientes al mes base
- 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



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)



ANEXO N° III

**CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN
Cooperativa de Servicios Eléctricos "5 de Agosto Ltda."
(A precios de Diciembre 2017 con impuestos)
Periodo noviembre 2018 – octubre 2022**

Detalle	Unidad	Cargos Base Dic/2017
Cargos por Conexión	Bs/Conexión	39,144
Cargos por Reconexión	Bs/Reconexión	60,965

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LOS CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN

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

Dónde:

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

ANEXO N° IV

PROCEDIMIENTO PARA EL COBRO DEL DEPÓSITO DE GARANTÍA

El procedimiento a seguir para el depósito de garantía será:

- a) En el caso de consumidores a los cuales no se les aplica cargos de potencia: El Depósito de Garantía será el monto equivalente a un tercio de la factura mensual, mismo que se calculará de la siguiente manera:

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 fijo sin IVA y los cargos variables sin IVA al consumo determinado anteriormente, vigente en el mes de aplicación del depósito de garantía.

- b) En el caso de consumidores a los cuales se les aplica cargos de potencia: 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.