

TRÁMITE: Estudio Tarifario presentado por la Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL) para el periodo 2017-2020.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para la Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL) los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2017 – 2020; los Costos de Suministro, para el periodo 2017 – 2020; la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación del periodo 2017 – 2020, para su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2017; los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación del periodo 2017 – 2020, para su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2017; e instruir a COSEAL la determinación del depósito de garantía, de acuerdo al procedimiento.

VISTOS:

La nota AE-2231-DPT-335/2016 de 19 de septiembre de 2016; la nota con Registro N° 2655 de 02 de marzo de 2017; la nota con Registro N° 2821 de 06 de marzo de 2017; la nota AE-1023-DPT-155/2017 de 27 de abril de 2017; la nota con Registro N° 6664 de 23 de mayo de 2017; la nota AE-1263-DPT-216/2017 de 31 de mayo de 2017; la nota con Registro N° 8300 de 27 de junio de 2017; la nota AE-1575-DPT-269/2017 de 05 de julio de 2017; la nota con Registro N° 8545 de 03 de junio de 2017; la nota AE-1437-DPT-244/2017 de 19 de junio de 2017; la nota con Registro N° 8629 de 04 de julio de 2017; la Resolución AE N° 399/2017 de 03 de agosto de 2017; la nota con Registro N° 12584 de 19 de septiembre de 2017; la nota AE-2274-DPT-438/2017 de 25 de septiembre de 2017; la nota remitida vía fax de 06 de octubre de 2017; la nota AE-2420-DPT-469/2017 de 10 de octubre de 2017; la nota con Registro N° 13691 de 11 de octubre de 2017; la Resolución AE N° 580/2017 de 17 de octubre de 2017; la nota AE-2488-DPT-479/2017 de 18 de octubre de 2017; la nota con Registro N° 15583 de 16 de noviembre de 2017; la nota con Registro N° 16128 de 27 de octubre de 2017; el Informe AE DPT N° 833/2017 de 1° de diciembre de 2017; y todo lo que ver convino, se tuvo presente, y;

CONSIDERANDO: (ANTECEDENTES)

Que mediante nota AE-2231-DPT-335/2016 de 19 de septiembre de 2016, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), remitió a la Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL) los documentos a ser considerados para la realización de su nuevo Estudio Tarifario 2017-2020.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 2655 de 02 de marzo de 2017, COSEAL comunicó que contrató los servicios de la empresa Advanced Business Strategies Consulting Group SRL (ABS) para la elaboración de su Estudio Tarifario 2017-2020.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 2821 de 06 de marzo de 2017, COSEAL presentó su Estudio Tarifario para el periodo 2017-2020.

Que mediante nota AE-1023-DPT-155/2017 de 27 de abril de 2017, se puso en conocimiento de COSEAL las observaciones al Estudio Tarifario a ser consideradas en el Informe Final, otorgando un plazo de quince (15) días para subsanar las mismas.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 6664 de 23 de mayo de 2017, COSEAL solicitó ampliación de diez (10) días hábiles para la presentación de las observaciones al Estudio Tarifario 2017-2020, considerando el respaldo del Plan de Inversiones que debe efectuarse, así como el cambio de año base e información contable necesaria para cumplir con las observaciones.

Que mediante nota AE-1263-DPT-216/2017 de 31 de mayo de 2017, de manera excepcional concedió la ampliación de plazo solicitado mediante nota con Registro N° 6664 de 23 de mayo de 2017.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8300 de 27 de junio de 2017, COSEAL solicitó nuevamente ampliación de plazo para la presentación de las observaciones al Estudio Tarifario 2017-2020, debido al cambio de año base y otros ajustes necesarios en el plan de inversiones.

Que mediante nota AE-1575-DPT-269/2017 de 05 de julio de 2017, se concedió la ampliación de plazo de cinco (5) días hábiles administrativos, considerando nuevamente los justificativos expuestos.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8545 de 03 de junio de 2017, COSEAL presentó el documento final del Estudio Tarifario corregido en formato físico y digital.

Que mediante nota AE-1437-DPT-244/2017 de 19 de junio de 2017, se solicitó información de los históricos de potencia de al menos un año de los usuarios cooperativistas mineros a los cuales pretende migrar de categoría; asimismo, señalar si estos usuarios cuentan con los medidores adecuados para realizar el registro de potencia.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8629 de 04 de julio de 2017, COSEAL presentó datos históricos de las demandas registradas por las cooperativas mineras.

Que mediante Resolución AE N° 399/2017 de 03 de agosto de 2017, se aprobó el Programa de Inversiones de COSEAL para el periodo 2017-2020 con un monto válido de Bs3.347.901,59 (Tres millones trescientos cuarenta y siete mil novecientos un 59/100 Bolivianos).

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 12584 de 19 de septiembre de 2017, COSEAL solicitó dejar en suspenso temporal la aprobación del Estudio Tarifario 2017-2020, debido a la instalación de nuevos equipos de medición y otros ajustes realizados en los sistemas de medición y facturación por parte de SEPSA, que originaron cambios en la compra de energía de hasta el 47% con relación al mes de julio de 2017, situación que afectaría el equilibrio financiero de COSEAL, sin que este se encuentre considerado en el actual Estudio Tarifario.

Que mediante nota AE-2274-DPT-438/2017 de 25 de septiembre de 2017, se otorgó un plazo de modificaciones al Estudio Tarifario de quince (15) días calendario.

Que mediante nota COSEAL/OF/ADM/N° 0360/2017 de 06 de octubre, enviada por COSEAL vía fax, solicitó reunión para tratar temas del Estudio Tarifario para el 10 de

octubre de 2017.

Que mediante nota AE-2420-DPT-469/2017 de 10 de octubre de 2017, se aceptó realizar la reunión el día 13 de octubre de 2017.

Que mediante nota recepcionada en al AE con Registro N° 13691 el 11 de octubre de 2017, COSEAL solicitó por última vez una ampliación de plazo de diez (10) días hábiles administrativos, para la presentación de las modificaciones al Estudio Tarifario 2017-2020.

Que mediante Resolución AE N° 580/2017 de 17 de octubre de 2017, se estableció que el monto válido y reconocido por la AE como inversión efectivamente ejecutada por COSEAL en el periodo 2013-2016, alcanzó a un valor de Bs2.105.654,17 (Dos millones ciento cinco mil seiscientos cincuenta y cuatro 17/100 Bolivianos) que representa el 82,00% de las inversiones comprometidas para dicho periodo aprobadas mediante Resolución AE N° 240/2013 de 29 de abril de 2013, equivalente a Bs2.567.945,00 (Dos millones quinientos sesenta y siete mil novecientos cuarenta y cinco 00/100 Bolivianos).

Que mediante nota AE-2488-DPT-479/2017 de 18 de octubre de 2017, se otorgó a COSEAL un plazo de modificaciones al Estudio Tarifario de diez (10) días hábiles administrativos.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 15583 de 16 de noviembre de 2017, COSEAL presentó el documento final del Estudio Tarifario con las modificaciones en cuanto a la compra de energía eléctrica corregido en formato físico y digital.

Que mediante nota recepcionada en la AE Registro N° 16128 el 27 de octubre de 2017, COSEAL remitió el cálculo del consumo de alumbrado público para que el mismo sea incluido en el Estudio Tarifario 2017 – 2020.

Que el Informe AE DPT N° 833/2017 de 1° de diciembre de 2017, en base al análisis efectuado recomienda aprobar para COSEAL los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2017 – 2020; los Costos de Suministro, para el periodo 2017 – 2020; la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación del periodo 2017 – 2020, para su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2017; los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación del periodo 2017 – 2020, para su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2017; e instruir a COSEAL la determinación del depósito de garantía, de acuerdo al procedimiento.

CONSIDERANDO: (MARCO LEGAL)

Que el artículo 20 de la Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia (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, 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, establece: *“Los precios máximos para el suministro de electricidad de las empresas de Distribución a sus consumidores regulados contendrán las tarifas base y las fórmulas de indexación. (...)”*

Que el artículo 53 de la Ley de Electricidad, establece: *“(...) La Superintendencia de Electricidad aprobará o rechazará los estudios efectuados por los consultores, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada, formulando las observaciones que considere pertinentes.”*

Que el artículo 55 de la Ley de Electricidad, establece: *“La Superintendencia de Electricidad aprobará para cada empresa de Distribución, estructuras tarifarias definidas en función 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 02 de marzo de 2001, dispone:

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

Para la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por la Superintendencia de Electricidad, se utilizará la variación anual del tipo de cambio. Para la actualización del valor de los activos, resultante de la diferencia entre el valor total y el valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, se utilizará la variación anual del Índice de Precios al Consumidor”.

Que el Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, tiene por objeto modificar el RPT aprobado por Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001 y el Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003.

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° 462/2014 de 26 de septiembre de 2014, se aprobó la tasa de retorno del 10,1%, que las empresas de distribución deben aplicar para el periodo tarifario noviembre 2014 a octubre 2018.

CONSIDERANDO: (ANÁLISIS)

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, realizó el análisis relativo al Estudio Tarifario de la Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL) para el periodo 2017-2020, contenido en su Informe AE DPT N° 833/2017 de 1° de diciembre de 2017 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 Atocha Ltda. (COSEAL) para el período 2017 – 2020, 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 zona de operación de la Cooperativa comprende la ciudad de Atocha parte Noroeste de la Provincia Sud Chichas del Departamento de Potosí. El Municipio de Atocha, limita al Norte con la Provincia Quijarro, al Noreste con la Provincia Nor Chichas, al Sur y Sureste con el Municipio de Tupiza, al Oeste con las Provincias Nor Lipez y Sud Lipez.

De acuerdo al Censo Nacional de Población y Vivienda INE/2012, se registraron en el municipio de Atocha 4.347 viviendas, de las cuales 4.290 son particulares y 57 son viviendas colectivas.

De todas estas, 3.576 viviendas estaban ocupadas al momento del Censo y de éstas 3.322 contaban con energía eléctrica; es decir, que Atocha tenía una cobertura aproximada de un 93% .

Para el presente estudio, las categorías tarifarias empleadas por COSEAL para el Análisis de Demanda son las que se presentan a continuación:

Categorías
Domiciliaria
General
Industrial Menor
Industrial Mayor
Bombas de Agua
Seguridad Ciudadana
Alumbrado Público

El periodo de proyección y análisis contenido en el presente informe, incluye los años 2017 - 2020, en consideración a las disposiciones administrativas y regulatorias emanadas por la AE, cumpliendo los cuatro años establecidos en la Ley de Electricidad que señala en su artículo 51 lo siguiente: "...Por periodos de cuatro años, la Superintendencia de Electricidad aprobará los precios máximos de suministro de electricidad para los Consumidores Regulados de cada empresa de Distribución. Las tarifas y sus fórmulas de indexación tendrán vigencia por este período...".

Para dicha proyección, se ha considerado la metodología establecida en la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, emitida por la extinta Superintendencia de Electricidad, así como la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.

Consecuentemente, para la proyección de los valores de la demanda considerados en el Estudio Tarifario para el periodo 2017 a 2020, se utilizó la información histórica anual existente correspondiente al periodo 2001 – 2016, aunque la misma tuvo que ser en algunos casos sólo de carácter referencial debido a las múltiples inconsistencias de las que adolece.

Sin embargo, toda vez que el informe final del Estudio Tarifario presentado por COSEAL se encontraba en proceso de revisión y aprobación por parte de la AE, surgieron nuevos elementos que modificaron de manera substancial los escenarios de proyección del periodo tarifario, resultado de la facturación de SEPSA realizada con nuevos equipos de medición, ocasionando volúmenes de ventas de energía diferentes a los que se había estado facturando durante estos últimos años y mayores niveles en las compras realizadas por la Cooperativa.

A raíz de este inconveniente, COSEAL solicitó a la AE, dada la delicada situación de este tema, la suspensión del trámite de aprobación, con el objeto de realizar los ajustes necesarios en el estudio. En respuesta, la AE concedió dicha solicitud otorgando un plazo de quince (15) días para que el estudio sea revisado y entregado en su nueva versión, siendo este plazo nuevamente ampliado a solicitud de COSEAL por diez (10) días adicionales.

En consecuencia, la proyección de la demanda que a continuación es detallada, incluye las correcciones efectuadas descritas anteriormente en la proyección de consumidores, ventas de energía, costos de compra y balance de energía.

3.1.1 Proyección de Consumidores

Es necesario mencionar que en las proyecciones tanto de consumidores como de energía se aplicaron métodos analíticos y tendenciales, debido fundamentalmente a la falta de información macroeconómica que de forma confiable explique la conducta de los agentes por zonas económicas o departamentos en Bolivia, para la utilización de métodos econométricos. Asimismo, nuevamente hacemos notar que la información proporcionada anterior al año 2015 es totalmente distorsionada y no confiable, debido a que los registros eran llevados de manera manual y no incluían depuraciones de clientes que habían dejado de estar conectados con COSEAL, por lo que se recurrió a las bases de datos de tarifa dignidad presentadas por la Cooperativa de las gestiones 2015-2017.

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 fue trabajada considerando fundamentalmente la información emergente del censo 2012, tomando como año base el año 2016, considerando que se cuenta con datos reales a este año.

Los datos considerados para la proyección incluyeron por una parte, información demográfica, consistente en datos de población, viviendas ocupadas, y tasa de crecimiento de la población, los mismos que fueron extractados de datos oficiales emitidos por el Instituto Nacional de Estadística. A partir de esta información se construyeron los indicadores de Grado de electrificación (viviendas electrificadas/viviendas ocupadas), y el Índice de Habitantes por Vivienda (Población/viviendas ocupadas).

Adicionalmente, se empleó otra información comercial y eléctrica relacionada con la zona.

La proyección de clientes para esta categoría fue basada en información demográfica del Instituto Nacional de Estadística, consistente en la evolución histórica y proyección para el periodo futuro de las siguientes variables:

- a) La Población.
- b) La cantidad de viviendas electrificadas. En este caso, dado que la provisión del servicio es únicamente a comunidades aledañas y considerando el dato del número de clientes de la empresa nos ha permitido determinar un índice de cobertura del 92,9% a 2012 y una meta de cobertura del 97% al año 2020.

Es importante hacer notar que la información obtenida del INE para el censo de 2012 presenta información en relación a la cobertura total del municipio.

Asimismo, se aplicaron los siguientes parámetros:

- *Crecimiento poblacional: Se utilizaron las proyecciones del INE sobre la población del municipio de Atocha hasta el año 2020.*
- *Índice de conexiones comunes (ICC) obtenido por la consultora a partir de la información de la ficha municipal reportada por el INE para el censo de población y vivienda 2012. Debido a que los datos de COSEAL en relación con el número de clientes residenciales para el año 2012 no es consistente, se ha estimado el mismo a partir del año 2014, año para el cual la información del número de consumidores fue verificada y validada por COSEAL de forma electrónica, así, el ICC determinado para el año 2014 a 2016 es de 1,173, 1,246 y 1,244, respectivamente, mostrando un comportamiento creciente. Dado que un ICC creciente no es razonable, se ha asumido como supuesto que éste alcanzara el valor de 1,2 al año 2020, es decir se asume que la cantidad de habitantes por vivienda va descendiendo ligeramente, hasta alcanzar en 2020 a 3,17 personas por habitación. Con esto se ha determinado la serie de cantidad de viviendas del municipio, hasta el año 2020.*
- *Tasa de Cobertura objetivo de 97% para 2020.*

Los resultados obtenidos para la proyección de consumidores de la categoría domiciliaria con la metodología antes descrita, son expuestos a continuación:

Proyección de Consumidores Domiciliarios

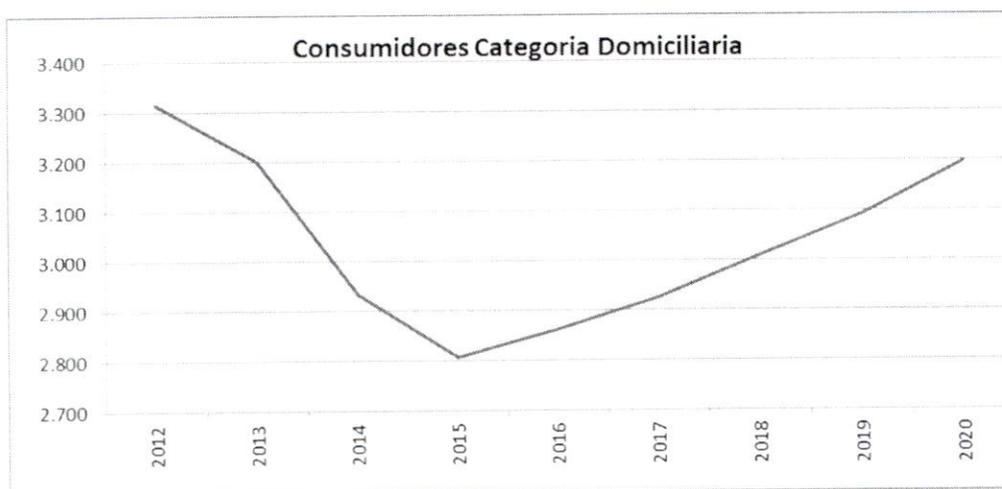
AÑO	Población Urbana Atocha 2da. Sección con crec. 1992-2001 INE	Crec. Poblacional Atocha (datos INE)	Indice de Habitantes por Vivienda (IHV)	Viviendas Ocupadas (urbano-rural)	Cobertura	Viviendas electrificadas	I.C.C	N° de Clientes categoría	Crecimiento de Clientes (%)
2012	11.489		3,21	3.576	92,90%	3.322		3.315	-3,31%
2013	11.612	1,071%	3,21	3.620	93,35%	3.379		3.201	-3,42%
2014	11.741	1,111%	3,20	3.666	93,81%	3.439	1,173	2.931	-8,43%
2015	11.859	1,005%	3,20	3.708	94,26%	3.496	1,246	2.806	-4,26%
2016	11.997	1,164%	3,19	3.758	94,72%	3.559	1,244	2.862	2,00%
2017	12.121	1,034%	3,19	3.802	95,18%	3.619	1,238	2.924	2,17%
2018	12.266	1,196%	3,18	3.854	95,63%	3.686	1,225	3.008	2,88%
2019	12.396	1,060%	3,18	3.901	96,09%	3.748	1,213	3.091	2,75%
2020	12.543	1,186%	3,17	3.953	97,00%	3.835	1,200	3.196	3,38%

En base a la metodología mencionada en el punto anterior, a continuación se presenta el resumen de los resultados obtenidos en la categoría domiciliaria, proyección que alcanza el periodo 2017-2020:

Proyección de Consumidores Categoría Domiciliaria

Año	N° de Clientes categoría	Crecimiento de Clientes (%)
2012	3.315	-3,31%
2013	3.201	-3,42%
2014	2.931	-8,43%
2015	2.806	-4,26%
2016	2.862	2,00%
2017	2.924	2,17%
2018	3.008	2,88%
2019	3.091	2,75%
2020	3.196	3,38%

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



3.1.1.2 Categoría General

Es necesario mencionar que COSEAL planteo dividir esta categoría en dos subcategorías, sin embargo esta propuesta podría traer inconvenientes a la Cooperativa ya que según la Norma para la Aplicación de Tarifas de Distribución aprobada en el Anexo a la Resolución SSDE N° 162/2001, en su artículo 2.5 Cambio de categoría o Subcategoría menciona lo siguiente: **“...El cambio de categoría de un consumidor, se efectuará en forma automática si se observa una modificación del patrón de consumo por más de seis meses consecutivos. La recategorización se realizará de acuerdo a la clasificación detallada en los puntos 2.1 al 2.3 a partir del séptimo mes de observado el cambio en el consumo. Para el caso de consumidores de medianas y grandes demandas estos deberán pagar para cada uno de los meses restantes hasta octubre inclusive, salvo acuerdo entre partes, un importe por concepto de potencia, resultante de aplicar los cargos de potencia vigentes a la última potencia facturada de la categoría anterior o a la potencia a ser facturada de la nueva categoría, la que sea mayor”**

En consecuencia, determinar un patrón de consumo constante por más de seis meses, conllevaría una migración entre subcategorías de manera continua, debiendo COSEAL contar con un sistema de facturación especializado que mantenga un adecuado sistema de control en dichos comportamientos.

En este caso, luego de analizar las dos alternativas, la AE optó por mantener una sola categoría en este caso y proyectar los valores en base a los históricos registrados del periodo 2015-2017, considerando que la información de clientes no presenta un patrón que pueda ser reproducible, con datos que denotan tasas de crecimiento de más del 80% y caídas de hasta un 22%.

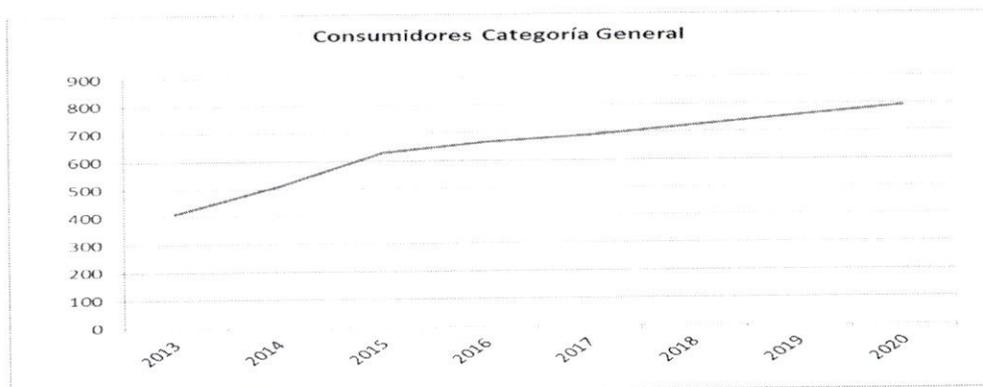
En este sentido, la proyección del número de clientes fue realizada en base al promedio de las tasas de crecimiento reales presentadas en el periodo 2015-2017, misma que alcanza al 4.73%, desestimando utilizar la tasa de crecimiento del PIB departamental promedio de 1992 a 2014 que fue de 3,85% que propuso la Cooperativa.

Considerando la explicación antes realizada, los resultados de la proyección son los siguientes:

**Número de Consumidores
Categoría General**

AÑO	Cientes	Crec. (%)
2013	411	-14,38%
2014	511	24,33%
2015	629	23,09%
2016	667	6,04%
2017	690	3,42%
2018	722	4,73%
2019	757	4,73%
2020	792	4,73%

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



3.1.1.3 Categoría Industrial

La categoría industrial de COSEAL tiene dos sub-categorías: Industrial Menor e Industrial Mayor. Par este caso, se propone incluir en la Categoría Industrial Mayor a todos los consumidores que tienen una potencia instalada igual o mayor de 50kW.

Asimismo, se toma como supuesto el cambio de usuarios de la Categoría Industrial Menor a la Categoría Industrial Mayor con el objeto de proceder con el cobro de energía y potencia.

3.1.1.3.1 Categoría Industrial Menor

Es necesario nuevamente mencionar, que hasta antes del año 2012 la Cooperativa no se encontraba operando bajo el régimen de la Ley de Electricidad, por lo que el resguardo de la información histórica fue escaso.

La información histórica muestra un comportamiento que no permite reproducir un patrón, pues las observaciones muestran resultados altamente volátiles, además como ya se había mencionado se pretende recategorizar a aquellos usuarios que por su capacidad instalada corresponden a la categoría Industrial Mayor. Así la cantidad de usuarios que quedaran en

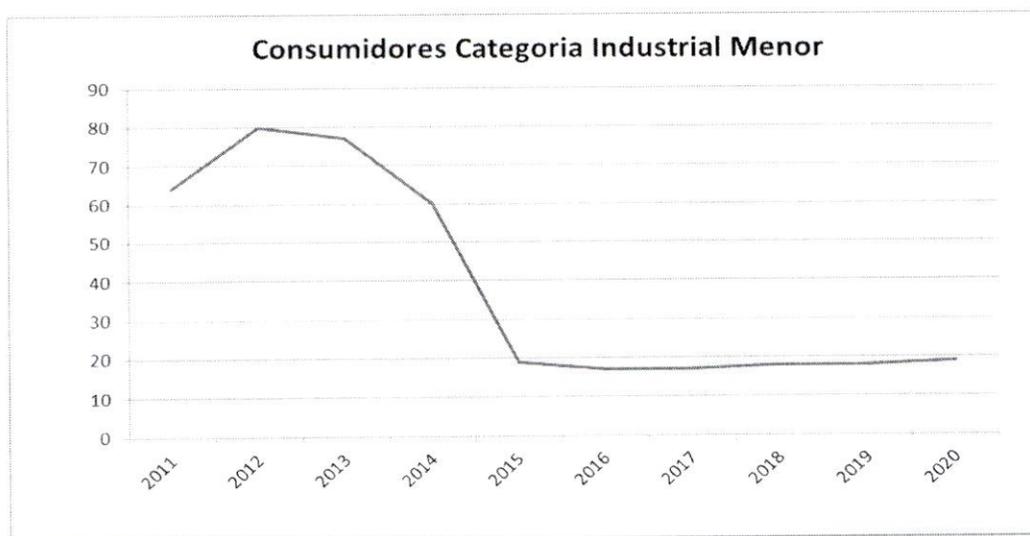
la categoría industrial menor de 17, por lo que se ha asumido que hasta el año 2020 se tendrá un incremento de 2 nuevos usuarios, es decir al año 2020 se tendrán 19 usuarios en esta categoría.

Los resultados de la proyección se presentan a continuación:

**Número de Consumidores
Categoría Industrial Menor**

Año	Industrial	Crec. (%)
2011	64	0,00%
2012	80	25,00%
2013	77	-3,75%
2014	60	-22,08%
2015	19	-68,33%
2016	17	-10,53%
2017	17	0,00%
2018	18	5,88%
2019	18	0,00%
2020	19	5,56%

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



3.1.1.3.2 Categoría Industrial Mayor

En la Categoría Industrial mayor están incluidos todos los usuarios industriales cuya potencia instalada es igual o superior a 50 kW.

En el caso de COSEAL esta categoría a pesar de estar aprobada desde el anterior estudio tarifario, en diciembre de 2016 incorpora a su primer cliente; sin embargo, como se ha indicado anteriormente, se considera como un supuesto que los clientes de la categoría industrial menor sean recategorizados a esta Categoría para que la Cooperativa pueda efectivizar el cobro de potencia.

Así, en la proyección de la cantidad de usuarios de esta categoría, se ha considerado tanto la recategorización, como la incorporación de dos nuevos usuarios verificada entre las gestiones 2016 y 2017, así como asumir un crecimiento de un usuario en el año 2018 y 2020 para mantener la tendencia:

**Número de Consumidores
Categoría Industrial Mayor**

AÑO	Industrial	Crec. (%)
2012	0	
2013	0	
2014	0	
2015	11	
2016	12	9,09%
2017	13	8,33%
2018	14	3,85%
2019	14	3,85%
2020	15	3,85%

3.1.1.4 Categoría Seguridad Ciudadana

Se está incorporando esta nueva categoría conforme a las disposiciones vigentes. El único cliente que correspondería a esta categoría al presente figuraba como un consumidor de Categoría General.

**Número de Consumidores
Categoría Seguridad Ciudadana**

AÑO	Clientes	Crec. (%)
2015	1	
2016	1	0,00%
2017	1	0,00%
2018	1	0,00%
2019	1	0,00%
2020	1	0,00%

3.1.1.5 Categoría Bombas de Agua

Al igual que la Categoría Seguridad Ciudadana, la incorporación de esta categoría obedece al cumplimiento de la normativa vigente. Hasta ahora, los clientes de esta categoría figuraban en la Categoría General.

**Número de Consumidores
Categoría Bombas de Agua**

AÑO	Clientes	Crec. (%)
2015	2	
2016	3	50,00%
2017	4	33,33%
2018	4	0,00%
2019	4	0,00%
2020	4	0,00%

3.1.1.6 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 alumbrado público es una variable cuya dinámica depende de la incorporación de un nuevo centro urbano (municipio), en el presente caso no se espera tal situación porque dentro del área de servicio de COSEAL se tiene cobertura a todo el municipio y no se tiene previsto expandir el servicio a otros municipios.

**Número de Consumidores
Categoría Alumbrado Público**

AÑO	A.P.	Crec. (%)
2008	1	0%
2009	1	0%
2010	1	0%
2011	1	0%
2012	1	0%
2013	1	0%
2014	1	0%
2015	1	0%
2016	1	0%
2017	1	0%
2018	1	0%
2019	1	0%

3.1.2 Proyección de Ventas de Energía

Entre los criterios considerados para la proyección de todas las categorías se tienen:

- Período histórico: 2004-2016.
- Período efectivo considerado 2014-2016 y Enero – Septiembre 2017
- Se consideraron las tasas de crecimiento PIB Departamental.

Los datos de indicadores estadísticos correspondientes al periodo 1992 al 2013, fueron tomados de los datos publicados por el INE en su portal WEB y la página que reporta los resultados del Censo de Población y Vivienda 2012. También se han considerado de esta misma fuente los datos por municipio, en concreto para el municipio de Atocha publicados por el INE con los resultados del censo nacional de población y vivienda de 2012.

Asimismo, se han considerado los datos relativos a las mismas variables, existentes en el portal web del Banco Central de Bolivia.

Al igual que en el caso del número de consumidores, se hizo un ajuste en los consumos históricos, con información de reciente procesamiento en COSEAL, lo que ha dado lugar a importantes diferencias en la demanda históricamente observada entre 2014 y 2016.

3.1.2.1 Categoría Domiciliaria

Se analizó la evolución del consumo por cliente domiciliario de acuerdo a la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002.

El crecimiento del consumo unitario muestra una altísima volatilidad lo que no permite realizar un tratamiento de los datos que pueda reproducir una proyección fiable. Por esta

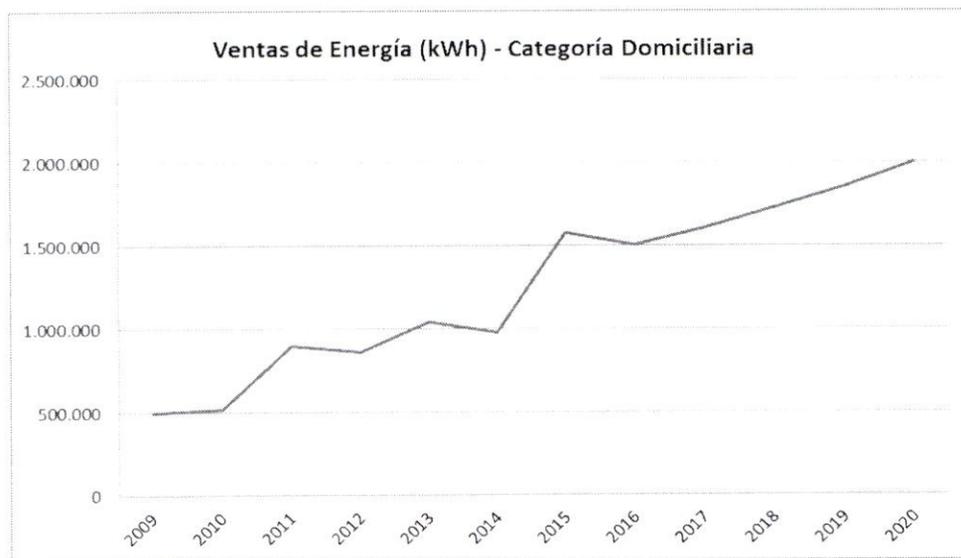
razón se utilizó para proyectar el crecimiento del consumo unitario residencial el crecimiento del último año, ya que consideramos que es mejor valor referencial que el PIB departamental propuesto por COSEAL.

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

Ventas de Energía Categoría Domiciliaria (kWh)

Año	t	kWh/Cliente	%	kWh	%	N° Clientes
2012	8	267,011	1,50%	860.043,46	-4,63%	3.221
2013	9	326,207	22,17%	1.044.190,00	21,41%	3.201
2014	10	333,292	2,17%	976.880,00	-6,45%	2.931
2015	11	561,096	68,35%	1.574.436,00	61,17%	2.806
2016	12	523,915	-6,63%	1.499.446,00	-4,76%	2.862
2017	13	547,385	4,48%	1.600.551,99	6,74%	2.924
2018	14	571,905	4,48%	1.720.479,18	7,49%	3.008
2019	15	597,525	4,48%	1.847.055,49	7,36%	3.091
2020	16	624,291	4,48%	1.994.965,75	8,01%	3.196

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



3.1.2.2 Categoría General

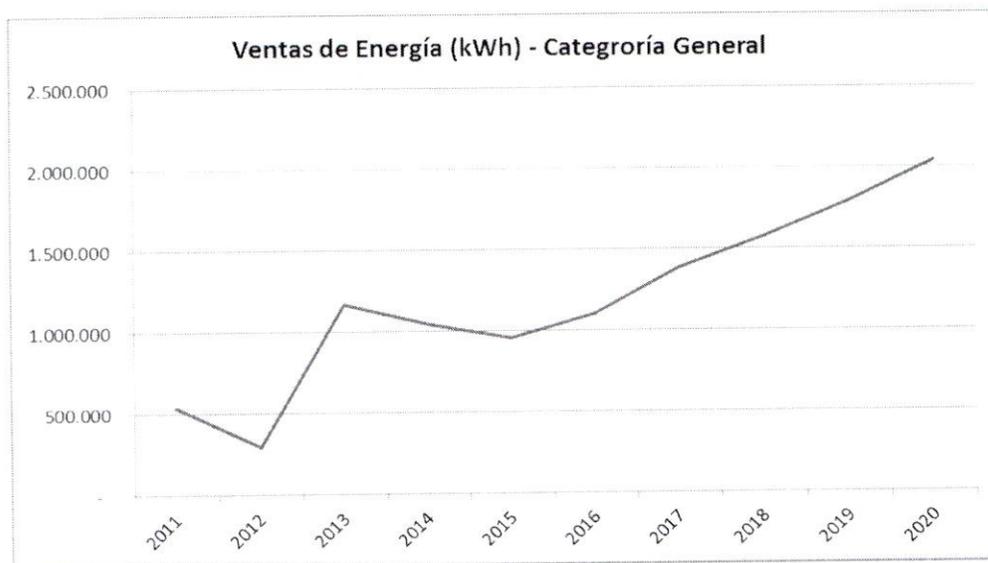
Como ya se explicó en la proyección de clientes de esta categoría, la AE determinó la conveniencia de no dividir los clientes en dos subcategorías. En este sentido, al observar que el crecimiento del consumo unitario de electricidad no muestra un patrón que pueda generar una serie proyectada confiable, se optó por considerar la tasa de crecimiento generada entre los años 2015 al 2016. Obteniendo el producto de los consumos unitarios por el número de clientes generales, se lograron las siguientes ventas proyectadas de energía:



Ventas de Energía
Categoría General (kWh)

Año	kWh	%
2011	536.863	1173,64%
2012	292.316	-45,55%
2013	1.168.410	299,71%
2014	1.043.490	-10,69%
2015	956.263	-8,36%
2016	1.102.889	15,33%
2017	1.379.545	25,08%
2018	1.571.396	13,91%
2019	1.789.928	13,91%
2020	2.038.851	13,91%

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



3.1.2.3 Categoría Industrial Menor

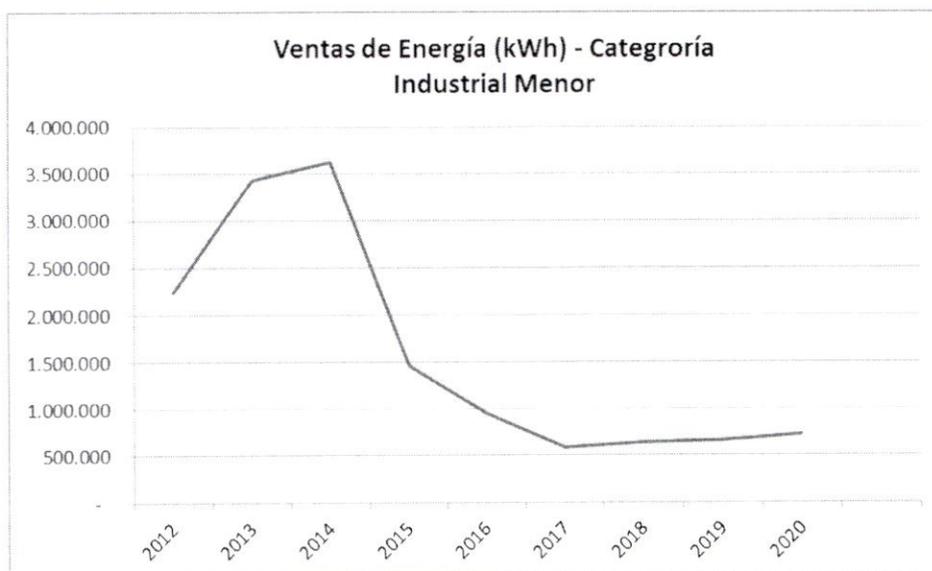
La categoría Industrial Menor, hasta el año 2016 incluyó a todos los usuarios de actividades industriales, a pesar de que algunos de estos usuarios debían estar categorizados como Industrial Mayor para tener cobros de energía y potencia. En consecuencia, se asumió la recategorización en la proyección de la categoría industrial menor, por lo que no se consideró a estos usuarios recategorizados.

Dada la imposibilidad de encontrar un patrón de comportamiento uniforme, se ha acudido a un ajuste del consumo individual, con base al crecimiento del PIB departamental de Potosí. Con esto la demanda de energía de este segmento crece a una tasa promedio de 3,85% entre 2018 y 2020. Es importante remarcar que el consumo individual de esta categoría muestra importantes caídas en los últimos años, a raíz del retiro de los usuarios de mayor consumo que han sido llevados a la Categoría Industrial Mayor:

Ventas de Energía
Categoría Industrial Menor (kWh)

Año	kWh	%
2012	2.242.090,29	-51,61%
2013	3.424.130,00	52,72%
2014	3.619.070,00	5,69%
2015	1.461.697,00	-59,61%
2016	955.974,00	-34,60%
2017	581.828,38	-39,14%
2018	639.794,05	9,96%
2019	664.449,38	3,85%
2020	728.391,23	9,62%

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



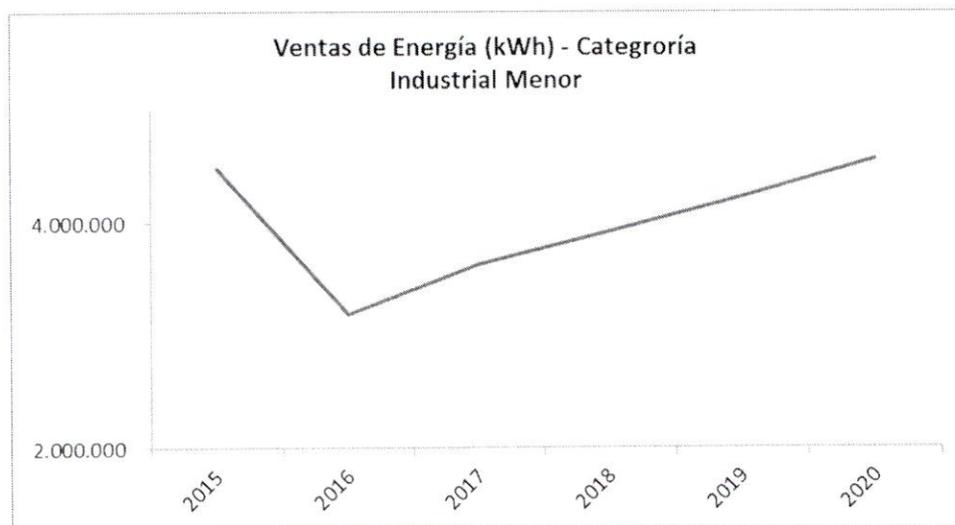
3.1.2.4 Categoría Industrial Mayor

Para la proyección de las ventas en esta categoría, se han considerado los clientes recategorizados que vienen de la categoría Industrial Menor, asumiendo como efectivo el cobro de potencia. En dicha proyección, se tomó en cuenta la tasa de crecimiento del PIB departamental de Potosí, obteniendo los siguientes resultados:

Ventas de Energía
Categoría Industrial Mayor (kWh)

Año	kWh	%
2015	4.471.684,00	0,00%
2016	3.188.397,00	-28,70%
2017	3.629.024,07	13,82%
2018	3.913.975,08	7,85%
2019	4.221.300,46	7,85%
2020	4.552.757,03	7,85%

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



3.1.2.5 Alumbrado Público

El registro histórico del consumo del Alumbrado Público adolece de limitaciones pues hasta 2015 era llevado de manera manual y los registros se anotaban cada que se pagaba la factura, sin embargo no se tomó el cuidado de depurar los consumos mensuales, ocasionando que los datos de consumo de energía para los periodos anteriores a 2015 sean distorsionados. Recién a partir de la gestión 2015 se implementó un sistema de facturación automático que registra cada mes el consumo efectivamente verificado de un medidor.

Sin embargo, COSEAL mediante nota registrada en esta Autoridad con N° 16128 de 27 de noviembre de 2017, remite el cálculo del consumo de energía de Alumbrado Público para las poblaciones donde COSEAL no cuenta con medidores, obteniendo un consumo mensual que asciende a 15.229 kWh, al cual se añadió el consumo registrado en el único medidor que en promedio registró 1.507 kWh/mes, haciendo un total anual de 200.837 kWh para la gestión 2017.

El valor obtenido por COSEAL, es resultado de la estimación del consumo por tipo de luminarias, tiempo de operación y consumo lecturado, dato que la Cooperativa solicitó a la AE considerar en el estudio tarifario presentado anteriormente.

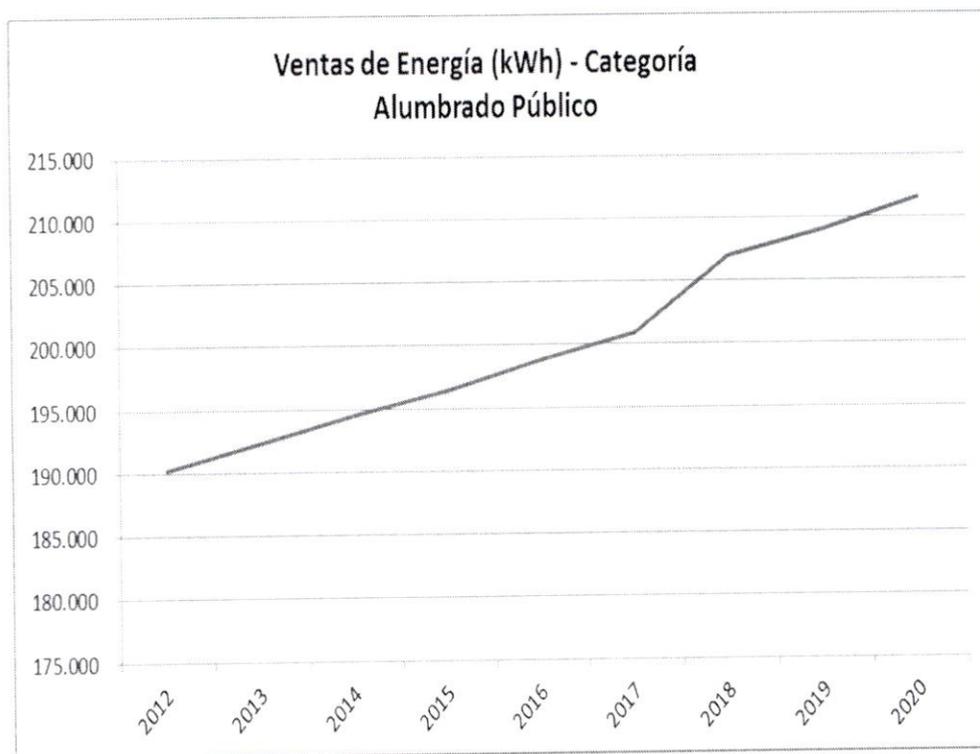
En consecuencia, a partir del dato enviado por COSEAL para la gestión 2017, se ha considerado para la proyección aplicar la tasa de crecimiento poblacional del municipio, conforme a los datos del INE, resultado de este procedimiento, se obtuvieron los siguientes resultados:



Ventas de Energía
Categoría Alumbrado Público

Año	kWh	%
2012	190.254,81	
2013	192.313,70	1,08%
2014	194.474,15	1,12%
2015	196.448,51	1,02%
2016	198.761,44	1,18%
2017	200.837,28	1,04%
2018	206.928,40	3,03%
2019	209.082,42	1,04%
2020	211.518,11	1,16%

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



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

Tomando en cuenta los datos presentados de las proyecciones determinadas para el periodo 2017-2020, los siguientes cuadros muestran el resumen agregado por categorías de las proyecciones de clientes y ventas de energía de COSEAL:

NÚMERO DE CONSUMIDORES POR CATEGORÍA Y AÑO

Año	RE: Residencial	GEN : General	SEG: Seguridad Ciudadana	BAG: Bombas de Agua	IND 1: Industrial Menor	IND 2: Industrial Mayor	AP: Alumbrado Publico	Total Consumidores
2010	3.337	265	-	-	64	-	1	3.667
2011	3.428	250	-	-	64	-	1	3.743
2012	3.221	480	-	-	80	-	1	3.782
2013	3.201	411	-	-	77	-	1	3.690
2014	2.931	511	-	-	60	-	1	3.503
2015	2.806	629	1	2	19	11	1	3.469
2016	2.862	667	1	3	17	12	1	3.563
2017	2.924	690	1	4	17	13	1	3.650
2018	3.008	722	1	4	18	14	1	3.768
2019	3.091	757	1	4	18	14	1	3.886
2020	3.196	792	1	4	19	15	1	4.028

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

Año	RE: Residencial	GEN : General	SEG: Seguridad Ciudadana	BAG: Bombas de Agua	IND 1: Industrial Menor	IND 2: Industrial Mayor	AP: Alumbrado Publico	Total Consumidores
2011	2,7%				0,0%		0,0%	2,1%
2012	-6,0%	92,0%			25,0%		0,0%	1,0%
2013	-0,6%	-14,4%			-3,8%		0,0%	-2,4%
2014	-8,4%	24,3%			-22,1%		0,0%	-5,1%
2015	-4,3%	23,1%			-68,3%		0,0%	-1,0%
2016	2,0%	6,0%	0,0%	50,0%	-10,5%	9,1%	0,0%	2,7%
2017	2,2%	3,4%	0,0%	33,3%	0,0%	8,3%	0,0%	2,4%
2018	2,9%	4,7%	0,0%	0,0%	5,9%	3,9%	0,0%	3,2%
2019	2,8%	4,7%	0,0%	0,0%	0,0%	3,9%	0,0%	3,1%
2020	3,4%	4,7%	0,0%	0,0%	5,6%	3,9%	0,0%	3,6%

VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORÍA Y AÑO (kWh)

Año	RE: Residencial	GEN : General	SEG: Seguridad Ciudadana	BAG: Bombas de Agua	IND 1: Industrial Menor	IND 2: Industrial Mayor	AP: Alumbrado Publico	Total Consumidores
2010	520.288	42.152	0	0	5.095.834	0	37.775	5.696.049
2011	901.752	536.863	0	0	4.633.514	0	41.616	6.113.745
2012	860.043	292.316	0	0	2.242.090	0	190.255	3.584.704
2013	1.044.190	1.168.410	0	0	3.424.130	0	192.314	5.829.044
2014	976.880	1.043.490	0	0	3.619.070	0	194.474	5.833.914
2015	1.574.436	956.263	3.517	36.990	1.461.697	4.471.684	196.449	8.701.036
2016	1.499.446	1.102.889	2.718	45.266	955.974	3.188.397	198.761	6.993.451
2017	1.600.552	1.379.545	751	65.937	581.828	3.629.024	200.837	7.458.473
2018	1.720.479	1.571.396	780	68.477	639.794	3.913.975	206.928	8.121.830
2019	1.847.055	1.789.928	810	71.116	664.449	4.221.300	209.082	8.803.742
2020	1.994.966	2.038.851	841	73.857	728.391	4.552.757	211.518	9.601.181

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

Año	RE: Residencial	GEN : General	SEG: Seguridad Ciudadana	BAG: Bombas de Agua	IND 1: Industrial Menor	IND 2: Industrial Mayor	AP: Alumbrado Publico	Total Demanda de Energía
2011	73,3%	1173,6%	-	-	-9,1%	-	10,2%	7,3%
2012	-4,6%	-45,6%	-	-	-51,6%	-	357,2%	-41,4%
2013	21,4%	299,7%	-	-	52,7%	-	1,1%	62,6%
2014	-6,4%	-10,7%	-	-	5,7%	-	1,1%	0,1%
2015	61,2%	-8,4%	-	-	-59,6%	-	1,0%	49,1%
2016	-4,8%	15,3%	-22,7%	22,4%	-34,6%	-28,7%	1,2%	-19,6%
2017	6,7%	25,1%	-72,4%	45,7%	-39,1%	13,8%	1,0%	6,6%
2018	7,5%	13,9%	3,9%	3,9%	10,0%	7,9%	3,0%	8,9%
2019	7,4%	13,9%	3,9%	3,9%	3,9%	7,9%	1,0%	8,4%
2020	8,0%	13,9%	3,9%	3,9%	9,6%	7,9%	1,2%	9,1%

3.1.4 Balance de Energía

El balance de energía se realizó para consumos en Baja y Media Tensión.

El objetivo de obtener los balances anuales de energía para el período 2017 – 2020, es de verificar que las ventas de energía más las pérdidas de energía coincidan con la compra de energía.

Es menester aclarar la gran distorsión en la información histórica sobre las compras de energía de los formularios ISES 210. Este hecho fue revisado y verificado por SEPSA, resultado de dicha revisión se concluyó que existía un error en el factor multiplicador del PT (Transformador de potencial) ocasionando lecturaciones inferiores a las reales por parte de SEPSA a COSEAL. Una vez corregido dicho factor multiplicador, SEPSA realizó la corrección de los datos históricos de las ventas realizadas a COSEAL en las gestiones 2014, 2015, 2016 y por parte de la AE se corrigió las ventas de energía de la gestión 2017.

En cuanto a las ventas de energía por parte de COSEAL, se observó diferencias en la información de los formularios ISES 210 y las bases de datos de facturación de la cooperativa, se utilizó información de las bases de datos de las gestiones 2015, 2016 y 2017, por considerarse la más cercana a la realidad de la cooperativa.

Por tanto, la compra de energía para el periodo 2017 - 2020 fue proyectada en función a la demanda de energía (ventas) proyectada para el mismo periodo, el consumo propio más las pérdidas de energía en distribución.

Para la determinación del Consumo Propio, se observa el valor de 24.076 kWh registrado en la gestión 2016, 24.508 kWh en la gestión 2017, manteniendo este último valor para el resto del periodo tarifario por considerarse el más cercano a la realidad.

Resultado del análisis mencionado párrafos anteriores, se obtuvo un nivel de pérdidas de 14,79% en la gestión 2015 y 20,86% para la gestión 2016. Debido a esta diferencia en cuanto a las pérdidas y al no existir información histórica fehaciente, se tomó la decisión de calcular el porcentaje de pérdidas de la gestión 2017, para este efecto se procedió a proyectar las compras de energía de los dos últimos meses de la presente gestión y

teniendo las ventas realizadas por COSEAL en la gestión 2017, se obtuvo un nivel de pérdidas de 17,89%.

Se propone como meta un porcentaje de pérdidas de 13,00% para la gestión 2020, siendo que no se puede considerar mantener el porcentaje de pérdidas de 17,89% en las demás gestiones, debiéndose entender que el nivel de pérdidas a lo largo del periodo tarifario debe mejorar. Asimismo, es inaceptable que la ineficiencia existente en cuanto al porcentaje de perdidas sea transferida al usuario, además se debe tener en cuenta que otras distribuidoras poseen un nivel de pérdidas de 12,00% y 11,00%, tal es el caso de COOPELECT y ENDE Sistema Uyuni.

A continuación se presenta el Balance de Energía calculado:

BALANCE DE ENERGÍA

COMPRAS DE ENERGÍA (kWh)						
Categorías	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Compras SIN	8.836.630	9.083.410	9.698.793	10.312.416	11.035.840	10.032.615
Total Compras	8.836.630	9.083.410	9.698.793	10.312.416	11.035.840	10.032.615

VENTAS DE ENERGÍA (kWh)						
Categorías	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Domiciliario	1.499.446	1.600.552	1.720.479	1.847.055	1.994.966	1.790.763
General	1.102.889	1.379.545	1.571.396	1.789.928	2.038.851	1.694.930
Seguridad Ciudadana	2.718	751	780	810	841	795
Bombas de Agua	45.266	65.937	68.477	71.116	73.857	69.847
Industrial Menor	955.974	581.828	639.794	664.449	728.391	653.616
Industrial Mayor	3.188.397	3.629.024	3.913.975	4.221.300	4.552.757	4.079.264
Alumbrado Público	198.761	200.837	206.928	209.082	211.518	207.092
Total Ventas de Energía	6.993.451	7.458.473	8.121.830	8.803.742	9.601.181	8.496.306

CONSUMO PROPIO (kWh)						
Detalle	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Consumo Propio	24.076	24.508	24.508	24.508	24.508	24.508
Total Pérdidas	24.076	24.508	24.508	24.508	24.508	24.508

PÉRDIDAS DE ENERGÍA (kWh)						
Detalle	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Pérdidas	1.819.103	1.600.429	1.552.455	1.484.166	1.410.151	1.511.800
Total Pérdidas	1.819.103	1.600.429	1.552.455	1.484.166	1.410.151	1.511.800

PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)						
Detalle	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Pérdidas	20,86%	17,89%	16,26%	14,63%	13,00%	15,44%
Total Pérdidas	20,86%	17,89%	16,26%	14,63%	13,00%	15,44%

3.1.5 Demanda máxima proyectada

La potencia máxima para el periodo 2017 – 2020 fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo, debido a la variación de los datos en el histórico de años anteriores y al no existir gran cantidad de datos históricos fidedignos, se vio por conveniente utilizar el factor de carga de la gestión 2017 de 42,44%, el cual es un dato más real sobre el estado de la distribuidora. Utilizando un nivel de crecimiento de 1.26% por cada gestión, el cual es un dato propuesto por la consultora ABS, se llegó a una meta al 2020 de 46,23% de factor de carga. La proyección de la demanda máxima se presenta a continuación, tomando un valor promedio de 44.39% de factor de carga en el periodo 2017 – 2020:

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y FACTOR DE CARGA

COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Compras de Energía (kWh)	8.836.630	9.083.410	9.698.793	10.312.416	11.035.840	10.032.615
Potencia Máxima (kW)	2.561	2.443	2.533	2.618	2.725	2.580
Factor de Carga (%)	39,39%	42,44%	43,70%	44,97%	46,23%	44,39%

3.2 Costos de Suministro

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.
- Costos financieros
- Utilidad sobre Patrimonio Afecto a la Concesión

Para la proyección de los Costos de Suministro (Distribución), se tomó como información base el promedio los Estados de Resultados (Estados Financieros) de los años 2014 al 2016.

Para evaluar la eficiencia económica de los costos incurridos por la Cooperativa, se aplicó la Resolución 064/2010 de 03 de marzo de 2010 y se analizó la eficiencia de los costos en forma individual considerando lo siguiente:

- a) No se pudo realizar una validación individual de cada uno de los movimientos registrados en las cuentas contables ya que COSEAL no cuenta con una base de datos de las gestiones 2014 a 2016. Sin embargo, en base a los conceptos y movimientos de la gestión 2016 se ha comparado el concepto del costo en la base de datos con los conceptos de "Costos No Reconocidos" del artículo 46 del Reglamento de Precios y Tarifas. De la misma forma se verificó la aplicación de los artículos 45, 46 y 47 del Reglamento de Precios y Tarifas vigente, sobre cada uno de los conceptos revisados.
- b) COSEAL no cuenta con un plan de cuentas uniforme para todas las gestiones, debido principalmente a la falta de un departamento contable por lo que en forma anual se procede a la contratación de un contador externo, que dichos sea de paso fue diferente para cada gestión. Este hecho ha dificultado la comparación y promedio de los costos de las gestiones 2014 – 2016, al existir diferentes conceptos y agrupaciones de cuentas contables.
- c) En base a las mejores prácticas de auditoría se analizó el criterio utilizado con relación al registro contable, la aplicabilidad de cada transacción a los alcances de la concesión del servicio, en el entendido que estos deben brindar o mejorar el servicio a los usuarios.

Los costos resultantes de la aplicación de los criterios mencionados, serían "eficientes" en comparación de los promedios, por tanto son los considerados dentro del modelo tarifario.

Consecuentemente, los costos base se han determinado a partir de la metodología de depuración de costos eficientes señalada, cuyo análisis alcanza la definición de costos Afectos y No afectos a la concesión, reasignación de costos y otros observados por falta de información.

De los costos incurridos por COSEAL durante el periodo 2014- 2016, presentados en sus estados financieros, se han excluido de este análisis los siguientes costos:

- **Multas y Sanciones:** No corresponde que la tarifa cubra costos que no mejoran o inciden en el servicio de electricidad.
- **Donaciones y/o subvenciones a terceros:** No considerados.
- **Servicio de Té y/o refrigerios:** No considerados.
- **Gastos Navideños:** No considerados
- **Gastos Varios:** No considerados por falta de detalle
- **Dietas de Directores:** No considerados por falta de detalle y por ser costos que no corresponden al negocio regulado
- **Impuesto a las Transacciones:** Serán determinadas de manera independiente.
- **Depreciación de Activos Fijos:** Serán determinadas de manera independiente.
- **Ajustes contables:** No se incluyen en el Estudio Tarifario.
- **Otros costos:** Que a criterio de la AE, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la Concesión.

3.2.1 Costos de Compra del Suministro de Electricidad

El costo de compra del suministro de Electricidad se determinó aplicando las cantidades proyectadas de energía y potencia para el periodo 2017 - 2020 y los precios de los mismos, vigentes a diciembre 2016, año base del Estudio Tarifario.

Para los precios de compra, se consideraron los aprobados mediante Resolución AE N° 227/2014 de 23 de mayo de 2014 para SEPSA en su categoría reventa (venta en bloque). Los precios de compra vigentes indexados al mes de diciembre de 2016 con IVA y sin IVA fueron los siguientes:

Reventa Sur	c/IVA	s/IVA
Cargo por Demanda (Bs/kW)	133.714	116.331
Cargo por Energía (Bs/kWs)	0.129	0.112

A continuación, se presenta el costo de compra del suministro de electricidad aplicando los precios base de energía y potencia para el periodo 2017 – 2020:

CÁLCULO DEL COSTO DE ENERGÍA Y POTENCIA

COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Compras de Energía (kWh)	8.836.630	9.083.410	9.698.793	10.312.416	11.035.840	10.032.615
Potencia Máxima (kW)	2.561	2.443	2.533	2.618	2.725	2.580
Factor de Carga (%)	39,39%	42,44%	43,70%	44,97%	46,23%	44,39%

PRECIOS DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Precio de Energía (Bs/kWh)	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112
Precio de Potencia (Bs/kW)	116,331	116,331	116,331	116,331	116,331	116,331
Precio Monómico (Bs/kWh)	0,517	0,487	0,477	0,466	0,457	0,472

COSTO DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Compra de Energía (Bs)	989.703	1.017.342	1.086.265	1.154.991	1.236.014	1.123.653
Compra de Potencia (Bs)	3.575.084	3.410.360	3.536.387	3.654.726	3.804.464	3.601.484
Total Compras (Bs)	4.564.787	4.427.702	4.622.652	4.809.717	5.040.478	4.725.137

ESTRUCTURA DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Compra de Energía (Bs)	21,68%	22,98%	23,50%	24,01%	24,52%	23,75%
Compra de Potencia (Bs)	78,32%	77,02%	76,50%	75,99%	75,48%	76,25%
Total Compras (Bs)	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

3.2.2 Escenarios analizados para elección de costos base

Se realizó el cálculo de los costos de suministro de electricidad para el periodo tarifario, considerando los costos determinados en los estados financieros valorizados a precios de compra debidamente actualizados al año base (2016).

En base a los análisis realizados sobre la información de costos proporcionados, se definió utilizar como costos base los correspondientes al promedio de las gestiones 2014 a 2016, conforme lo dispone el Reglamento de Precios y Tarifas en vigencia. Los costos base, se determinaron a partir de una metodología de depuración de costos eficientes a nivel de cuentas, este análisis alcanza la definición de costos Afectos y No Afectos a la concesión, reasignación de costos y otros observados por falta de información.

Los costos de suministro para el año base, fueron determinados en base a los gastos registrados en los estados financieros de las gestiones 2014 a 2016, los cuales se encuentran debidamente auditados, tal cual se verifico en el relevamiento de información.

En base al análisis de los gastos y la determinación de promedios, se obtuvieron los siguientes escenarios de costos:

Detalle	Costos	Costos Determinados		
	s/g EEFF	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Gastos de Mantenimiento	732.593,68	732.593,68	754.078,53	933.024,05
Gastos de Administracion	2.952.609,59	2.952.609,59	2.931.124,74	1.467.999,34
Gastos de Consumidores	73.998,04	73.998,04	73.998,04	9.787,59
Totales	3.759.201,31	3.759.201,31	3.759.201,31	2.410.810,99

La proyección de los costos determinados, en base a lo establecido por la Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, servirán para determinar los costos del estudio tarifario.

Los componentes de los costos de suministro considerados en el año base son expuestos a continuación, donde también se observa la proyección que se efectuó a los mismos:

PROYECCIÓN DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN						ESTRUCTURA DE COSTOS	
EMPRESA: COSEAL							
CONCEPTO		2016	2017	2018	2019	2020	
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	AT						
	MT	-					
	BT	937.382	999.712	1.088.626	1.180.028	1.286.914	
	Total	937.382	999.712	1.088.626	1.180.028	1.286.914	
COSTOS ADMINISTRATIVOS Y GENERALES	AT						
	MT						
	BT	1.474.856	1.572.925	1.712.821	1.856.630	2.024.802	
	Total	1.474.856	1.572.925	1.712.821	1.856.630	2.024.802	
COSTOS DE CONSUMIDORES	AT						
	MT						
	BT	9.833	10.085	10.372	10.703	11.066	
	Total	9.833	10.085	10.372	10.703	11.066	
TOTAL GENERAL		2.422.071	2.582.721	2.811.819	3.047.361	3.322.782	100,0%

Las consideraciones aplicadas para cada uno de estos grupos de costos, son expuestas en las siguientes secciones:

3.2.3 Costos de Operación y Mantenimiento

Operación y Mantenimiento

Los costos de Operación y Mantenimiento, corresponden a los costos operativos en la atención de la red de distribución, estos están referidos especialmente a:

- Operación de las líneas
- Operación de Subestación de potencia
- Operación de puestos de transformación
- Mantenimiento de cada uno de estos subsistemas.

En este ítem se incluyen los costos de pago por vehículos, ropa de trabajo, supervisión, ingeniería y otros.

El artículo 45 RPT, determina cuales son los Costos de Suministro, que deben ser incluidos en las tarifas base, especifica la composición de cada uno de estos costos y dispone que los mismos deben estar registrados según el Sistema Uniforme de Cuentas al que hace referencia el artículo 47 de la Ley de Electricidad.

La proyección de estos costos se efectuó en función a los costos unitarios base, resultado de la relación de los costos de operación y mantenimiento del año 2016 y la energía vendida por kWh del mismo año, multiplicada por la energía proyectada para cada año del periodo (2017-2020). El costo unitario aplicado para la proyección de los costos de Operación y Mantenimiento es de 0,207 Bs/kWh promedio año.

Cálculo del Costo Unitario de Operación y Mantenimiento

Costos	Costo Base 2016 En Bs	Cantidad Vendida de Energía	Unidad	Costo Unitario Bs/Cliente - año
Operación y Mantenimiento	937.382	6.993.451	kWh	0,134

Como resultado final se obtuvieron los siguientes valores proyectados:

**Costos de Operación y Mantenimiento en Distribución
(En Bolivianos)**

Costos	2016	2017	2018	2019	2020
Operación y Mantenimiento	937.382	999.712	1.088.626	1.180.028	1.286.914
Totales	937.382	999.712	1.088.626	1.180.028	1.286.914

3.2.4 Costos Administrativos y Generales

De la misma manera los Costos Administrativos y Generales, son aquellos relacionados con la administración de la Cooperativa, incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas, y estos están referidos a:

- Gastos de oficina,
- Seguros,
- Asignaciones familiares,
- Sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios y cargas sociales
- Servicios básicos,
- Materiales,
- Servicios externos contratados,
- Alquileres,
- Gastos financieros,
- Impuestos y
- Otros relacionados a mantenimiento de Propiedad General.

De similar manera, los costos Administrativos y Generales base finales fueron obtenidos del promedio de los Estados Financieros de las gestiones 2014 a 2016.

La proyección de estos costos se efectuó en función a los costos unitarios base, resultado de la relación de los costos Administrativos y Generales del año 2016 y la energía vendida por kWh del mismo año, multiplicada por la energía proyectada para cada año del periodo (2017-2020). El costo unitario aplicado para la proyección de estos costos es la siguiente:

Cálculo del Costo Unitario de Administrativos y Generales

Costos	Costo Base 2016 En Bs	Cantidad Vendida de Energía	Unidad	Costo Unitario Bs/Cliente - año
Administrativos y Generales	1.474.856	6.993.451	kWh	0,21

Como resultado final se obtuvieron los siguientes valores proyectados:

Costos Administrativos y Generales
(En Bolivianos)

Costos	2016	2017	2018	2019	2020
Administrativos y Generales	1.474.856	1.572.925	1.712.821	1.856.630	2.024.802
Totales	1.474.856	1.572.925	1.712.821	1.856.630	2.024.802

3.2.5 Costos de Consumidores

Los costos de Consumidores fueron obtenidos de los Estados Financieros de la Cooperativa, para los años 2014-2016. Entre los costos más relevantes considerados dentro este segmento, están las actividades de:

- Lecturación,
- Facturación,
- Cobranza,
- Gastos de comunicación,
- Previsión para incobrables y
- Todas aquellas actividades que COSEAL realiza para la atención de los clientes.

Los costos totales fueron determinados a nivel de Pequeñas Demandas, en el entendido que aproximadamente el 99% de los clientes que opera COSEAL corresponderían a esta categoría.

La proyección de estos costos se efectuó en función a la determinación de los costos unitarios determinados por la relación de los costos base entre el número de consumidores de cada año proyectado. El costo unitario aplicado para la proyección de los costos de consumidores es de 3 Bs/cliente promedio año.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Cálculo del Costo Unitario de Consumidores

Costos	Costo Base 2016 En Bs	Numero de clientes Promedio	Unidad	Costo Unitario Bs/Cliente - año
Consumidores	9.833	3.516	Clientes	2,8

Como resultado final se obtuvieron los siguientes valores proyectados:

Costos de Consumidores
(En Bolivianos)

Costos	2016	2017	2018	2019	2020
Consumidores	9.833	10.085	10.372	10.703	11.066
Totales	9.833	10.085	10.372	10.703	11.066

3.2.6 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° 126/1997 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° 462/2014 de 26 de septiembre de 2014, sobre el patrimonio promedio afecto a la concesión con una tasa del 10,1%.*

3.3.7 Resultados Costos de Suministro

Los costos base son el resultado del promedio de los costos óptimos de las gestiones 2014, 2015 y 2016, depurando de los mismos costos no afectos a la concesión.

La proyección de costos de operación y mantenimiento y los costos Administrativos y Generales, se efectuaron en función a los costos unitarios base, resultado de la relación de los costos del año 2016 y la energía vendida por kWh del mismo año, multiplicada por la energía proyectada para cada año del periodo (2017-2020).

Por su parte, la proyección de los Costos de Consumidores se efectuó en función a la determinación de los costos unitarios determinados por la relación de los costos base entre el número de consumidores de cada año proyectado.

La proyección del total de costos de suministro para el periodo 2017 – 2020, se muestra en el siguiente cuadro resumen:

Proyección Costos de Suministro (En Bolivianos)

Costos	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Compra de Energía	4.564.787	4.427.702	4.622.652	4.809.717	5.040.478	4.725.137
Operación y Mantenimiento	937.382	999.712	1.088.626	1.180.028	1.286.914	1.138.820
Administrativos y Generales	1.474.856	1.572.925	1.712.821	1.856.630	2.024.802	1.791.794
Impuesto a las Transacciones	226.104	226.329	240.225	255.601	275.529	249.421
Cuentas Incobrables	26.379	26.405	28.026	29.820	32.145	29.099
Depreciaciones y Amortizaciones	253.683	257.631	277.768	313.737	382.710	307.962
Consumidores	9.833	10.085	10.372	10.703	11.066	10.556
Otros Ingresos	-209.338	-219.833	-237.174	-253.611	-273.895	-246.128
Utilidad	253.105	243.355	264.192	317.409	404.556	307.378
Total Costos	7.536.790	7.544.310	8.007.509	8.520.033	9.184.306	8.314.040

3.4 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 periodo 2011 – 2016, cuyos saldos finales de la gestión 2011 citados en la Resolución AE N° 455/2013 de 15 de agosto de 2013, se presenta a continuación:

COSEAL - ACTIVO FIJO Y DEPRECIACIÓN ACUMULADA AÑO BASE 2011
(Expresado en Bolivianos)

CUENTA	DESCRIPCION	AFB al 31/12/11	DAA al 31/12/11	AFN al 31/12/11
	DISTRIBUCION M.T.			
1,2,3,1,4,1,05	POSTES, TORRES Y ACCESORIOS	110.033,23	110.033,52	(0,30)
1,2,3,1,4,1,09	TRANSFORMADORES DE LINEA	301.968,38	258.692,07	43.276,31
	TOTAL ACTIVOS DE DISTRIBUCION M.T.	412.001,60	368.725,59	43.276,01
	DISTRIBUCION B.T.			
1,2,3,1,5,1,05	POSTES TORRES Y ACC.	8.258,77	8.258,79	(0,02)
1,2,3,1,5,1,06	CONDUCTORES AEREOS Y ACC.	37.833,80	33.362,42	4.471,39
	TOTAL ACTIVOS DE DISTRIBUCION B.T.	46.092,58	41.621,21	4.471,37
	PROPIEDAD GENERAL			
1,2,3,1,5,2,02	EDIFICIOS, ESTRUCTURAS Y MEJORAS	34.200,45	4.399,76	29.800,69
1,2,3,1,5,2,03	MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	41.652,71	31.844,04	9.808,68
1,2,3,1,5,2,04	EQUIPO DE TRANSPORTE	503.168,00	246.199,00	256.969,00
1,2,3,1,5,2,06	HERRAMIENTAS, EQUIPO DE TALLER Y G.	31.276,00	20.466,00	10.810,00
1,2,3,1,5,2,12	EQUIPOS DE COMPUTACION	27.473,88	27.473,88	-
1,2,3,1,5,2,13	SOFTWARE	12.450,29	12.450,29	-
	TOTAL ACTIVOS DE PROPIEDAD GENERAL	650.221,33	342.832,96	307.388,37
	TOTAL	1.108.315,51	753.179,76	355.135,75

Los valores históricos se calcularon determinando los activos desde las gestiones 2012 a 2016 en base al estado de cuenta presentado por COSEAL determinándose su valor neto, para el correspondiente reproceso contable excluyendo la actualización de la UFVs correspondiente a cada gestión y se consideraron las inversiones reconocidas de los periodos 2013 a 2016 aprobadas mediante Resolución AE N° 580/2017 de 17 de octubre de 2017.

Este análisis se realizó con el fin de obtener información para la gestión 2016 requerida de acuerdo al Reglamento de Precios y Tarifas, la misma que fue procesada e incluida en el modelo tarifario.

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

3.3.2 Actualización de Activos

Disponiendo de los valores originales de cada activo, se procedió a actualizar los valores originales a diciembre de 2016, aplicando la metodología de actualización establecida por el Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, que modifica el artículo 3 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, de la siguiente forma:

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

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

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.

En cumplimiento a la reglamentación emitida por la AE, los activos, inversiones y depreciaciones han sido actualizados acorde al procedimiento establecido en el Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008.

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 N° 126/1997 de 31 de octubre de 1997.

Considerando lo señalado anteriormente, se procedió a la actualización del Activo Fijo Bruto el año base (2016), cuadro que se presenta a continuación:

Detalle de Activo Fijo Bruto Actualizado (En Bolivianos)

Activos	2016	2017	2018	2019	2020
Postes, Torres y Accesorios	238.739	238.739	238.739	238.739	238.739
Conductores Aéreos y Accesorios	173.671	173.671	173.671	173.671	173.671
Transformadores de Línea	641.771	641.771	641.771	641.771	641.771
Medidores	29.278	29.278	29.278	29.278	29.278
Equipo de Estación	83.933	83.933	83.933	83.933	83.933
Edificios Estructuras y Mejoras	37.238	37.238	37.238	37.238	37.238
Mobiliario y Equipo de Oficina	64.305	64.305	64.305	64.305	64.305
Herramientas, Equipo de Talleres y Garaje	164.058	164.058	164.058	164.058	164.058
Equipo de Transporte	1.656.617	1.656.617	1.656.617	1.656.617	1.656.617
Equipos de Computación	86.269	86.269	86.269	86.269	86.269
Equipo de Comunicaciones	48.850	48.850	48.850	48.850	48.850
Equipo de Laboratorio	102.076	102.076	102.076	102.076	102.076
Software	32.988	32.988	32.988	32.988	32.988
Total	3.359.794	3.359.794	3.359.794	3.359.794	3.359.794

3.3.3 Depreciación de la Gestión

La depreciación de los activos para el período, fue calculada aplicando las tasas establecidas en la Resolución SSDE N° 126/1997 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 2016, el resumen de éste cálculo se muestra en el cuadro siguiente:

Depreciación de la Gestión (En Bolivianos)

Activos	TASAS	2016	2017	2018	2019	2020
Postes, Torres y Accesorios	5,00%	10.988	10.988	10.988	10.988	10.988
Conductores Aéreos y Accesorios	4,00%	6.696	6.696	6.696	6.696	6.696
Transformadores de Línea	4,00%	12.484	12.484	12.484	12.484	12.484
Medidores	3,50%	798	798	798	798	798
Equipo de Estación	3,30%	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770
Edificios Estructuras y Mejoras	2,50%	931	931	931	931	931
Mobiliario y Equipo de Oficina	6,00%	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858
Herramientas, Equipo de Talleres y Garaje	5,60%	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100
Equipo de Transporte	20,00%	190.699	190.699	190.699	190.699	190.699
Equipos de Computación	20,00%	4.326	4.326	4.326	4.326	4.326
Equipo de Comunicaciones	6,70%	3.273	3.273	3.273	3.273	3.273
Equipo de Laboratorio	5,00%	2.552	2.552	2.552	2.552	2.552
Software	20,00%	5.208	5.208	5.208	5.208	5.208
Total		253.683	253.683	253.683	253.683	253.683

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)

Activos	2016	2017	2018	2019	2020
Postes, Torres y Accesorios	150.568	161.556	172.544	183.532	194.521
Conductores Aéreos y Accesorios	55.004	61.700	68.395	75.091	81.787
Transformadores de Línea	357.407	369.891	382.374	394.858	407.342
Medidores	1.207	2.005	2.803	3.601	4.399
Equipo de Estación	4.155	6.924	9.694	12.464	15.234
Edificios Estructuras y Mejoras	9.445	10.376	11.307	12.238	13.169
Mobiliario y Equipo de Oficina	51.031	54.890	58.748	62.606	66.465
Herramientas, Equipo de Talleres y Garaje	47.471	56.572	65.672	74.772	83.873
Equipo de Transporte	695.077	885.776	1.076.475	1.267.174	1.457.872
Equipos de Computación	67.581	71.907	76.233	80.558	84.884
Equipo de Comunicaciones	7.383	10.656	13.929	17.202	20.475
Equipo de Laboratorio	2.552	5.104	7.656	10.208	12.760
Software	32.988	38.196	43.404	48.612	53.820
Total	1.481.869	1.735.552	1.989.235	2.242.918	2.496.601

3.3.5 Activo Fijo Neto

El activo fijo neto calculado, es el siguiente:

Activo Fijo Neto (En Bolivianos)

Activos	2016	2017	2018	2019	2020
Postes, Torres y Accesorios	88.172	77.183	66.195	55.207	44.218
Conductores Aéreos y Accesorios	118.667	111.971	105.276	98.580	91.884
Transformadores de Línea	284.365	271.881	259.397	246.913	234.429
Medidores	28.070	27.272	26.474	25.676	24.878
Equipo de Estación	79.778	77.009	74.239	71.469	68.699
Edificios Estructuras y Mejoras	27.792	26.862	25.931	25.000	24.069
Mobiliario y Equipo de Oficina	13.274	9.416	5.557	1.699	-
Herramientas, Equipo de Talleres y Garaje	116.587	107.486	98.386	89.285	80.185
Equipo de Transporte	961.540	770.841	580.143	389.444	198.745
Equipos de Computación	18.688	14.362	10.036	5.711	1.385
Equipo de Comunicaciones	41.468	38.195	34.922	31.649	28.376
Equipo de Laboratorio	99.524	96.972	94.420	91.869	89.317
Total	1.877.925	1.624.242	1.370.559	1.116.876	863.193

3.4 Programa de Inversiones para el Período 2017 – 2020

De acuerdo a la Resolución AE N° 399/2017 de 03 de agosto de 2017, las inversiones que se aprobaron a la Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL) para el periodo 2017 – 2020 de acuerdo al Sistema Uniforme de Cuentas (SUC), son las que se muestran en el cuadro a continuación:

Cuadro General de Inversiones Según Cuentas SUC Aprobados por la AE (En Bolivianos de dic 2016)

Inversiones	2017	2018	2019	2020	Total
Edificios, Estructuras y Mejoras					0
Equipo de Estaciones	0,00	124.134,99	124.134,99		248.269,98
Postes, Torres y Accesorios	0,00	61.356,44	165.527,88	275.014,61	501.898,93

Conductores Aéreos y Accesorios	123.085,67	108.278,66	321.992,24	463.994,31	1.017.350,88
Transformadores de Línea	0,00	115.647,26	43.236,72	121.350,82	280.234,80
Acometidas y Accesorios	22.511,58	23.872,17	24.243,24	25.603,83	96.230,82
Medidores	60.508,50	62.556,48	63.115,00	65.163,00	251.342,98
Bienes de Supervisión Control y Otros	0,00	195.750,00	0,00	188.181,00	383.931,00
Alumbrado Público y Sistemas de Señalización					0,00
Edificios, Estructuras y Mejoras					0,00
Mobiliario y Equipo de Oficina				58.432,68	58.432,68
Equipo de Transporte		31.535,48		211.932,00	243.467,48
Equipo de Almacenes					0,00
Herramientas, Equipo de Talleres y Garaje			168.742,05	98.000,00	266.742,05
Equipo de Laboratorio					0,00
Equipo Mecánico de Construcción					0,00
Equipo de Comunicaciones					0,00
Otros Equipos Generales					0,00
Equipos de Computación					0,00
Software					0,00
Total	206.105,75	723.131,48	910.992,12	1.507.672,25	3.347.901,60

Es decir, el monto Total del Programa de Inversiones que se sugiere aprobar para el Periodo Tarifario 2017 – 2020, alcanza a Bs3.347.901,60 (Tres millones trescientos cuarenta y siete mil novecientos uno 60/100 Bolivianos).

Debemos hacer notar que en el Estudio Tarifario presentado por COSEAL con nota D-C 430/2017 con Registro N° 15583 de 16 de noviembre de 2017, COSEAL procede a actualizar los activos y las inversiones a partir del 2016, año base del estudio tarifario con un factor de 110,92 por año hasta llegar al año 2020. Sin embargo, esta actualización no corresponde, por las normativas mencionadas líneas arriba, por lo que se tienen diferencias con la consultora en relación a los valores del activo fijo:

DETALLE	AE	COSEAL	DIFERENCIA
Activo Fijo Bruto (Bs)	5.953.860	6.891.596	-937.736
Depreciación Acumulada (Bs)	2.713.715	2.589.124	124.591
Activo Fijo Neto (Bs)	3.240.145	4.302.471	-1.062.326

3.5 Patrimonio Afecto a la Concesión (PAC)

El patrimonio afecto a la operación 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.

El resumen es el siguiente:

Patrimonio Afecto a la Concesión (En Bolivianos)

Detalle	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Activo Fijo Bruto Existente	3.359.794	3.359.794	3.359.794	3.359.794	3.359.794	3.359.794
Inversiones 2017		206.106	206.106	206.106	206.106	206.106
Inversiones 2018			723.131	723.131	723.131	723.131
Inversiones 2019				910.992	910.992	910.992
Inversiones 2020					1.507.672	1.507.672
Total Activo Fijo Bruto	3.359.794	3.565.900	4.289.031	5.200.024	6.707.696	4.940.663
Total Activo Fijo Promedio	3.359.794	3.462.847	3.927.466	4.744.527	5.953.860	4.522.175
Depreciación Acumulada						
Depreciación Acumulada Existente	1.481.869	1.735.552	1.989.235	2.242.918	2.496.601	2.116.076
Depreciación Acumulada Inversiones	0	3.948	28.033	88.087	217.114	84.296
Total Depreciación Acumulada	1.481.869	1.739.500	2.017.268	2.331.005	2.713.715	2.200.372
Activo Fijo Neto	1.877.925	1.723.347	1.910.198	2.413.523	3.240.145	2.321.803
Activo Intangible						
Activo Intangible Existente	-	-	76.550	76.550	76.550	57.413
Inversiones	-	76.550				76.550
Total Activo Intangible	0	76.550	76.550	76.550	76.550	76.550

Amortización Acumulada						
Amortización Acumulada Existente	0	0	19.138	38.275	57.413	28.706
Amortización Anual	-	19.138	19.138	19.138	19.138	19.138
Total Amortización Acumulada	0	19.138	38.275	57.413	76.550	47.844
Activo Intangible Neto	0	57.413	38.275	19.138	0	28.706
Ingresos	7.536.790	7.544.352	8.007.467	8.520.033	9.184.306	33.256.159
Capital de Trabajo	628.066	628.696	667.289	710.003	765.359	2.771.347
Deuda a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Afecto a la Concesión	2.505.991	2.409.455	2.615.762	3.142.663	4.005.503	5.121.856
Promedio Patrimonio	2.505.991	2.457.723	2.512.608	2.879.212	3.574.083	2.855.907
Utilidad	253.105	243.355	264.192	317.409	404.556	307.378
TASA DE RETORNO	10,1%					

Observamos que la utilidad promedio a percibir por COSEAL alcanza aproximadamente a Bs307.378 en promedio.

3.6 Variación de la Tarifa Promedio

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

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

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

- El Capital de Trabajo neto que se establece como un doceavo de los ingresos anuales previstos.
- El Patrimonio Afecto a la Concesión definido como al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo.
- La Utilidad que se obtiene multiplicando la tasa de retorno definida por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad por el valor del Patrimonio Afecto a la Concesión.
- Los Impuestos y tasas que se determinan como un porcentaje del Ingreso Requerido y;
- El Ingreso Requerido definido como la suma de los costos de suministro más la utilidad.

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

Variación de la Tarifa Promedio - COSEAL
(En Bolivianos diciembre 2016)

DETALLE	2016	2017	2018	2019	2020	PROMEDIO
Patrimonio Promedio Afecto a la Concesión (Bs)	2.505.991	2.457.723	2.512.608	2.879.212	3.574.083	2.855.907
Patrimonio Afecto a la Concesión (Bs)	2.505.991	2.409.455	2.615.762	3.142.663	4.005.503	3.043.346
Activo Fijo Bruto	3.359.794	3.565.900	4.289.031	5.200.024	6.707.696	4.940.663
Inversiones	0	206.106	723.131	910.992	1.507.672	836.975
Depreciación Acumulada	1.481.869	1.739.500	2.017.268	2.331.005	2.713.715	2.200.372
Activo Fijo Neto	1.877.925	1.723.347	1.910.198	2.413.523	3.240.145	2.321.803
Activo Fijo Intangible	0	76.550	76.550	76.550	76.550	76.550
Amortización Acumulada	0	19.138	38.275	57.413	76.550	47.844
Capital de Trabajo	628.066	628.696	667.289	710.003	765.359	692.837
Deuda a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0
Ingresos de Explotación (Bs)	7.588.094	7.544.352	8.007.467	8.520.033	9.184.306	8.314.040
Ventas de Energía	7.588.094	7.544.352	8.007.467	8.520.033	9.184.306	8.314.040
Ingresos por Conexión y Reconexión	0	0	0	0	0	0
Otros Ingresos	0	0	0	0	0	0
Gastos de Explotación (Bs)	7.283.685	7.300.997	7.743.275	8.202.624	8.779.750	8.006.662
Compra de Energía	4.564.787	4.427.702	4.622.652	4.809.717	5.040.478	4.725.137
Operación y Mantenimiento	937.382	999.712	1.088.626	1.180.028	1.286.914	1.138.820
Administrativos y Generales	1.501.235	1.599.330	1.740.847	1.886.450	2.056.947	1.820.893
Consumidores	9.833	10.085	10.372	10.703	11.066	10.556
Depreciaciones y Amortizaciones	253.683	257.631	277.768	313.737	382.710	307.962
Impuestos a las Transacciones y Tasas	226.104	226.331	240.224	255.601	275.529	249.421
Otros Ingresos	-209.338	-219.793	-237.214	-253.611	-273.895	-246.128
Otros	0	0	0	0	0	0
Utilidad (Bs)	253.105	243.355	264.192	317.409	404.556	307.378
Rentabilidad (%)	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Ventas de Energía (kWh)	6.993.451	7.458.473	8.121.830	8.803.742	9.601.181	8.496.306
Tarifa Promedio (Bs/kWh) sin Impuestos	1,09	1,01	0,99	0,97	0,96	0,98
Tarifa Promedio (Bs/kWh) con Impuestos	1,25	1,16	1,13	1,11	1,10	1,12
Ingresos con Tarifa Actual (Bs)	7.588.094	7.040.611	7.666.803	8.310.511	9.063.273	8.020.299
Tarifa Promedio Actual (Bs/kWh) sin Impuestos	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
Tarifa Promedio Actual (Bs/kWh) con Impuestos	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
Variación (%)	14,9%	7,2%	4,4%	2,5%	1,3%	3,662%
VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN	35,83%	38,09%	38,97%	39,82%	40,71%	39,47%

El cuadro anterior presenta la variación entre la tarifa promedio aplicada actualmente y la propuesta por el Estudio Tarifario, de 3,662%.

Recordamos que de acuerdo a la propuesta realizada por COSEAL la tarifa promedio actual ha sido calculada con ingresos que se debería haber obtenido considerando a consumidores industriales en la categoría Industrial II y que por decisión de COSEAL, estos consumidores no fueron migrados en el anterior periodo (2013 – 2017) ya que contaba con la estructura para industrial II con cargos por energía y potencia, razón por la cual es razonable comparar la tarifa promedio con estos ingresos ya que fue decisión de la Cooperativa no migrar a sus consumidores.

El valor agregado de distribución (gastos totales menos compra de energía dividido entre ingresos por ventas de energía) alcanza al 39,47% razonable para este tipo de sistemas. Es decir que el 60% de los ingresos están destinados a cubrir los costos por compra de energía.

A continuación, se presenta los ingresos promedio con la tarifa aplicada a diciembre 2016 y la propuesta en el Estudio Tarifario para el periodo 2017 – 2020.

Ingreso Promedio - COSEAL
(En Bolivianos c/IVA)

Ingresos Promedio 2017-2020 (c/IVA)		
Empresa	Con Tarifa Base Dic/ 2016 (En Bs)	Con Tarifa Propuesta (En Bs)
COSEAL	7.588.094	8.020.299

Asimismo, se presenta la comparación de la estructura tarifaria a diciembre de 2016, respecto a la propuesta para el Estudio Tarifario para el periodo 2017 – 2020.

Comparación de Estructura Tarifaria Actual vs Propuesta – COSEAL
(En Bolivianos c/IVA)

Categoría	BLOQUES		Unidad	TARIFA ACTUAL DIC/2016	TARIFA PROPUESTA DIC/2016	DIFERENCIAS (Bs)	DIFERENCIAS (%)
DOMICILIARIO							
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0	20	Bs	14,024	14,164	0,140	1,00%
Cargo Variable 1	21	50	Bs/kWh	0,584	0,590	0,006	1,03%
Cargo Variable 2	>	50	Bs/kWh	0,629	0,635	0,006	0,95%
GENERAL							
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0	20	Bs	24,541	24,762	0,221	0,90%
Cargo Variable 1	21	50	Bs/kWh	0,823	0,830	0,007	0,85%
Cargo Variable 2	>	50	Bs/kWh	0,952	0,961	0,009	0,95%
INDUSTRIAL MENOR (1)							
Cargo Mínimo Hasta 50 kWh	0	50	Bs	32,296	32,780	0,484	1,50%
Cargo Variable > 50 kWh	>	50	Bs/kWh	0,766	0,777	0,011	1,44%
INDUSTRIAL MAYOR (2)							
Cargo Energía	0	0	Bs/kWh	0,572	0,535	-0,037	-6,47%
Cargo Potencia	0	0	Bs/kW	76,238	71,283	-4,955	-6,50%
BOMBAS DE AGUA (BA)							
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0	20	Bs	24,541	24,786	0,245	1,00%
Cargo Variable 1	21	50	Bs/kWh	0,700	0,707	0,007	1,00%
Cargo Variable 2	>	50	Bs/kWh	0,900	0,909	0,009	1,00%
ALUMBRADO PÚBLICO							
Cargo Energía	0	0	Bs/kWh	1,074	1,095	0,021	1,96%
SEGURIDAD CIUDADANA							
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0	20	Bs		14,164	14,164	
Cargo Variable 1	21	50	Bs/kWh		0,590	0,590	
Cargo Variable 2	>	50	Bs/kWh		0,635	0,635	

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 2017-2020.

3.7.1 Estructura Tarifaria Actual

La estructura tarifaria que aplica COSEAL, cuenta actualmente con cuatro categorías tarifarias que son las siguientes:

- i. **Categoría Domiciliaria**
Se aplica a consumidores domiciliarios con consumo de energía.
- ii. **Categoría General**
Se aplica a consumidores de tipo comercial y administración pública con consumos de energía.

- iii. *Categoría Industrial I*
Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía, que realizan transformación de materia prima con una demanda menor a 50kW.
- iv. *Categoría Industrial II*
Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía y potencia, que realizan transformación de materia prima con una demanda mayor o igual a 50 kW.
- v. *Categoría Alumbrado Público*
Se aplica a los consumos de alumbrado público de las localidades a los cuales COSEAL presta el servicio. Está conformada por un cargo por energía.

La Estructura Tarifaria vigente para COSEAL, con los valores de los cargos tarifarios expresados a precios de diciembre de 2016, es la siguiente:

Estructura Tarifaria Vigente con IVA (a diciembre 2016) COSEAL

Categoría	Bloques		Unidad	Tarifa Actual DIC/2016
DOMICILIARIO				
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0	20	Bs	14,024
Cargo Variable 1	21	50	Bs/kWh	0,584
Cargo Variable 2	>	50	Bs/kWh	0,629
GENERAL				
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0	20	Bs	24,541
Cargo Variable 1	21	50	Bs/kWh	0,823
Cargo Variable 2	>	50	Bs/kWh	0,952
INDUSTRIAL MENOR (1)				
Cargo Mínimo Hasta 50 kWh	0	50	Bs	32,296
Cargo Variable > 50 kWh	>	50	Bs/kWh	0,766
INDUSTRIAL MAYOR (2)				
Cargo Energía	0	0	Bs/kWh	0,572
Cargo Potencia	0	0	Bs/kW	76,238
ALUMBRADO PÚBLICO				
Cargo Energía	0	0	Bs/kWh	1,074

3.7.2 Estructura Tarifaria Propuesta

La Estructura Tarifaria para COSEAL, que se propone para su aplicación en el periodo 2017 – 2020, ha sido determinada tomando como base la estructura tarifaria actual e incorporando la categoría Seguridad Ciudadana.

- i. *Categoría Domiciliaria*
Se aplica a consumidores domiciliarios con consumo de energía.
- ii. *Categoría General*
Se aplica a consumidores de tipo comercial, instituciones, bancos y administración pública con consumo de energía.
- iii. *Categoría Industrial Menor 1*
Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía, que realizan transformación de materia prima con una demanda menor a 50kW.
- iv. *Categoría Industrial Mayor 2*
Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía y potencia, que

realizan transformación de materia prima con una demanda mayor o igual a 50kW.

- v. **Categoría Alumbrado Público**
Se aplica a los consumos de alumbrado público de las localidades a los cuales COSEAL presta el servicio. Está conformada por un cargo por energía.
- vi. **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.

Esta categoría fue incluida en el presente Estudio en cumplimiento a lo señalado en la Ley N° 264 de 31 de julio de 2012 (Ley del Sistema Nacional de Seguridad Ciudadana)

La Estructura Tarifaria propuesta, con los valores de los cargos tarifarios expresados a precios de diciembre de 2016, es la siguiente:

Estructura Tarifaria Propuesta con IVA (a diciembre 2016) COSEAL

Categoría	Bloques	Unidad	Tarifa Propuesta DIC/2016
DOMICILIARIO			
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0 20	Bs	14,164
Cargo Variable 1	21 50	Bs/kWh	0,590
Cargo Variable 2	> 50	Bs/kWh	0,635
Se aplica a consumidores domiciliarios con consumo de energía.			
GENERAL			
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0 20	Bs	24,762
Cargo Variable 1	21 50	Bs/kWh	0,830
Cargo Variable 2	> 50	Bs/kWh	0,961
Se aplica a consumidores de tipo comercial y administración pública con consumos de energía.			
INDUSTRIAL MENOR (1)			
Cargo Mínimo Hasta 50 kWh	0 50	Bs	32,780
Cargo Variable > 50 kWh	> 50	Bs/kWh	0,777
Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía, que realizan transformación de materia prima con una demanda menor a 50kW			
INDUSTRIAL MAYOR (2)			
Cargo Energía	0 0	Bs/kWh	0,535
Cargo Potencia	0 0	Bs/kW	71,283
Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía y potencia, que realizan transformación de materia prima con una demanda mayor o igual a 50 kW.			
BOMBAS DE AGUA			
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0 20	Bs	24,786
Cargo Variable 1	21 50	Bs/kWh	0,707
Cargo Variable 2	> 50	Bs/kWh	0,909
Se aplica a consumidores con consumos para la generación de agua potable y bombas de riego.			
ALUMBRADO PÚBLICO			
Cargo Energía	0 0	Bs/kWh	1,095
Se aplica a los consumos de alumbrado público de las localidades a los cuales COSEAL presta el servicio.			
SEGURIDAD CIUDADANA			
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0 20	Bs	14,164
Cargo Variable 1	21 50	Bs/kWh	0,590
Cargo Variable 2	> 50	Bs/kWh	0,635
Se aplica a consumidores de Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control.			

3.7.3 *Formula de Indexación*

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

- *Un primer componente que transfiera las variaciones en los precios de compra de electricidad menos un índice de incremento de eficiencia en las pérdidas de electricidad.*
- *Un segundo componente que refleje el ajuste por variaciones en los costos de la empresa establecido en función de las variaciones de los Índices de Precios al Consumidor y el Precio del dólar, menos un índice de eficiencia establecido por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.*

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

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

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

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

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

Dónde:

Ct	=	Cargo tarifario en bolivianos aplicable en el mes de facturación
Ct ₀	=	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
TPC ₀	=	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
IPC ₀	=	Índice de precios al consumidor 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)

3.8 Impacto al Consumidor Final

Debido fundamentalmente a que COSEAL debió realizar migración de consumidores industriales con potencia mayor a los 50 kW en el anterior periodo tarifario y que no lo realizó existen variaciones en la tarifa importantes, especialmente en esta categoría, ya que en la estructura tarifaria propuesta se ha considerado la migración de un total de 7 consumidores y cuya potencia ha sido calculada con un factor de carga promedio de 35%. Los impactos por categoría de la aplicación de la estructura tarifaria propuesta a la base de datos de facturación de diciembre de 2016 muestra lo siguiente:

Impacto al Consumidor Final - Facturación Diciembre 2016

CATEGORÍAS	CONSUMIDORES (N°)	CONSUMO FACTURADO (kWh)	POTENCIA FACTURADA (kW)	IMPORTE FACTURADO COSEAL (Bs)	IMPORTE FACTURADO AE (Bs)	DIFERENCIAS (Bs)	DIFERENCIAS (Bs)
ALUMBRADO PUBLICO	1	16.563	0	17.789	18.137	348	1,96%
BOMBAS	2	101	0	116	117	1	1,09%
GENERAL	665	86.563	0	88.702	89.562	860	0,97%
INDUSTRIAL	17	65.402	0	50.129	50.849	720	1,44%
INDUSTRIAL 2	7	279.527	1.109	214.076	228.617	14.541	6,79%
RESIDENCIAL	2.862	130.460	0	91.409	92.439	1.031	1,13%
INDUSTRIAL	3.554	578.616	1.109	462.221	479.721	17.501	3,79%

3.9 Cargos por Conexión y Reconexión

Los cargos de Conexión y Reconexión propuestos por COSEAL son:

Cargos por Conexión y Reconexión

DETALLE	Actual		Propuesta		Variación
	s/IVA	c/IVA	c/IVA	s/IVA	
Cargo por Conexión (Bs/Conex)	27,30	31,38	46,00	40,02	47%
Cargo por Reconexión (Bs/Reconex)	32,76	37,65	30,60	26,62	-19%

Podemos ver que existen variaciones en los cargos por conexión y reconexión. En el primer caso este sube en 47%, mientras que en el segundo caso baja en 19%. Esta situación se da fundamentalmente porque estos cargos sean similares al resto de las distribuidoras, ya que los cargos actuales tienen diferencias con el resto de las distribuidoras.

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

Cargos de Conexión y Reconexión Base Periodo 2017- 2020 (En Bolivianos con IVA)

Detalle	Unidad	Cargos Base Dic/2016
Cargos por Conexión	Bs/Conexión	46,00
Cargos por Reconexión	Bs/Reconexión	30,60

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.

3.10 Depósito de Garantía

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

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

El procedimiento a seguir para el depósito de garantía será:

- a) En el caso de consumidores a los cuales no se les aplica cargos de potencia: Se determinará el consumo promedio por consumidor de cada categoría, como el cociente entre la energía facturada y el número de clientes registrados al último día del 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 2017 – 2020", de COSEAL, se tienen las siguientes conclusiones:

- El estudio tarifario fue elaborado con información proporcionada por COSEAL y de acuerdo al Reglamento de Precios y Tarifas y a la Metodología de Cálculo de Precios y Tarifas aprobada mediante Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010.
- El Estudio de Demanda fue obtenido a partir de los datos e información proporcionada por la Cooperativa, así como aquella relacionada con actividades socio-comerciales que se dan en Atocha y que se encuentran recogidas en las variables que maneja el Instituto Nacional de Estadística.
- 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.
- Para las proyecciones de consumidores y ventas de energía de las categorías General, Industrial y Alumbrado Público, se aplicaron métodos analíticos y tendenciales, debidos fundamentalmente a la falta de información histórica y confiable.
- Los niveles de pérdidas de energía en distribución varían durante el periodo tarifario 2017 – 2020 en promedio 15,44%. Obteniendo un nivel de pérdidas en la gestión 2017 de 17,89%, valor considerado como real en dicha gestión, proponiendo como meta llegar a un porcentaje de pérdidas de 13,00% al 2020, nivel que está por encima de otras empresas, como es el caso de COOPELECT y ENDE Sistema Uyuni.
- El factor de carga propuesto en promedio de 44,39% para el periodo tarifario 2017-2020, para la gestión 2017 el factor de carga es de 42,44%, valor obtenido con datos

reales de dicha gestión, obteniendo un factor de carga de 46,23% al 2020, con un crecimiento por gestión de 1,26% propuesto por la consultora.

- Para la determinación del activo fijo bruto, la depreciación acumulada y su correspondiente activo fijo neto, se ha tomado el valor de los activos declarados por COSEAL hasta la gestión 2016. Estos activos existentes fueron evolucionados y actualizados de conforme al Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008.
- COSEAL presenta un programa de inversiones para el período tarifario de 2017 a 2020, el cual fue revisado y el total de las inversiones programadas aprobadas es de Bs3.347.901,60.
- El año base del estudio tarifario corresponde a la gestión 2016.
- Los costos operativos base corresponden a los gastos afectos a la concesión optimizados del periodo 2014-2016.
- 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.
- La tasa de retorno utilizada para el estudio tarifario es del 10,1%, de acuerdo a lo establecido en la Resolución AE N° 462/2014 de 26 de septiembre de 2014.
- Se incluyó en la estructura tarifaria la categoría Seguridad Ciudadana y Bombas de Agua.
- El impacto tarifario es de 3,70% respecto a la tarifa aplicada el mes de diciembre de 2016.

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 2017 – 2020 según Anexo I.
- Costos de Suministro, para el periodo 2017 – 2020 según Anexo I del presente Informe.
- Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, según Anexo II del presente Informe para el periodo 2017 – 2020 y su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2017.
- Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, según Anexo III del presente Informe, para para el periodo 2017 – 2020 y su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2017.
- Instruir a la Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL), 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 de la AE, de acuerdo al Informe AE DPT N° 833/2017 de 01 de diciembre de 2017; en consecuencia, de acuerdo a la disposición del parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002, se acepta el 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° 833/2017 de 01 de diciembre de 2017, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, corresponde aprobar para COSEAL los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2017 – 2020; los Costos de Suministro, para el periodo 2017 – 2020; la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación del periodo 2017 – 2020, para su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2017; los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación del periodo 2017 – 2020, para su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2017; e instruir a COSEAL la determinación del depósito de garantía, de acuerdo al procedimiento.

CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)

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

Que mediante Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las entonces Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard César Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), quién fue posesionado en el cargo el 02 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE Interna N° 030/2012 de 05 de abril de 2012, se designó al servidor público Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 09 de abril de 2012.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, 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 Atocha Ltda. (COSEAL) los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2017 – 2020, conforme al Anexo I que forma parte de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL) los Costos de Suministro, para el periodo 2017 – 2020, conforme al Anexo I que forma parte de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL) la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación del periodo 2017 – 2020, para su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2017, conforme al Anexo II que forma parte de la presente Resolución.

CUARTA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL) los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación del periodo 2017 – 2020, para su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2017, conforme al Anexo III que forma parte de la presente Resolución.

QUINTA.- Instruir a la Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL) la determinación del depósito de garantía, de acuerdo al procedimiento, conforme al Anexo IV que forma parte de la presente Resolución.

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

Regístrese, comuníquese, archívese.



Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL



ANEXO I

PROYECCION DE LA DEMANDA (PERIODO 2017 – 2020)

Número de Consumidores Totales por Categoría y Año

Año	RE: Residencial	GEN : General	SEG: Seguridad Ciudadana	BAG: Bombas de Agua	IND 1: Industrial Menor	IND 2: Industrial Mayor	AP: Alumbrado Publico	Total Consumidores
2010	3.337	265	-	-	64	-	1	3.667
2011	3.428	250	-	-	64	-	1	3.743
2012	3.221	480	-	-	80	-	1	3.782
2013	3.201	411	-	-	77	-	1	3.690
2014	2.931	511	-	-	60	-	1	3.503
2015	2.806	629	1	2	19	11	1	3.469
2016	2.862	667	1	3	17	12	1	3.563
2017	2.924	690	1	4	17	13	1	3.650
2018	3.008	722	1	4	18	14	1	3.768
2019	3.091	757	1	4	18	14	1	3.886
2020	3.196	792	1	4	19	15	1	4.028

Tasas de Crecimiento por Categoría y Año

Año	RE: Residencial	GEN : General	SEG: Seguridad Ciudadana	BAG: Bombas de Agua	IND 1: Industrial Menor	IND 2: Industrial Mayor	AP: Alumbrado Publico	Total Consumidores
2011	2,7%				0,0%		0,0%	2,1%
2012	-6,0%	92,0%			25,0%		0,0%	1,0%
2013	-0,6%	-14,4%			-3,8%		0,0%	-2,4%
2014	-8,4%	24,3%			-22,1%		0,0%	-5,1%
2015	-4,3%	23,1%			-68,3%		0,0%	-1,0%
2016	2,0%	6,0%	0,0%	50,0%	-10,5%	9,1%	0,0%	2,7%
2017	2,2%	3,4%	0,0%	33,3%	0,0%	8,3%	0,0%	2,4%
2018	2,9%	4,7%	0,0%	0,0%	5,9%	3,9%	0,0%	3,2%
2019	2,8%	4,7%	0,0%	0,0%	0,0%	3,9%	0,0%	3,1%
2020	3,4%	4,7%	0,0%	0,0%	5,6%	3,9%	0,0%	3,6%

Ventas de Energía Totales (kWh) por Categoría y Año

Año	RE: Residencial	GEN : General	SEG: Seguridad Ciudadana	BAG: Bombas de Agua	IND 1: Industrial Menor	IND 2: Industrial Mayor	AP: Alumbrado Publico	Total Consumidores
2010	520.288	42.152	0	0	5.095.834	0	37.775	5.696.049
2011	901.752	536.863	0	0	4.633.514	0	41.616	6.113.745
2012	860.043	292.316	0	0	2.242.090	0	190.255	3.584.704
2013	1.044.190	1.168.410	0	0	3.424.130	0	192.314	5.829.044
2014	976.880	1.043.490	0	0	3.619.070	0	194.474	5.833.914
2015	1.574.436	956.263	3.517	36.990	1.461.697	4.471.684	196.449	8.701.036
2016	1.499.446	1.102.889	2.718	45.266	955.974	3.188.397	198.761	6.993.451
2017	1.600.552	1.379.545	751	65.937	581.828	3.629.024	200.837	7.458.473
2018	1.720.479	1.571.396	780	68.477	639.794	3.913.975	206.928	8.121.830
2019	1.847.055	1.789.928	810	71.116	664.449	4.221.300	209.082	8.803.742
2020	1.994.966	2.038.851	841	73.857	728.391	4.552.757	211.518	9.601.181

Tasas de Crecimiento por Categoría y Año

Año	RE: Residencial	GEN : General	SEG: Seguridad Ciudadana	BAG: Bombas de Agua	IND 1: Industrial Menor	IND 2: Industrial Mayor	AP: Alumbrado Publico	Total Demanda de Energía
2011	73,3%	1173,6%	-	-	-9,1%	-	10,2%	7,3%
2012	-4,6%	-45,6%	-	-	-51,6%	-	357,2%	-41,4%
2013	21,4%	299,7%	-	-	52,7%	-	1,1%	62,6%
2014	-6,4%	-10,7%	-	-	5,7%	-	1,1%	0,1%
2015	61,2%	-8,4%	-	-	-59,6%	-	1,0%	49,1%
2016	-4,8%	15,3%	-22,7%	22,4%	-34,6%	-28,7%	1,2%	-19,6%
2017	6,7%	25,1%	-72,4%	45,7%	-39,1%	13,8%	1,0%	6,6%
2018	7,5%	13,9%	3,9%	3,9%	10,0%	7,9%	3,0%	8,9%
2019	7,4%	13,9%	3,9%	3,9%	3,9%	7,9%	1,0%	8,4%
2020	8,0%	13,9%	3,9%	3,9%	9,6%	7,9%	1,2%	9,1%

**PROYECCION DE COSTOS PERIODO 2017 – 2020
Bs sin IVA**

Costos	2016	2017	2018	2019	2020	PROM
Compra de Energía	4.564.787	4.427.702	4.622.652	4.809.717	5.040.478	4.725.137
Operación y Mantenimiento	937.382	999.712	1.088.626	1.180.028	1.286.914	1.138.820
Administrativos y Generales	1.474.856	1.572.925	1.712.821	1.856.630	2.024.802	1.791.794
Impuesto a las Transacciones	226.104	226.329	240.225	255.601	275.529	249.421
Cuentas Incobrables	26.379	26.405	28.026	29.820	32.145	29.099
Depreciaciones y Amortizaciones	253.683	257.631	277.768	313.737	382.710	307.962
Consumidores	9.833	10.085	10.372	10.703	11.066	10.556
Otros Ingresos	-209.338	-219.833	-237.174	-253.611	-273.895	-246.128
Utilidad	253.105	243.355	264.192	317.409	404.556	307.378
Total Costos	7.536.790	7.544.310	8.007.509	8.520.033	9.184.306	8.314.040

ANEXO II

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE COSEAL
(A precios de Diciembre 2016 con impuestos)
PERIODO 2017 – 2020

Categoría	BLOQUES		Unidad	TARIFA PROPUESTA DIC/2016
DOMICILIARIO				
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0	20	Bs	14,164
Cargo Variable 1	21	50	Bs/kWh	0,590
Cargo Variable 2	>	50	Bs/kWh	0,635
<i>Se aplica a consumidores domiciliarios con consumo de energía.</i>				
GENERAL				
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0	20	Bs	24,762
Cargo Variable 1	21	50	Bs/kWh	0,830
Cargo Variable 2	>	50	Bs/kWh	0,961
<i>Se aplica a consumidores de tipo comercial y administración pública con consumos de energía.</i>				
INDUSTRIAL MENOR (1)				
Cargo Mínimo Hasta 50 kWh	0	50	Bs	32,780
Cargo Variable > 50 kWh	>	50	Bs/kWh	0,777
<i>Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía, que realizan transformación de materia prima con una demanda menor a 50kW</i>				
INDUSTRIAL MAYOR (2)				
Cargo Energía	0	0	Bs/kWh	0,535
Cargo Potencia	0	0	Bs/kW	71,283
<i>Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía y potencia, que realizan transformación de materia prima con una demanda mayor o igual a 50 kW.</i>				
BOMBAS DE AGUA				
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0	20	Bs	24,786
Cargo Variable 1	21	50	Bs/kWh	0,707
Cargo Variable 2	>	50	Bs/kWh	0,909
<i>Se aplica a consumidores con consumos para la generación de agua potable y bombas de riego.</i>				
ALUMBRADO PÚBLICO				
Cargo Energía	0	0	Bs/kWh	1,095
<i>Se aplica a los consumos de alumbrado público de las localidades a las cuales COSEAL presta el servicio.</i>				
SEGURIDAD CIUDADANA				
Cargo Mínimo Hasta 20 kWh	0	20	Bs	14,164
Cargo Variable 1	21	50	Bs/kWh	0,590
Cargo Variable 2	>	50	Bs/kWh	0,635
<i>Se aplica a consumidores de Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control.</i>				

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

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

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

Dónde:

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

		cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos correspondientes al mes base
FIOC	=	Factor de indexación de otros costos
IPC	=	Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación
IPC ₀	=	Índice de precios al consumidor base.
PD	=	Precio del dólar
PD ₀	=	Precio base del dólar
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 III

CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN COSEAL
(A precios de Diciembre 2016 con impuestos)
PERIODO 2017 – 2020

Detalle	Unidad	Cargos Base Dic/2016
Cargos por Conexión	Bs/Conexión	46,00
Cargos por Reconexión	Bs/Reconexión	30,60

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

ANEXO 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: Se determinará el consumo promedio por consumidor de cada categoría, como el cociente entre la energía facturada y el número de clientes registrados al último día del 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.