

TRÁMITE: Estudio Tarifario presentado por la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO) para el periodo 2015 – 2018.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para COSERMO los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía y los Costos de Suministro, para el periodo 2015 – 2018; la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, para su aplicación a partir de la facturación del mes de junio de 2016; los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, para su aplicación a partir de la facturación del mes de junio de 2016; el costo de transporte de 39,43 Bs/kW-mes con IVA, por el uso de sus instalaciones de distribución en media tensión y su Fórmula de Indexación aplicable al costo de transporte; asimismo, instruir a COSERMO la determinación del depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, calculando el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría.

VISTOS:

La Resolución AE N° 634/2010 de 24 de diciembre de 2010; la nota AE-176-DPT-44/2014 de 04 de febrero de 2014; la nota recepcionada en la AE con Registro N° 3515 de 27 de marzo de 2015; la nota AE-1141-DPT-136/2015 de 19 de mayo de 2015; la nota recepcionada en la AE con Registro N° 7848 de 10 de julio de 2015; la nota recepcionada en la AE con Registro N° 1057 de 29 de enero de 2016; la nota AE-704-DPT-92/2016 de 23 de marzo de 2016; la Acta de reunión de 30 de marzo de 2016; la nota recepcionada en la AE con Registro N° 4409 de 13 de abril de 2016; la nota recepcionada en la AE con Registro N° 4409 de 13 de abril de 2016; la nota recepcionada en la AE con Registro N° 7136 de 07 de junio de 2016; el Informe AE DPT N° 363/2016 de 07 de junio de 2016; todo lo que ver convino, se tuvo presente, y;

CONSIDERANDO: (ANTECEDENTES)

Que mediante Resolución AE N° 634/2010 de 24 de diciembre de 2010, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) aprobó la Estructura Tarifaria más la fórmula de indexación para la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO), para el periodo 2010-2013.

Que mediante nota AE-176-DPT-44/2014 de 04 de febrero de 2014, se solicitó a COSERMO la presentación de un nuevo Estudio Tarifario para el periodo 2014-2017.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 3515 de 27 de marzo de 2015, COSERMO presentó el Estudio Tarifario solicitado por la AE.

Que mediante nota AE-1141-DPT-136/2015 de 19 de mayo de 2015, se puso en conocimiento de COSERMO las observaciones al Estudio Tarifario a ser consideradas en el Informe Final, otorgando un plazo de quince (15) días hábiles administrativos.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 7848 de 10 de julio de 2015, COSERMO presentó el Estudio Tarifario corregido.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 1057 de 29 de enero de 2016, COSERMO pone en conocimiento que el Gobierno Autónomo Departamental de Chuquisaca solicitó a la Distribuidora que realice la interconexión de sus líneas de media tensión con las líneas de la Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA), además de otorgar las redes de Muyupampa a esta misma empresa, por tanto, COSERMO dejaría de generar y compraría energía en bloque, por lo que solicitan se informe el procedimiento a seguir para que las tarifas reflejen esta situación.

Que mediante nota AE-373-DPT-39/2016 de 17 de febrero de 2016, se informó a COSERMO que se realizará la evaluación respectiva con respecto a la nota del párrafo anterior y que se pondrá oportunamente en conocimiento de ésta.

Que mediante nota AE-704-DPT-92/2016 de 23 de marzo de 2016, se convocó a COSERMO a una reunión para el 30 de marzo de 2016, con el fin de tratar el análisis realizado por la AE respecto a la nota recepcionada en la AE con Registro N° 1057 de 29 de enero de 2016.

Que en Acta de reunión de 30 de marzo de 2016, se estableció que COSERMO tiene que revisar datos de las ventas de energía, asimismo, las pérdidas de energía comprometiéndose a presentar formularios ISE para el día 07 de abril de 2016.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 4409 de 13 de abril de 2016, COSERMO solicitó la aprobación del Estudio Tarifario 2015-2018 como Sistema Aislado.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 4691 de 19 de abril de 2016, COSERMO adjuntó la información comprometida en la reunión de 30 de marzo de 2016 de los corrientes.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 7136 de 07 de junio de 2016, COSERMO adjuntó el Acta firmada con CESSA para el proyecto de interconexión, el mismo que se encontraría ubicado en la comunidad de San Miguel de las Pampas distante a 9.248 metros de la planta de generación de COSERMO.

Que el Informe AE DPT N° 363/2016 de 07 de junio de 2016, en base al análisis efectuado recomienda aprobar para COSERMO los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2015 – 2018; los Costos de Suministro, para el periodo 2015 – 2018; la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, para su aplicación a partir de la facturación del mes de junio de 2016; los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, para su aplicación a partir de la facturación del mes de junio de 2016; el costo de transporte de 39,43 Bs/kW-mes con IVA, por el uso de sus instalaciones de distribución en media tensión y su Fórmula de Indexación aplicable al costo de transporte; asimismo, instruir a COSERMO la determinación del depósito de garantía para cada categoría de consumidor, calculando el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría.

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

Que el artículo 51 de la Ley de Electricidad, 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, referente a los Estudios Tarifarios del cual son parte los Programas de Inversión que entre otras establece: "(...) La Superintendencia de Electricidad aprobará o rechazará los estudios efectuados por los consultores, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada, formulando las observaciones que considere pertinentes".

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

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

Que el artículo 26 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, que se refiere a los costos de operación, mantenimiento y administración en su inciso b) establece: "(...) Los costos anuales de

operación, mantenimiento y administración corresponderán, como máximo, al tres por ciento (3%) de la inversión indicada en el inciso anterior" (...)

Que el artículo 41 del RPT establece lo siguiente: "Los Distribuidores tienen la obligación de prestar el servicio de transporte en instalaciones de distribución, a otros Agentes del mercado, de acuerdo a los siguientes principios, previa la suscripción del contrato correspondiente:

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

Que el artículo 47 del RPT, establece: "(...) Los Planes de expansión que incluyen los respectivos programa de Inversión, serán presentados por el Titular a la Superintendencia, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación mediante Resolución. (...)"

Que el artículo 58 del RPT, establece: "Las tarifas base de Distribución, sus fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de los depósitos de garantía, serán aprobados cada cuatro años, entrarán en vigencia en el mes de noviembre del año que corresponda y tendrán vigencia por este período, salvo que se produjese una revisión extraordinaria de tarifas base, de acuerdo con lo previsto en el artículo 52 de la Ley de Electricidad."

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

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

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

Que el artículo 3 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, establece lo siguiente: "Para efectos del estudio tarifario, la parte del valor del activo tangible y del activo intangible y, en consecuencia del valor de su depreciación acumulada, que corresponda en moneda extranjera serán determinados y proyectados en moneda local considerando la diferencia entre la variación del tipo de cambio del dólar de Estados Unidos de Norteamérica y, la variación del Índice de Precios al Consumidor, promedio de los cuatro años anteriores a

la fecha de realización del estudio tarifario.

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

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

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

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

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

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

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

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

Que mediante Resolución SSDE N° 126/97 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, ha realizado el análisis relativo al Estudio Tarifario de la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO) para el periodo 2015 – 2018, contenido en su Informe AE DPT N° 363/2016 de 07 de junio de 2016 y demás antecedentes mencionados, estableciendo el siguiente análisis:

"(...) 3. ANALISIS

Mediante nota COSERMO N° 038/16 de 28 de enero de 2016 recepcionada en la AE con Registro N° 1057 de 29 de enero de 2016, COSERMO pone en conocimiento que la Gobernación de Chuquisaca solicitó a COSERMO realice la interconexión de sus líneas de media tensión con las líneas de la Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA).

Debido que actualmente se han generado las condiciones de una inminente interconexión del sistema de COSERMO al Sistema Interconectado Nacional (SIN), a través de una red en media tensión, es que se ha visto por conveniente realizar el análisis del presente Estudio Tarifario como un Sistema Menor, es decir, como compra de electricidad en bloque, misma que sería realizada a CESSA.

Por lo que se consideraría en el análisis del presente estudio, la compra de energía a CESSA a partir de la gestión 2016 y los costos que este cambio de provisión del suministro de electricidad significan.

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 Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO) para el periodo 2014 - 2018, la AE elaboró un modelo de cálculo de tarifas de distribución, cuyos principales resultados se presenta a continuación:

3.1 Análisis de la Demanda

El Estudio de Demanda fue obtenido a partir de los datos e información proporcionada por COSERMO, así como aquella relacionada con actividades socio-comerciales que se dan en Monteagudo y que se encuentran recogidas en las variables que maneja el Instituto Nacional de Estadística (INE).

El periodo de proyección y análisis contenido en el presente informe, incluye los años 2014 - 2018, 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...".

De acuerdo al artículo 5 del Decreto Supremo N° 27302 se aplicó como año base el 2014, debido a que el artículo señala que es el que corresponde al año anterior al que se efectúe el Estudio Tarifario.

La zona de operación se encuentra definida en la Resolución AE N° 335/2010 de 26 de julio de 2010, que comprende los Municipios de Monteagudo y Huacareta, a cuya fecha no se ha actualizado el área poligonal. Específicamente las comunidades atendidas con el servicio son:

MUNICIPIO DE MONTEAGUDO

Detalle	Usuarios
MONTEAGUDO	2343
CANDUA	549
SAN MIGUEL DE LAS PAMPAS	101
ZAPALLAR	97
SIVINGAMAYU-MAYCHAMAYU-LOAZA	34
VALLE NUEVO	48
CRUCE PIRAYMIRI	97
VILLA FERNANDEZ - SOMBREILLOS	66
PEÑADERIA	26
TACUARA	9
SAN MIGUEL DEL BAÑADO	103
PUCAHUASI	29
BARRIO 16 DE FEBRERO	77
ITAPENTI	11
SAN PEDRO DEL PARAPETI	23
ÑAURENDA	25

MUNICIPIO HUACARETA

Detalle	Usuarios
HUACARETA	402
GUAYAVILLAR	26
SAUCEMAYU	29
PIRAYCITO	62
VILLA ESPERANZA	17
TOTORENDA	8
ROSARIO DEL INGRE	115
VILLA HERMOSA	8
SAN JORGE DE IPATI	16
HUIRASAY	30
ITAPO	25
LA ABRA	25
YUMAO	7
ANGUAGUAZU	8
ÑACAMIRI	21
KAPUCO	12

MUNICIPIO DE MUYPUPAMPA

Detalle	Usuarios
MONTEGRANDE	25
TAPERILLAS	52
TIMBOY PAMPA	15
LA TAPERA	67
CUMANDAYTI	63
CHUYAYACU	17
TICUCHA	52
CAMOTAL	12
ITAPOCHI	9
VALLECITOS	19

Tal como se puede observar en los cuadros anteriores, el mayor centro de consumo se encuentra en la población urbana de Monteagudo, Provincia Hernando Siles.

La proyección de la demanda fue elaborada en base a la información histórica anual de los últimos 20 años, 1992 – 2011, misma que se presenta en los siguientes cuadros:

Consumidores por Categoría y por año (A Diciembre)

AÑO	Doméstica	Comercial	Industrial	A.Público	Total	Tasa de Crecimiento
2000	1.142	310	3	-	1.455	
2001	1.155	291	3	-	1.449	-0,4%
2002	1.232	271	3	-	1.506	3,9%
2003	1.253	306	4	-	1.563	3,8%
2004	1.308	323	6	-	1.637	4,7%
2005	1.406	303	12	-	1.721	5,1%
2006	1.986	312	11	-	2.309	34,2%
2007	2.146	324	10	-	2.480	7,4%
2008	2.179	428	51	-	2.658	7,2%
2009	2.277	520	52	2	2.851	7,3%
2010	2.535	555	52	2	3.144	10,3%
2011	3.078	606	52	2	3.738	18,9%
2012	3.597	659	49	3	4.308	15,2%
2013	3.790	711	50	3	4.554	5,7%
2014	4.109	735	52	3	4.899	7,6%

Para las ventas de energía, la información utilizada, corresponde a la información histórica del periodo 1992-2011, cuyo resumen es presentado a continuación:

Ventas de Energía por Categoría y por año (kWh)

AÑO	Doméstica	Comercial	Industrial	A.Público	Total	Tasa de Crecimiento
2000	859.609	550.908	28.150	174.590	1.613.256	
2001	900.622	519.082	21.918	175.247	1.616.870	0,2%
2002	879.115	432.090	22.553	161.691	1.495.449	-7,5%
2003	856.433	457.607	29.171	162.347	1.505.558	0,7%
2004	933.378	504.263	77.224	182.870	1.697.735	12,8%
2005	1.033.904	482.507	78.906	192.821	1.788.138	5,3%
2006	1.334.221	535.595	85.873	235.961	2.191.650	22,6%
2007	1.516.991	599.933	82.524	265.044	2.464.492	12,4%
2008	1.649.080	809.640	162.270	378.280	2.999.270	21,7%
2009	1.682.353	1.062.784	222.406	419.967	3.387.510	12,9%
2010	1.960.684	1.254.286	223.883	476.095	3.914.948	15,6%
2011	2.298.330	1.368.850	242.867	622.702	4.532.749	15,8%
2012	2.583.870	1.521.148	233.358	630.865	4.969.241	9,6%
2013	2.928.765	1.636.056	212.970	681.308	5.459.099	9,9%
2014	3.287.962	1.692.102	238.342	753.736	5.972.142	9,4%

Para las proyecciones de consumidores como de energía se aplicaron métodos analíticos y tendenciales, debidos fundamentalmente a la falta de información macroeconómica que de forma confiable explique la conducta de los agentes por zonas económicas o departamentos en Bolivia.

3.1.1 Proyección de Consumidores

3.1.1.1 Categoría Domiciliaria

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

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:

- La Población.
- El Índice de Habitantes por Vivienda (IHV) y como resultado, la cantidad de viviendas ocupadas.
- El porcentaje de Viviendas electrificadas (GE) y como resultado la cantidad de viviendas electrificadas.

Se aplicaron los siguientes parámetros:

- Tasa de Crecimiento poblacional. Se utilizaron los siguientes datos del Instituto nacional de Estadísticas (INE): -0,80% Tasa de crecimiento intercensal del INE expresada en el boletín informativo de dicha institución para el periodo de 2002 a 2012.
- La Tasa de Cobertura objetivo fue estimada por COSERMO a 75,17% aproximadamente hasta el año 2018, sin embargo la AE modificó esta cobertura a 81.72% hasta el año 2018, considerando el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, que determina para el año 2020 una meta de cobertura del 87% en el área rural y de un 100% en el área urbana.
- Por consiguiente, la tasa de crecimiento de cobertura se incrementó de 2,04% anual a 2.64%.

Asimismo, la proyección para esta categoría fue realizada dividiendo el número de viviendas electrificadas, estimado a partir de la información del INE y de las tendencias de crecimiento implícitas entre el índice de habitantes por vivienda.

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

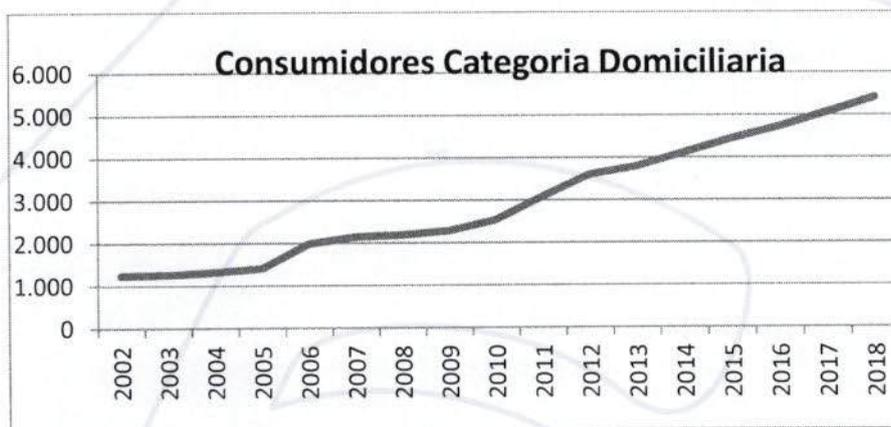
AÑO	Población Urbana ENDE - MONTEAGUDO con crec. 1992-2001 INE	Crec. Poblacional ENDE - MONTEAGUDO (datos INE)	Índice de Habitantes por Vivienda (IHV)	Viviendas Ocupadas (urbano- rural)	Cobertura	Viviendas electrificadas	I.C.C	Cambio % I.C.C.	N° de Clientes categoría	Crecimiento de Clientes (%) según indicadores socio demográficos	N° de Clientes COSERMO
2001	7,285	-0.80%	4.22	7,203	32.82%	2,364	2.047		1,155		
2002	7,227	-0.80%	4.24	7,225	35.77%	2,585	2.098	2.50%	1,232		
2003	7,169	-0.80%	4.26	7,248	38.72%	2,806	2.240	6.76%	1,253		1,563
2004	7,112	-0.80%	4.29	7,270	41.67%	3,030	2.316	3.41%	1,308	4.39%	1,637
2005	7,055	-0.80%	4.31	7,293	44.62%	3,254	2.314	-0.08%	1,406	7.49%	1,721
2006	6,998	-0.80%	4.33	7,315	47.57%	3,480	1.752	-24.29%	1,986	41.25%	2,309
2007	6,942	-0.80%	4.35	7,338	50.52%	3,707	1.727	-1.42%	2,146	8.06%	2,480
2008	6,887	-0.80%	4.37	7,360	53.47%	3,935	1.806	4.56%	2,179	1.54%	2,658
2009	6,832	-0.80%	4.40	7,383	56.42%	4,165	1.829	1.28%	2,277	4.50%	2,851
2010	6,777	-0.80%	4.42	7,405	59.37%	4,396	1.734	-5.19%	2,535	11.33%	3,144
2011	6,723	-0.80%	4.44	7,427	62.32%	4,629	1.504	-13.29%	3,078	21.42%	3,738
2012	6,669	-0.80%	4.46	7,450	65.27%	4,863	1.352	-10.11%	3,597	16.86%	4,308
2013	6,616	-0.80%	4.48	7,472	68.22%	5,098	1.345	-0.50%	3,790	5.37%	4,554
2014	6,563	-0.80%	4.51	7,495	71.17%	5,334	1.298	-3.49%	4,109	8.42%	4,899
2015	6,510	-0.80%	4.53	7,517	73.81%	5,548	1.258	-3.07%	4,441	8.08%	5,271
2016	6,458	-0.80%	4.55	7,540	76.45%	5,764	1.220	-3.07%	4,725	6.40%	5,607
2017	6,406	-0.80%	4.57	7,562	79.09%	5,980	1.182	-3.07%	5,058	7.04%	5,994
2018	6,355	-0.80%	4.59	7,585	81.72%	6,198	1.146	-3.07%	5,408	6.92%	6,402

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 2015-2018:

Proyección de Consumidores – Categoría Domiciliaria

Categoría	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Domiciliario	3,078	3,597	3,790	4,109	4,441	4,725	5,058	5,408
Tasa de Crecimiento Anual		16.9%	5.4%	8.4%	8.1%	6.4%	7.0%	6.9%

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



3.1.1.2 Categoría General

Para la proyección de número de clientes de la categoría General, luego de analizar diferentes alternativas y frente a los resultados poco confiables de los modelos econométricos planteados, se optó por aplicar métodos analíticos.

Es así, que se realizó la proyección de esta categoría considerando el crecimiento promedio a partir del año 2003, eliminando los picos de crecimiento que de manera excepcional se presentan en los años 2005 (negativo) y 2008 y 2009 como resultado de reclasificación de usuarios hacia esta categoría, la exclusión de estos picos se hace para eliminar el sesgo en las proyecciones:

Número de Consumidores Categoría General

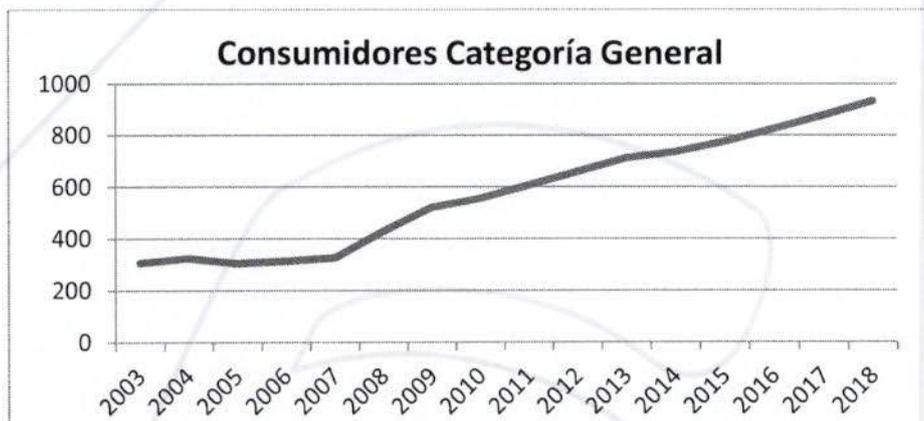
Año	t	General 1	%	kWh/cliente
2003	1	306		1,495
2004	2	323	5.56%	1,561
2005	3	303	-6.19%	1,592
2006	4	312	2.97%	1,717
2007	5	324	3.85%	1,852
2008	6	428	32.10%	1,892
2009	7	520	21.50%	2,044
2010	8	555	6.73%	2,260
2011	9	606	9.19%	2,259
2012	10	659	8.75%	2,308
2013	11	711	7.89%	2,301
2014	12	735	3.38%	2,302

Con base a estos criterios, se determinó en promedio una tasa de crecimiento del 6,42% para el periodo histórico, por lo cual los resultados obtenidos para la proyección son los siguientes:

Proyección de Consumidores – Categoría General

Categoría	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Comercial	606	659	711	735	775	825	878	934
Tasa de Crecimiento Anual		8.7%	7.9%	3.4%	5.4%	6.4%	6.4%	6.4%

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 información histórica muestra un alto grado de volatilidad, mostrando crecimientos de hasta el 410% y decrecimientos en tres periodos, tal como se puede observar en el cuadro siguiente:

**Número de Consumidores
Categoría Industrial**

Año	t	Industrial	%
2003	1	4	
2004	2	6	50.00%
2005	3	12	100.00%
2006	4	11	-8.33%
2007	5	10	-9.09%
2008	6	51	410.00%
2009	7	52	1.96%
2010	8	52	0.00%
2011	9	52	0.00%
2012	10	49	-5.77%
2013	11	50	2.04%
2014	12	52	4.00%

Por esta alta volatilidad, atendiendo a las características de la región y a la dinámica que el sistema tuvo en los últimos años, se ha considerado el crecimiento promedio del PIB Departamental que fue de 2.78%.

En base a la metodología expuesta en el punto anterior, a continuación se presenta el resumen de los resultados obtenidos en la categoría industrial, proyección que alcanza el periodo 2015-2018:

Proyección de Consumidores – Categoría Industrial

Categoría	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Industrial	52	49	50	52	52	53	55	56
Tasa de Crecimiento Anual		-5.8%	2.0%	4.0%	0.0%	2.8%	2.8%	2.8%

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



3.1.1.4 Alumbrado Público

El número de clientes de alumbrado público no es una variable que tiene una gran dinámica, pues el mismo cambia sólo cuando se añade un nuevo centro urbano (municipio) a la concesión de COSERMO. En el presente caso no se prevé que vaya a incorporarse un nuevo cliente, por lo que la proyección mantiene el número de clientes de alumbrado público en tres. Obteniéndose los siguientes resultados:

Proyección de Consumidores – Categoría Alumbrado Público

Categoría	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alumbrado Público	2	3	3	3	3	3	3	3
Tasa de Crecimiento Anual		50.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

3.1.2 Proyección de Ventas de Energía

3.1.2.1 Categoría Domiciliaria

El consumo domiciliario se obtuvo como el producto de los clientes y su consumo unitario promedio.

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

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 fue

proyectado inicialmente en base al crecimiento promedio de los últimos años observados, como resultado se tiene que el crecimiento de la demanda de energía en esta categoría fue del 1,57% anual, sin embargo, los datos están influenciados por grandes fluctuaciones positivas y negativas, por lo que se optó por utilizar el crecimiento del último año que es de 3,55%:

Ventas de Energía Categoría Domiciliaria (kWh)

Año	t	kWh/Cliente	%	kWh	%	N° Clientes
2003	1	683.506		856,433.00		1,253
2004	2	713.592	4.40%	933,378.00	8.98%	1,308
2005	3	735.351	3.05%	1,033,904.00	10.77%	1,406
2006	4	671.813	-8.64%	1,334,221.00	29.05%	1,986
2007	5	706.892	5.22%	1,516,991.00	13.70%	2,146
2008	6	756.806	7.06%	1,649,080.00	8.71%	2,179
2009	7	738.846	-2.37%	1,682,353.00	2.02%	2,277
2010	8	773.445	4.68%	1,960,684.00	16.54%	2,535
2011	9	746.696	-3.46%	2,298,330.00	17.22%	3,078
2012	10	718.340	-3.80%	2,583,870.00	12.42%	3,597
2013	11	772.761	7.58%	2,928,765.00	13.35%	3,790
2014	12	800.185	3.55%	3,287,962.00	12.26%	4,109

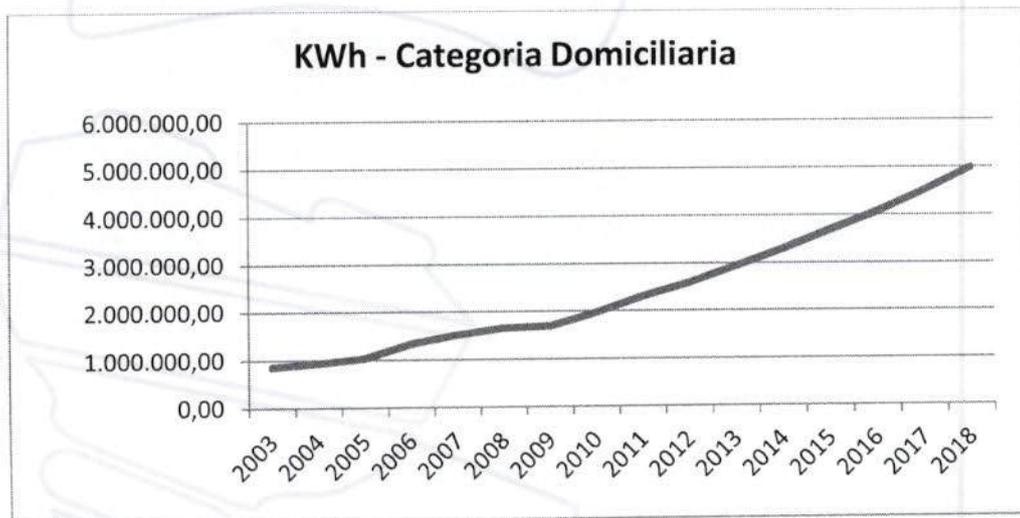
Multiplicando el crecimiento de la demanda de energía (kWh/Cliente) por el número de clientes proyectado, se obtuvo una tasa de crecimiento promedio anual de 10,6% para el periodo 2016 – 2018.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Proyección de Ventas de Energía – Categoría Domiciliaria

Categoría	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Domiciliario	2,298,330	2,583,870	2,928,765	3,287,962	3,680,988	4,055,672	4,495,273	4,976,934
Tasa de Crecimiento Anual		12.4%	13.3%	12.3%	12.0%	10.2%	10.8%	10.7%

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



3.1.2.2 Categoría General

Para los consumidores de la categoría General, se ha considerado la tasa de crecimiento promedio anual verificada en el periodo 2003 al 2014, en dicho periodo el crecimiento promedio anual fue del 4,47%.

Ventas de Energía Categoría General (kWh)

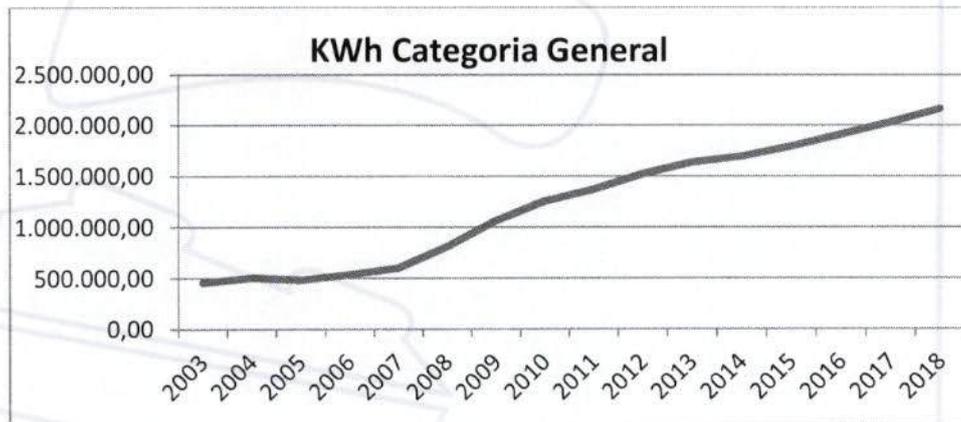
Año	kWh/cliente	% crecimiento	Clientes	kWh	%
2003	1,495.45		306	457,607.00	
2004	1,561.19	4.40%	323	504,263.00	10.20%
2005	1,592.43	2.00%	303	482,507.00	-4.31%
2006	1,716.65	7.80%	312	535,595.00	11.00%
2007	1,851.65	7.86%	324	599,933.00	12.01%
2008	1,891.68	2.16%	428	809,640.00	34.96%
2009	2,043.82	8.04%	520	1,062,784.00	31.27%
2010	2,259.97	10.58%	555	1,254,286.00	18.02%
2011	2,258.83	-0.05%	606	1,368,850.00	9.13%
2012	2,308.27	2.19%	659	1,521,148.00	11.13%
2013	2,301.06	-0.31%	711	1,636,056.00	7.55%
2014	2,302.18	0.05%	735	1,692,102.00	3.43%

Multiplicando el crecimiento de la demanda de energía (kWh/Cliente) por el número de clientes proyectado, se obtuvo una tasa de crecimiento promedio anual de 6,5% para el periodo 2016 – 2018. Por consiguiente, los resultados obtenidos son:

Proyección de Ventas de Energía – Categoría General

Categoría	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Comercial	1,368,850	1,521,148	1,636,056	1,692,102	1,790,925	1,906,798	2,030,167	2,161,519
Tasa de Crecimiento Anual		11.1%	7.6%	3.4%	5.8%	6.5%	6.5%	6.5%

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



3.1.2.3 Categoría Industrial

Para los consumidores de la categoría Industrial, la serie histórica muestra información totalmente errática y con mucha volatilidad, de esta manera se optó por asumir el criterio de

que el consumo de cada cliente industrial aumentaría a la tasa del PIB departamental, es decir al 2,78%.

Ventas de Energía Categoría Industrial (kWh)

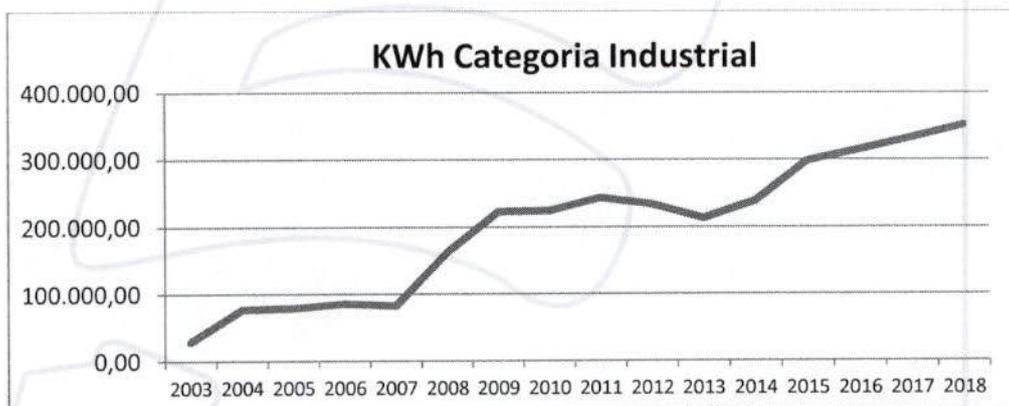
Año	kWh/cliente	% crecimiento	Clientes	kWh Ind	%
2003	7293		4	29,171.00	
2004	12871	76.49%	6	77,224.00	164.73%
2005	6576	-48.91%	12	78,906.00	2.18%
2006	7807	18.72%	11	85,873.00	8.83%
2007	8252	5.71%	10	82,524.00	-3.90%
2008	3182	-61.44%	51	162,270.00	96.63%
2009	4277	34.42%	52	222,406.00	37.06%
2010	4305	0.66%	52	223,883.00	0.66%
2011	4671	8.48%	52	242,867.00	8.48%
2012	4762	1.97%	49	233,358.00	-3.92%
2013	4259	-10.56%	50	212,970.00	-8.74%
2014	4584	7.61%	52	238,342.00	11.91%

Asumiendo el criterio descrito, como resultado se obtuvo un crecimiento compuesto promedio anual de 5,64%. Los resultados finales son los siguientes:

Proyección de Ventas de Energía – Categoría Industrial

Categoría	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Industrial	242,867	233,358	212,970	238,342	297,833	314,623	332,359	351,095
Tasa de Crecimiento Anual		-3.9%	-8.7%	11.9%	25.0%	5.6%	5.6%	5.6%

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



3.1.2.4 Alumbrado Público

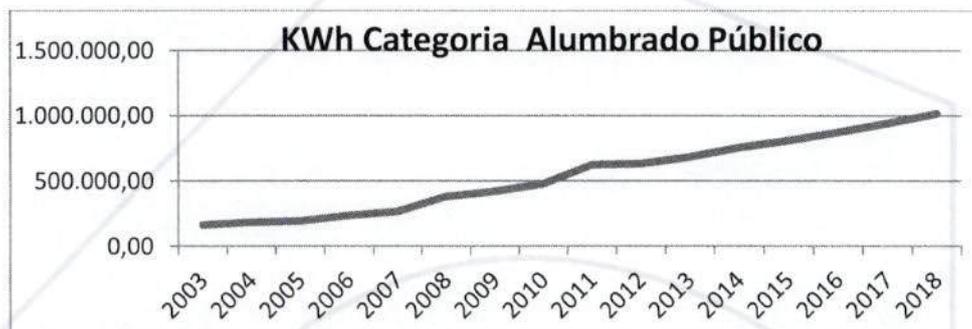
Las ventas de energía de la categoría Alumbrado Público está en directa relación con el crecimiento de la población de la región, en este sentido, considerando que no se tiene en perspectiva el ingreso de nuevos municipios o centros poblados para ser atendidos con alumbrado público, se optó por obtener un promedio ajustado de crecimiento, eliminando los datos donde se presentan picos que distorsionan la serie, obteniendo un crecimiento promedio del 7,86%. Los resultados de dicha proyección se muestran a continuación:



Proyección de Ventas de Energía – Categoría Alumbrado Público

Categoría	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alumbrado Público	622,702	630,865	681,308	753,736	808,148	871,701	940,252	1,014,194
Tasa de Crecimiento Anual		1.3%	8.0%	10.6%	7.2%	7.9%	7.9%	7.9%

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 2016-2018, el siguiente cuadro muestra el resumen agregado por categorías de las proyecciones de clientes y ventas de energía de COSERMO, considerando que los datos de la gestión 2015 fueron incorporados con datos reales obtenidos de los formularios ISE:

CONSUMIDORES POR CATEGORÍA Y POR AÑO

Año	Domiciliaria	General	Industrial	A.Público	TOTAL
2010	2.535	555	52	2	3.144
2011	3.078	606	52	2	3.738
2012	3.597	659	49	3	4.308
2013	3.790	711	50	3	4.554
2014	4.109	735	52	3	4.899
2015	4.441	775	52	3	5.271
2016	4.725	825	53	3	5.607
2017	5.058	878	55	3	5.994
2018	5.408	934	56	3	6.402

VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORÍA Y POR AÑO (kWh)

Año	Domiciliaria	General	Industrial	A.Público	TOTAL
2010	1.960.684	1.254.286	223.883	476.095	3.914.948
2011	2.298.330	1.368.850	242.867	622.702	4.532.749
2012	2.583.870	1.521.148	233.358	630.865	4.969.241
2013	2.928.765	1.636.056	212.970	681.308	5.459.099
2014	3.287.962	1.692.102	238.342	753.736	5.972.142
2015	3.680.988	1.790.925	297.833	808.148	6.577.894
2016	4.055.672	1.906.798	314.623	871.701	7.148.794
2017	4.495.273	2.030.167	332.359	940.252	7.798.052
2018	4.976.934	2.161.519	351.095	1.014.194	8.503.742

3.1.4 Demanda máxima proyectada

La potencia máxima para el periodo 2015 -2018 fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo y un factor de carga que varía como se presenta a continuación:

COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio
Compras de Energía (kWh)	7.717.700	7.792.938	8.971.433	9.539.012	10.171.940	9.118.831
Potencia Máxima (kW)	1.640	1.650	1.717	1.797	1.877	1.760
Factor de Carga (%)	53,72%	53,92%	59,66%	60,61%	61,88%	59,15%

3.1.5 Balance de Energía

El balance de energía fue realizado para consumos en Baja y Media Tensión.

El objetivo para obtener los balances anuales de energía para el período 2015 - 2018, es el de verificar que las ventas más las pérdidas de energía coincidan con la compra de energía.

La compra de energía para el periodo 2015 - 2018 fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo y el consumo propio más las pérdidas en distribución.

Para la determinación del Consumo Propio, se aplica el valor de 0,40% sobre las compras de energía, porcentaje obtenido del consumo propio promedio aplicado por las empresas que realizan la compra en bloque en otros sistemas.

Evaluando la información presentada por COSERMO en los formularios ISE 110, 120 y 220, de las gestiones 2013, 2014 y 2015, se ha determinado un nivel de pérdidas de 14,71%, 22,22% y 15,19%; valores que presentan un comportamiento irregular en el nivel de pérdidas, por lo no es posible realizar una proyección durante el periodo tarifario.

Para el periodo tarifario 2015 – 2018, se ha determinado que el nivel de pérdidas disminuya a 15% para la gestión 2018, esto considerando que las pérdidas promedio de empresas y/o cooperativas que realizan similar actividad, se encuentra en dicho valor aproximadamente.

A continuación se presenta el Balance de Energía calculado:

Balance de Energía

COMPRAS DE ENERGÍA (kWh)							
Categorías	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio
Compras	6.430.910	7.717.700	7.792.938	8.923.962	9.452.091	10.051.704	9.055.174
Total Compras	6.430.910	7.717.700	7.792.938	8.923.962	9.452.091	10.051.704	9.055.174

VENTAS DE ENERGÍA (kWh)							
Categorías	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio
Domiciliario	2.928.765	3.287.962	3.680.988	4.055.672	4.495.273	4.976.934	4.302.217
General	1.636.056	1.692.102	1.790.925	1.908.798	2.030.167	2.161.519	1.972.352
Industrial	212.970	238.342	297.833	314.623	332.359	351.095	323.977
Alumbrado Público	681.308	753.736	808.148	871.701	940.252	1.014.194	908.574
	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0
Total Ventas de Energía	5.459.099	5.972.142	6.577.894	7.148.794	7.798.052	8.503.742	7.507.120

Consumo Propio (kWh)							
Detalle	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio
Consumo Propio	25.724	30.871	31.172	35.696	37.808	40.207	36.221
Total Consumo Propio	25.724	30.871	31.172	35.696	37.808	40.207	36.221

PÉRDIDAS DE ENERGÍA (kWh)							
Detalle	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio
Pérdidas	946.087	1.714.687	1.183.872	1.739.472	1.616.231	1.507.756	1.511.833
Total Pérdidas	946.087	1.714.687	1.183.872	1.739.472	1.616.231	1.507.756	1.511.833

PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)							
Detalle	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio
Pérdidas	14,71%	22,22%	15,19%	19,49%	17,10%	15,00%	18,50%
Total Pérdidas	14,71%	22,22%	15,19%	19,49%	17,10%	15,00%	18,50%

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

- a) Se realizó una validación individual de cada uno de los movimientos registrados en la base de datos de las gestiones 2012, 2013 y 2014, para posteriormente tomar el menor valor de los últimos tres años, excluyendo del análisis la gestión 2011, las cuentas presentadas fueron comparadas con los conceptos del costo en la base 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) 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 COSERMO durante el periodo 2012- 2014, presentados en la planilla "COSERMO ER Consolidado 2010-2013 V3.xls", 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
- Impuesto a las Transacciones
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 2015 - 2018 y los precios de los mismos vigentes en el mes de diciembre del año base (2014).

Para los precios de compra se consideraron los aprobados para CESSA para la reventa (venta en bloque) mediante Resolución AE N° 606/2015 de 29 de octubre de 2015.

Los precios de compra vigentes indexados al mes de diciembre de 2014 sin IVA fueron los siguientes:

- *Energía (Bs/kWh) = 0,342*
- *Potencia (Bs/kW) = 28,167*

A continuación, se presenta el costo de compra del suministro de electricidad aplicando los precios base de energía y potencia para el periodo 2015 – 2018:

Costo Compra Suministro de Electricidad

COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio
Compras de Energía (kWh)	7.717.700	7.792.938	8.923.962	9.452.091	10.051.704	9.055.174
Potencia Máxima (kW)	1.640	1.650	1.717	1.797	1.877	1.760
Factor de Carga (%)	53,72%	53,92%	59,35%	60,06%	61,15%	58,73%

PRECIOS DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio
Precio de Energía (Bs/kWh)	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342
Precio de Potencia (Bs/kW)	28,167	28,167	28,167	28,167	28,167	28,167
Precio Monómico (Bs/kWh)	0,414	0,414	0,407	0,406	0,405	0,408

COSTO DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio
Compras de Energía (Bs)	2.639.453	2.665.185	3.051.995	3.232.615	3.437.683	3.096.869
Compras de Potencia (Bs)	554.327	557.707	580.218	607.258	634.298	594.870
Total Compras (Bs)	3.193.780	3.222.891	3.632.213	3.839.873	4.071.981	3.691.740

ESTRUCTURA DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Categorías	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio
Compras de Energía (Bs)	82,64%	82,70%	84,03%	84,19%	84,42%	83,83%
Compras de Potencia (Bs)	17,36%	17,30%	15,97%	15,81%	15,58%	16,17%
Total Compras (Bs)	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

3.2.2 Costos de Operación y Mantenimiento

Operación y Mantenimiento

Los costos de Operación y Mantenimiento, corresponden a los costos operativos en la

generación y distribución, estos están referidos especialmente a:

- Mano de obra, material, combustible.
- Despacho de carga.
- 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 del 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 documentación utilizada para la determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento, se basa en la información procesada por la Cooperativa, que agrupa las transacciones realizadas durante las gestiones 2012, 2013 y 2014, de acuerdo a los criterios requeridos para el estudio tarifario. Esta información no se encuentra clasificada por niveles de tensión, por lo que los costos no fueron discriminados por dichos niveles.

Es necesario mencionar que COSERMO realizará la compra de energía a CESSA (venta en bloque), se desestimó tomar en cuenta para este análisis los costos de Operación y Mantenimiento en Generación.

Considerando el criterio asumido por la AE, algunos costos fueron incorporados en la base de Operación y Mantenimiento de Distribución y otros enviados o recategorizados a costos Administrativos y Generales y costos de Consumidores.

Como resultado final se obtuvieron los siguientes valores:

Costos de Operación y Mantenimiento en Distribución
(En Bolivianos)

Costos	Base 2014 En Bs	Cantidad	Unidad	Costo Unitario Bs/Cant - año	Costo Unitario Bs/Cant - mes	Costo Unitario \$us/Cant - mes
Operación y Mantenimiento	143.341	1.640	kW	87,403	7,284	1,046

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 los costos de compra de energía y potencia, llegando a los siguientes resultados:

Costos	2014	2015	2016	2017	2018	PROMEDIO
Operación y Mantenimiento	143.341	144.215	150.036	157.028	164.020	153.825

3.2.3 Costos Administrativos y Generales en Distribución

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 fueron obtenidos de la información remitida por COSERMO, tomando el valor menor de las gestiones 2012 a 2014, desestimando la gestión 2011.

De la misma forma, asumiendo el criterio asumido por la AE, algunos costos fueron incorporados en la base de Costos Administrativos y Generales y otros enviados o recategorizados a costos de Operación y Mantenimiento y costos de Consumidores.

Del análisis de Costos, fueron excluidos los Costos Administrativos y Generales registrados en Generación, costos que son resumidos en el siguiente cuadro:

CODIGO	CONCEPTO
52101001001	SUELDOS Y ADMINISTRATIVOS Y GENERALES
52101002001	UTILES Y GASTOS DE OFICINA
52101003001	GASTOS GENERALES TRANSFERIDOS
52101004001	SERVICIOS EXTERNOS CONTRATADOS
52101005001	SEGUROS DE PROPIEDAD
52101007001	BENEFICIOS SOCIALES DE EMPLEADOS
52101009001	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES
52101009002	REPUESTOS DE VEHICULO
52101009004	GASTOS DE COMUNICACION
52101009005	GASTOS VARIOS
52101009006	PASAJES VIATICOS Y HOSPEDAJE
52101009007	ROPA DE TRABAJO
52101009011	REPUESTOS PARA MOTORES
52101009013	HERRAMIENTAS MENORES
52102001001	MANTENIMIENTO DE PROPIEDAD GENERAL

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 los costos de compra de potencia. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Costos Administrativos y Generales
(En Bolivianos)

Costos	Base 2014 En Bs	Cantidad	Unidad	Costo Unitario Bs/Cant - año	Costo Unitario Bs/Cant - mes	Costo Unitario \$/Cant - mes
Administrativos y Generales	1.327.777	1.640	kW	809,620	67,468	9,694

Costos	2014	2015	2016	2017	2018	PROMEDIO
Administrativos y Generales	1.327.777	1.313.469	1.357.248	1.433.032	1.506.604	1.402.588

De los costos base presentado por COSERMO se excluyeron los siguientes costos:

Gestión 2012:

- Servicios externos contratados (Cuenta N° 52303001009), de Bs10.908,00 se descontó Bs9.600 que corresponde al servicio de té, considerando que este gasto no es reconocido por la AE, considerando el artículo 46, del Capítulo IV del Decreto Supremo N° 26094 del Reglamento de Precios y Tarifas.
- Servicios externos contratados (Cuenta N° 52304001004), de Bs48.995.64,00 se descontó Bs9.900,00 que corresponde al servicio de té, de acuerdo al mismo criterio anterior.
- Gastos varios generales (Cuenta N° 52303001045), de Bs6.606,00 se descontó Bs2.400,00 que corresponde al servicio de té y Bs1.289,00 por capacitación, considerando que estos gastos no son reconocidos por la AE.
- Gastos varios generales (Cuenta N° 52304001009), de Bs65.480,00 se descontó Bs12.824,00 que corresponde a gastos navideños, Bs1.243,00 por refrigerios y Bs3.501,00 por taxis, considerando que estos gastos no son reconocidos por la AE.

Gestión 2013:

- Servicios externos contratados (Cuenta N° 52303001009), de Bs29.655,00 se descontó Bs14.400,00 que corresponde también al servicio de té, considerando que este gasto no es reconocido por la AE.
- Servicios externos contratados (Cuenta N° 52304001004), de Bs98.888,00 se descontó Bs17.680,00 que corresponde también al servicio de té.
- Gastos varios generales (Cuenta N° 52304001009), de Bs71.633,00 se descontó Bs2.902,00 que corresponde a capacitación, Bs4.185,00 por refrigerios y Bs1.62, por taxis, considerando que estos gastos no son reconocidos por la AE.

Gestión 2014:

- Servicios externos contratados (Cuenta N° 52303001009), de Bs20.882,00 se descontó Bs14.400,00 que corresponde al servicio de té, considerando que como COSERMO no remitió el detalle del año 2014, la AE asumió no reconocer y descontar un monto similar al de la gestión pasada.
- Servicios externos contratados (Cuenta N° 52304001004), de Bs108.350,00 se descontó Bs17.680,00, que corresponde al servicio de té, asumiendo el criterio del anterior punto.
- Gastos varios generales (Cuenta N° 52303001045), de Bs10.988,00 se descontó Bs2.400,00 que corresponde al servicio de té y Bs1.289,00 por capacitación, considerando que COSERMO no remitió el descargo requerido.
- Gastos varios generales (Cuenta N° 52304001009), de Bs91.162,00 se descontó Bs2.902,00 que corresponde a capacitación, Bs4.185,00 por refrigerios y Bs1.627,00 por taxis, considerando los criterios anteriores.

3.2.4 Costos de Consumidores

Los costos de Consumidores fueron obtenidos de las bases de datos de las gestiones 2012-2014 de COSERMO. 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 COSERMO realiza para la atención de los clientes.

De igual forma, los costos de Consumidores base finales fueron obtenidos de la base de datos remitida por COSERMO, tomando el menor valor de las gestiones 2012 a 2014, desestimando la gestión 2011.

De los costos base de Consumidores presentado por COSERMO, se reasignó un costo a costos Administrativos y Generales (recategorizado), mismo que es detallado a continuación:

CODIGO	CONCEPTO
54401001017	COSTOS FINANCIEROS DE DISTRI. EN DISTRIB. TENSION (Recategorizado a Administrativos)

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. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Costos Consumidores (En Bolivianos)

Costos	Base 2014 En Bs	Cantidad	Unidad	Costo Unitario Bs/Cant - año	Costo Unitario Bs/Cant - mes	Costo Unitario \$/Cant - mes
Consumidores	65.746	4.899	Usuarios	13,420	1,118	0,161

Costos	2014	2015	2016	2017	2018	PROMEDIO
Consumidores	65.746	70.738	75.241	80.436	85.910	78.081

3.2.5 Otros Costos de Suministro

Estos costos corresponden a:

- i) *Impuesto a las Transacciones:* Corresponde al 3% de los ingresos por ventas de energía.
- ii) *Cuentas Incobrables:* Corresponde al 0,10% de las ventas de energía.
- iii) *Depreciaciones y Amortizaciones:* Resulta de aplicar las tasas de depreciación de la Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, sobre los activos fijos existentes y las inversiones.

- iv) *Financieros: la Empresa no cuenta con préstamos de largo plazo con entidades financieras*
- v) *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%.*

3.2.6 Resultados Costos de Suministro

La proyección de los costos de Operación y Mantenimiento tanto en Generación como en Distribución se realizaron en base a costos unitarios a precios de Diciembre de 2013, en base al promedio de costos óptimos de las gestiones 2012, 2013 y 2014 relacionados a la demanda máxima. De igual forma se procedió con los costos Administrativos y Generales.

En el caso de costos de consumidores, estos se proyectaron de la misma manera que los mencionados en el párrafo anterior.

La proyección del total de costos de suministro para el periodo 2015 – 2018, se muestra en el siguiente cuadro resumen:

Proyección Costos de Suministro (En Bolivianos)

Costos	2014	2015	2016	2017	2018	PROM
Compra de Energía	0	0	3.632.213	3.839.873	4.071.981	3.848.022
Operación y Mantenimiento	143.341	144.215	150.036	157.028	164.020	153.825
Administrativos y Generales	1.327.777	1.313.469	1.357.248	1.433.032	1.506.604	1.402.588
Impuesto a las Transacciones	84.618	84.713	196.233	208.399	217.380	176.681
Cuentas Incobrables	2.821	2.824	6.541	6.947	7.246	5.889
Depreciaciones y Amortizaciones	628.532	650.985	681.397	723.484	753.748	702.404
Consumidores	65.746	70.738	75.241	80.436	85.910	78.081
Otros Ingresos	-41.764	-45.012	-196.626	-209.826	-222.434	-168.475
Utilidad	609.546	601.820	638.803	707.251	661.552	652.357
Total Costos	2.820.616	2.823.751	6.541.085	6.946.624	7.246.008	6.851.373

3.3 Activos Fijos y Depreciación Acumulada Existentes

3.3.1 Valores Históricos

Los valores históricos se calcularon determinando los activos desde las gestiones 2010 a 2013 tomado como base los saldos finales de la gestión 2009 en base al estado de cuenta presentado por COSERMO determinándose su valor neto, para el correspondiente reproceso contable excluyendo la actualización de la UFVs correspondiente a cada gestión con el fin de obtener información para la gestión 2013, requerida de acuerdo al Reglamento de Precios y Tarifas, la información resultante de este proceso fue analizada y procesada para su inclusión en el modelo tarifario. Durante nuestro análisis del Estudio Tarifario NO se determinó la existencia de Revalorizaciones Técnicas de Activos realizadas por la Cooperativa.

Cabe hacer notar que las inconsistencias encontradas en la información analizada, fueron:

- *Tasas de depreciación aplicada, existen algunas diferencias entre las tasas aprobadas mediante Resolución SSDE N° 126/97 y la Base de Datos.*

- No se dispone de información electrónica. La Cooperativa no cuenta con información electrónica de la gestión 2012 lo cual dificulta el procesamiento de la misma y obliga a recurrir a información impresa.
- Estados financieros no cuentan con un detalle de los activos fijos dados de baja por obsolescencia y fallas técnicas por lo cual no se puede determinar con exactitud el 100% de los mismos.

Estos aspectos han sido analizados por la consultora ABS para ser corregidos e incorporados en el modelo tarifario.

3.3.2 Actualización de Activos

Disponiendo de los valores originales de cada activo, se procedió a actualizar los valores originales a diciembre de 2013, aplicando la metodología de actualización establecida por el Decreto Supremo N° 29598 del 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.

Los activos adquiridos antes de junio de 2008, se actualizan primero con las normas contables hasta antes de dicha fecha y luego con el factor determinado por la metodología determinada por el Decreto Supremo N° 29598.

Previo a la proyección de los activos fijos, se realizó un reproceso de los mismos considerando que para el estudio tarifario el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) determina una actualización diferente a la contable, por lo cual hemos tomado como punto de partida los datos de la gestión 2009 obtenidos del trabajo de retrospectiva mencionado en este informe anteriormente. La información base proporcionada por COSERMO, contienen el valor original de los Activos Fijos, así como su correspondiente depreciación. Asimismo, se han incorporado los activos correspondientes al último periodo tarifario de las inversiones ejecutadas que han sido aprobadas por la AE.



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 29598.

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° 126/97 de 31 de octubre de 1997.

Considerando lo señalado anteriormente, se procedió a la actualización del Activo Fijo Bruto el año base (2014), cuadro que se presenta a continuación:

Detalle de Activo Fijo Bruto Actualizado (En Bolivianos)

Activos	2014	2015	2016	2017	2018
ACOMETIDAS Y ACCESORIOS		-	-	-	-
ALUMBRADO PUBLICO,SEÑALIZACION Y ACCESORIOS		-	-	-	-
CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	3.870.336	3.870.336	3.870.336	3.870.336	3.870.336
EDIFICACIONES	669.292	669.292	669.292	669.292	669.292
EQUIPO DE ESTACIONES	145.335	145.335	145.335	145.335	145.335
EQUIPO DE COMPUTACION	375.324	375.324	375.324	375.324	375.324
EQUIPO DE COMUNICACION	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361
EQUIPO DE TRANSPORTE	1.309.148	1.309.148	1.309.148	1.309.148	1.309.148
EQUIPO DE LABORATORIO	67.552	67.552	67.552	67.552	67.552
HERRAMIENTAS Y EQUIPO DE TALLER	225.197	225.197	225.197	225.197	225.197
MEDIDORES		-	-	-	-
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	135.161	135.161	135.161	135.161	135.161
POSTES Y ACCESORIOS	954.821	954.821	954.821	954.821	954.821
TERRENOS	139.454	139.454	139.454	139.454	139.454
TRANSFORMADORES DE LINEA	474.122	474.122	474.122	474.122	474.122
OTROS EQUIPOS GENERALES	387.316	387.316	387.316	387.316	387.316
Total	8.754.418	8.754.418	8.754.418	8.754.418	8.754.418

3.3.3 Depreciación de la Gestión

La depreciación de los activos para el período, fue calculada aplicando las tasas establecidas en la Resolución SSDE N° 126/97, considerando las fechas de compra de cada activo y tomando como base los valores determinados a precios del 31 de diciembre de 2014, el resumen de éste cálculo se muestra en el cuadro siguiente:

Depreciación de la Gestión (En Bolivianos)

Activos	2014	2015	2016	2017	2018
ACOMETIDAS Y ACCESORIOS		-	-	-	-
ALUMBRADO PUBLICO,SEÑALIZACION Y ACCESORIOS		-	-	-	-
CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	154.813	154.813	154.813	154.813	154.813
EDIFICACIONES	16.732	16.732	16.732	16.732	16.732
EQUIPO DE ESTACIONES	4.796	4.796	4.796	4.796	4.796
EQUIPO DE COMPUTACION	75.065	75.065	75.065	75.065	75.065
EQUIPO DE COMUNICACION	91	91	91	91	91
EQUIPO DE TRANSPORTE	261.830	261.830	261.830	261.830	261.830
EQUIPO DE LABORATORIO	3.378	12.611	12.611	12.611	12.611
HERRAMIENTAS Y EQUIPO DE TALLER	12.611	12.611	12.611	12.611	12.611
MEDIDORES		-	-	-	-
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	8.110	8.110	8.110	8.110	8.110
POSTES Y ACCESORIOS	47.741	47.741	47.741	47.741	47.741
TERRENOS		-	-	-	-
TRANSFORMADORES DE LINEA	18.965	18.965	18.965	18.965	18.965
OTROS EQUIPOS GENERALES	24.401	24.401	24.401	24.401	24.401
Total	628.532	637.766	637.766	637.766	637.766



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	2014	2015	2016	2017	2018
ACOMETIDAS Y ACCESORIOS					
ALUMBRADO PUBLICO,SEÑALIZACION Y ACCESORIOS					
CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	725.469	880.282,34	1.035.095,77	1.189.909,21	1.344.722,64
EDIFICACIONES	81.152	97.884,19	114.616,50	131.348,81	148.081,12
EQUIPO DE ESTACIONES	11.990	16.786,16	21.582,21	26.378,26	31.174,31
EQUIPO DE COMPUTACION	362.609	437.673,57	512.738,28	587.802,99	662.867,70
EQUIPO DE COMUNICACION	319	410,25	501,41	592,58	683,74
EQUIPO DE TRANSPORTE	1.208.270	1.470.099,54	1.731.929,18	1.993.758,82	2.255.588,45
EQUIPO DE LABORATORIO	5.066	8.443,98	11.821,57	15.199,16	18.576,75
HERRAMIENTAS Y EQUIPO DE TALLER	52.335	64.946,44	77.557,46	90.168,48	102.779,50
MEDIDORES					
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	38.624	46.733,35	54.843,02	62.952,70	71.062,38
POSTES Y ACCESORIOS	237.755	285.496,23	333.237,26	380.978,28	428.719,31
TERRENOS					
TRANSFORMADORES DE LINEA	100.560	119.524,87	138.489,75	157.454,63	176.419,51
OTROS EQUIPOS GENERALES	130.208	154.609,14	179.010,06	203.410,98	227.811,90
Total	2.954.358	3.582.890	4.211.422	4.839.955	5.468.487

3.3.5 Activo Fijo Neto

El activo fijo neto calculado, es el siguiente:

Activo Fijo Neto (En Bolivianos)

Activos	2014	2015	2016	2017	2018
ACOMETIDAS Y ACCESORIOS	-	-	-	-	-
ALUMBRADO PUBLICO,SEÑALIZACION Y ACCESORIOS	-	-	-	-	-
CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS	3.144.867	2.990.054	2.835.240	2.680.427	2.525.613
EDIFICACIONES	588.140	571.408	554.676	537.944	521.211
EQUIPO DE ESTACIONES	133.345	128.549	123.753	118.957	114.160
EQUIPO DE COMPUTACION	12.715	-	-	-	-
EQUIPO DE COMUNICACION	1.042	950	859	768	677
EQUIPO DE TRANSPORTE	100.878	-	-	-	-
EQUIPO DE LABORATORIO	62.485	59.108	55.730	52.353	48.975
HERRAMIENTAS Y EQUIPO DE TALLER	172.861	160.250	147.639	135.028	122.417
MEDIDORES	-	-	-	-	-
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	96.538	88.428	80.318	72.209	64.099
POSTES Y ACCESORIOS	717.065	669.324	621.583	573.842	526.101
TERRENOS	139.454	139.454	139.454	139.454	139.454
TRANSFORMADORES DE LINEA	373.562	354.597	335.632	316.667	297.703
OTROS EQUIPOS GENERALES	257.108	232.707	208.306	183.905	159.504
Total	5.800.060	5.394.829	5.103.191	4.811.553	4.519.915

3.4 Programa de Inversiones para el Período 2015 – 2018

De acuerdo a la Resolución AE N° 246/2016 de 18 de mayo de 2016, las inversiones que se aprobaron a la Cooperativa de Servicios públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO) para el periodo 2015 – 2018 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

SUC - DESCRIPCION	2015	2016	2017	2018	Total Bs.
Sub Estaciones de Potencia					
Postes Torres Y Accesorios (M.T.)	38.546,24	5.050,60	17.563,35	9.317,34	70.477,53
Conductores Aereos Y Accesorios (M.T.)	9.847,32	97,02	7.969,66	3.395,00	21.309,00
Postes Torres Y Accesorios (B.T.)	83.439,20	161.143,47	104.798,98	47.492,11	396.873,76
Conductores Aereos Y Accesorios (B.T.)	103.042,19	101.975,03	75.415,11	24.058,63	304.490,95
Transformadores De Linea (B.T.)	64.438,83	55.319,69	80.342,65	62.339,37	262.440,55
Acometidas Y Accesorios (B.T.)	26.227,94	27.401,93	28.625,45	29.900,51	112.155,84
Medidores (B.T.)	84.705,71	86.589,26	88.552,27	90.597,97	350.445,22
Mobiliario y equipos de oficina (B.T.)	154.745,16	240.977,82	258.894,60		654.617,58
Edificaciones		50.000,00	696.000,00		746.000,00
	564.992,60	728.554,82	1.358.162,08	267.100,92	2.918.810,42

Es decir, el monto Total del Programa de Inversiones que se sugiere aprobar para el Periodo Tarifario 2015 – 2018, alcanza a Bs2.918.810,42 (Dos millones novecientos dieciocho mil ochocientos diez 42/100 Bolivianos).

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	2014	2015	2016	2017	2018	PROMEDIO
Patrimonio Afecto a la Concesión (Bs)	6.035.112	5.958.614	6.324.783	7.002.489	6.550.024	6.458.977
Activo Fijo Bruto	8.754.418	9.319.411	10.047.966	11.406.128	11.673.229	10.611.683
Inversiones	0	564.993	1.293.547	2.651.709	2.918.810	1.857.265
Depreciación Acumulada	2.954.358	3.596.109	4.268.273	4.982.524	5.727.038	4.643.486
Activo Fijo Neto	5.800.060	5.723.301	5.779.692	6.423.604	5.946.190	5.968.197
Capital de Trabajo	235.051	235.313	545.090	578.885	603.834	490.781
Utilidad (Bs)	609.546	601.820	638.803	707.251	661.552	652.357
Rentabilidad (%)	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%

Observamos que la utilidad promedio a percibir por COSERMO alcanza aproximadamente a Bs652.357 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 - COSERMO
(En Bolivianos diciembre 2014 s/IVA)

DETALLE	2014	2015	2016	2017	2018	PROMEDIO
Patrimonio Afecto a la Concesión (Bs)	6.035.112	5.958.614	6.324.783	7.002.489	6.550.024	6.458.977
Ingresos de Explotación (Bs)	2.820.616	2.823.751	6.541.085	6.946.624	7.246.008	5.889.367
Ventas de Energía	2.778.852	2.778.738	6.344.460	6.736.798	7.023.574	5.720.892
Ingresos por Conexión y Reconexión	41.764	45.012	45.461	49.743	52.906	48.281
Otros Ingresos	0	0	151.165	160.083	169.528	120.194
Gastos de Explotación (Bs)	2.252.834	2.266.943	6.098.908	6.449.199	6.806.890	6.367.491
Utilidad (Bs)	609.546	601.820	638.803	707.251	661.552	652.357
Rentabilidad (%)	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Ventas de Energía (kWh)	5.972.142	6.577.894	7.148.794	7.798.052	8.503.742	7.507.120
Tarifa Promedio (Bs/kWh) sin Impuestos	0,47	0,42	0,89	0,86	0,83	0,76
Tarifa Promedio (Bs/kWh) con Impuestos	0,53	0,49	1,02	0,99	0,95	0,88
Ingresos con Tarifa Actual (Bs)	5.020.974	5.530.249	6.010.224	6.556.075	7.149.372	6.311.480
Tarifa Promedio Actual (Bs/kWh) sin Impuestos	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Tarifa Promedio Actual (Bs/kWh) con Impuestos	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Variación (%)						-9,357%

En el cuadro anterior se presenta la variación entre la tarifa promedio aplicada actualmente y la propuesta por el Estudio Tarifario, es decir un impacto tarifario de -9,357%.

A continuación, se presenta los ingresos promedio con la tarifa aplicada en diciembre 2014 y la propuesta en el Estudio Tarifario para el periodo 2015 – 2018.



Ingreso Promedio - COSERMO
(En Bolivianos c/IVA)

Ingresos Promedio 2015-2018 (c/IVA)		
Empresa	Con Tarifa Base Dic/ 2014 (En Bs)	Con Tarifa Propuesta (En Bs)
COSERMO	5.930.252	5.375.360

Asimismo, se presenta la comparación de ingresos de la estructura tarifaria a diciembre de 2014, respecto a la propuesta para el Estudio Tarifario para el periodo 2015 – 2018.

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

Variación Modelo -9,357%

Categoría	Bloques	Unidad	Tarifa Anterior	Tarifa Propuesta	DIF (Bs)	DIF (%)
Domiciliaria						
Cargo Mínimo (*)	0 20	Bs	18,274	13,193	(5,08)	-27,8%
Cargo por Energía 1	21 70	Bs/kWh	0,609	0,510	(0,10)	-16,3%
Cargo por Energía 2	71 120	Bs/kWh	0,731	0,585	(0,15)	-20,0%
Cargo por Energía 3	> 120	Bs/kWh	0,853	0,689	(0,16)	-19,2%
General 1						
Cargo Mínimo (*)	0 20	Bs	24,366	17,261	(7,11)	-29,2%
Cargo por Energía 1	21 120	Bs/kWh	0,914	0,827	(0,09)	-9,5%
Cargo por Energía 2	121 300	Bs/kWh	1,036	1,036	-	0,0%
Cargo por Energía 3	> 300	Bs/kWh	1,462	1,462	-	0,0%
General 2						
Cargo Mínimo	0 20	Bs		19,493	19,49	
Cargo por Energía 1	> 20	Bs/kWh		1,137	1,14	
Industrial 1						
Cargo Mínimo	0 25	Bs	24,366	24,366	-	0,0%
Cargo por Energía 1	26 120	Bs/kWh	0,853	0,857	0,00	0,5%
Cargo por Energía 2	121 300	Bs/kWh	0,914	0,935	0,02	2,3%
Cargo por Energía 3	> 300	Bs/kWh	1,219	1,421	0,20	16,6%
Industrial 2						
Cargo por Energía		Bs/kWh	0,853	0,853	-	0,0%
Cargo por Potencia		Bs/kW	73,097	73,097	-	0,0%
Seguridad Ciudadana						
Cargo Mínimo (*)	0 20	Bs		13,193	13,19	
Cargo por Energía 1	21 70	Bs/kWh		0,510	0,51	
Cargo por Energía 2	71 120	Bs/kWh		0,585	0,59	
Cargo por Energía 3	> 120	Bs/kWh		0,689	0,69	
Alumbrado Público						
Cargo por Energía		Bs/kWh	0,974	0,974	-	0,0%
Comparación de Ingresos		Bs	5.930.252	5.375.360	(554.892)	-9,357%

(*) COSERMO propone 20 kWh en vez de 25 kWh

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 2015-2018.

3.7.1 Estructura Tarifaria Actual

La estructura tarifaria que aplica COSERMO, 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 1**
Se aplica a consumidores de tipo comercial y administración pública con consumo de energía.
- iii. **Categoría Industrial 1**
Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía, que realizan transformación de materia prima con una demanda menor a 10kW.
- iv. **Categoría Industrial 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 10kW.
- v. **Categoría Alumbrado Público**
Se aplica a los consumos de alumbrado público de las localidades a los cuales COSERMO presta el servicio. Está conformada por un cargo por energía.

La Estructura Tarifaria vigente para COSERMO, con los valores de los cargos tarifarios expresados a precios de diciembre de 2014, es la siguiente:

Estructura Tarifaria Vigente con IVA (a diciembre 2014) **COSERMO**

Categoría	Unidad	Bloques		dic-14
Domiciliario				
Cargo Mínimo	Bs	0	25	18,274
Cargo por Energía 1	Bs/kWh	26	70	0,609
Cargo por Energía 2	Bs/kWh	71	120	0,731
Cargo por Energía 3	Bs/kWh	>	120	0,853
General				
Cargo Mínimo	Bs	0	25	24,366
Cargo por Energía 1	Bs/kWh	26	120	0,914
Cargo por Energía 2	Bs/kWh	121	300	1,036
Cargo por Energía 3	Bs/kWh	>	300	1,462
Industrial 1				
Cargo Mínimo	Bs	0	25	24,366
Cargo por Energía 1	Bs/kWh	26	120	0,853
Cargo por Energía 2	Bs/kWh	121	300	0,914
Cargo por Energía 3	Bs/kWh	>	300	1,219
Industrial 2				
Cargo por Energía	Bs/kWh			0,853
Cargo por Potencia	Bs/kW			73,097
Alumbrado Público				
Cargo por Energía	Bs/kWh			0,974

3.7.2 Estructura Tarifaria Propuesta

La Estructura Tarifaria para COSERMO, que se propone para su aplicación en el periodo 2015 - 2018, ha sido determinada tomando como base la estructura tarifaria actual e incorporando la categoría General 2 y Seguridad Ciudadana.

- i. Categoría Domiciliaria**
Se aplica a consumidores domiciliarios con consumo de energía.
- ii. Categoría General 1**
Se aplica a consumidores de tipo comercial con consumo de energía.
- iii. Categoría General 2**
Se aplica a consumidores como ser instituciones, bancos y administración pública con consumo de energía.
- iv. Categoría Industrial 1**
Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía, que realizan transformación de materia prima con una demanda menor a 10kW.
- v. Categoría Industrial 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 10kW.
- vi. Categoría Alumbrado Público**
Se aplica a los consumos de alumbrado público de las localidades a los cuales COSERMO presta el servicio. Está conformada por un cargo por energía.
- vii. 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 2014, es la siguiente:

Estructura Tarifaria Propuesta con IVA (a diciembre 2014)
COSERMO

Categoría	Bloques	Unidad	Tarifa Propuesta
Domiciliaria			
Cargo Mínimo (*)	0 20	Bs	13,193
Cargo por Energía 1	21 70	Bs/kWh	0,510
Cargo por Energía 2	71 120	Bs/kWh	0,585
Cargo por Energía 3	> 120	Bs/kWh	0,689
General 1			
Cargo Mínimo (*)	0 20	Bs	17,261
Cargo por Energía 1	21 120	Bs/kWh	0,827
Cargo por Energía 2	121 300	Bs/kWh	1,036
Cargo por Energía 3	> 300	Bs/kWh	1,462
General 2			
Cargo Mínimo	0 20	Bs	19,493
Cargo por Energía 1	> 20	Bs/kWh	1,137
Industrial 1			
Cargo Mínimo	0 25	Bs	24,366
Cargo por Energía 1	26 120	Bs/kWh	0,857
Cargo por Energía 2	121 300	Bs/kWh	0,935
Cargo por Energía 3	> 300	Bs/kWh	1,421
Industrial 2			
Cargo por Energía		Bs/kWh	0,853
Cargo por Potencia		Bs/kW	73,097
Seguridad Ciudadana			
Cargo Mínimo (*)	0 20	Bs	13,193
Cargo por Energía 1	21 70	Bs/kWh	0,510
Cargo por Energía 2	71 120	Bs/kWh	0,585
Cargo por Energía 3	> 120	Bs/kWh	0,689
Alumbrado Público			
Cargo por Energía		Bs/kWh	0,974

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
 Ct₀ = Cargo tarifario en bolivianos aprobado
 TPC = Tarifa promedio de compra de electricidad del mes de facturación, determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos indexados al mes de facturación
 TPC₀ = Tarifa promedio de compra de electricidad base determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos correspondientes al mes base
 FIOC = Factor de indexación de otros costos
 IPC = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación
 IPC₀ = Índice de precios al consumidor base.
 PD = Precio del dólar
 PD₀ = Precio base del dólar
 X_{com} = Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento
 X_{cag} = Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales.
 X_{cc} = Índice de disminución mensual de los costos de consumidores
 ZI = Índice de variación de los impuestos directos
 ZT = Índice de variación de las tasas
 a = Proporción del costo de compra de electricidad respecto al ingreso requerido por ventas de electricidad, determinado con los valores promedio del estudio tarifario
 b = Proporción de los otros costos en Moneda Nacional
 c = Proporción de los otros costos en Dólares Estadounidenses
 P₁ = Participación de los costos de operación y mantenimiento en los otros costos
 P₂ = Participación de los costos administrativos y generales en los otros costos
 P₃ = Participación de los costos de consumidores en los otros costos
 P₄ = Participación de los impuestos directos en los otros costos
 P₅ = Participación de las tasas en los otros costos
 n = Número del mes de la indexación respecto del mes base

TR = Tasa de Regulación aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)

3.7.4 Estructura Tarifaria indexada a junio 2016

Aplicando la Formula de Indexación a la estructura tarifaria propuesta a diciembre 2014, se obtienen los cargos tarifarios indexados a precios de junio de 2016 que se presentan a continuación:

Categoría	BLOQUES		Unidad	jun-16
Domiciliario				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	13,824
Cargo por Energía 1	21	70	Bs/kWh	0,534
Cargo por Energía 2	71	120	Bs/kWh	0,613
Cargo por Energía 3	>	120	Bs/kWh	0,722
General 1				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	18,087
Cargo por Energía 1	21	120	Bs/kWh	0,867
Cargo por Energía 2	121	300	Bs/kWh	1,086
Cargo por Energía 3	>	300	Bs/kWh	1,532
General 2				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	20,425
Cargo por Energía 1	21	120	Bs/kWh	1,191
Industrial 1				
Cargo Mínimo	0	25	Bs	25,531
Cargo por Energía 1	26	120	Bs/kWh	0,898
Cargo por Energía 2	121	300	Bs/kWh	0,980
Cargo por Energía 3	>	300	Bs/kWh	1,489
Industrial 2				
Cargo por Energía			Bs/kWh	0,894
Cargo por Potencia			Bs/kW	76,593
Seguridad Ciudadana				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	13,824
Cargo por Energía 1	21	70	Bs/kWh	0,534
Cargo por Energía 2	71	120	Bs/kWh	0,613
Cargo por Energía 3	>	120	Bs/kWh	0,722
Alumbrado Público				
Cargo Energía			Bs/kWh	1,021

3.8 Cargos por Conexión y Reconexión

Con el objetivo de que los cargos de Conexión y Reconexión no generen ingresos extraordinarios por encima del costo de este servicio y con el fin de evitar conflictos con los usuarios ante posibles variaciones significativas en estos cargos, COSERMO debe aplicar cargos de Conexión y Reconexión similares a los cargos aplicados el mes de diciembre 2014 por la Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA).

Los mismos se muestran a continuación:

Cargos de Conexión y Reconexión Base **Periodo 2015- 2018** **(En Bolivianos con IVA)**

Detalle	Unidad	Cargos Base Dic/2014
Cargos por Conexión	Bs/Conexión	46,21
Cargos por Reconexión	Bs/Reconexión	36,09

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.

3.9 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”

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.

3.10 Otros Ingresos

Mediante nota COSERMO N° 038/16 de 28 de enero de 2016 recepcionada en la AE con Registro N° 1057 de 29 de enero de 2016, COSERMO pone en conocimiento que la Gobernación de Chuquisaca ha decidido otorgar las redes de la población de Muyupampa a CESSA.

En aplicación al artículo 41 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) y sus incisos a) y d), la empresa CESSA tendrá que utilizar la red de COSERMO para la provisión del suministro de energía eléctrica de la población de Muyupampa, por lo que se tiene que determinar un peaje para la remuneración por el uso de sus instalaciones, resultando un ingreso adicional para COSERMO por el uso de las mismas.

En este sentido, es necesario determinar el ingreso adicional que se va obtener COSERMO a partir de la gestión 2016, por el uso de la red de media tensión por parte de CESSA y el costo de transmisión que debe ser aplicado.

A continuación, se presenta el procedimiento aplicado para determinar dicho costo:

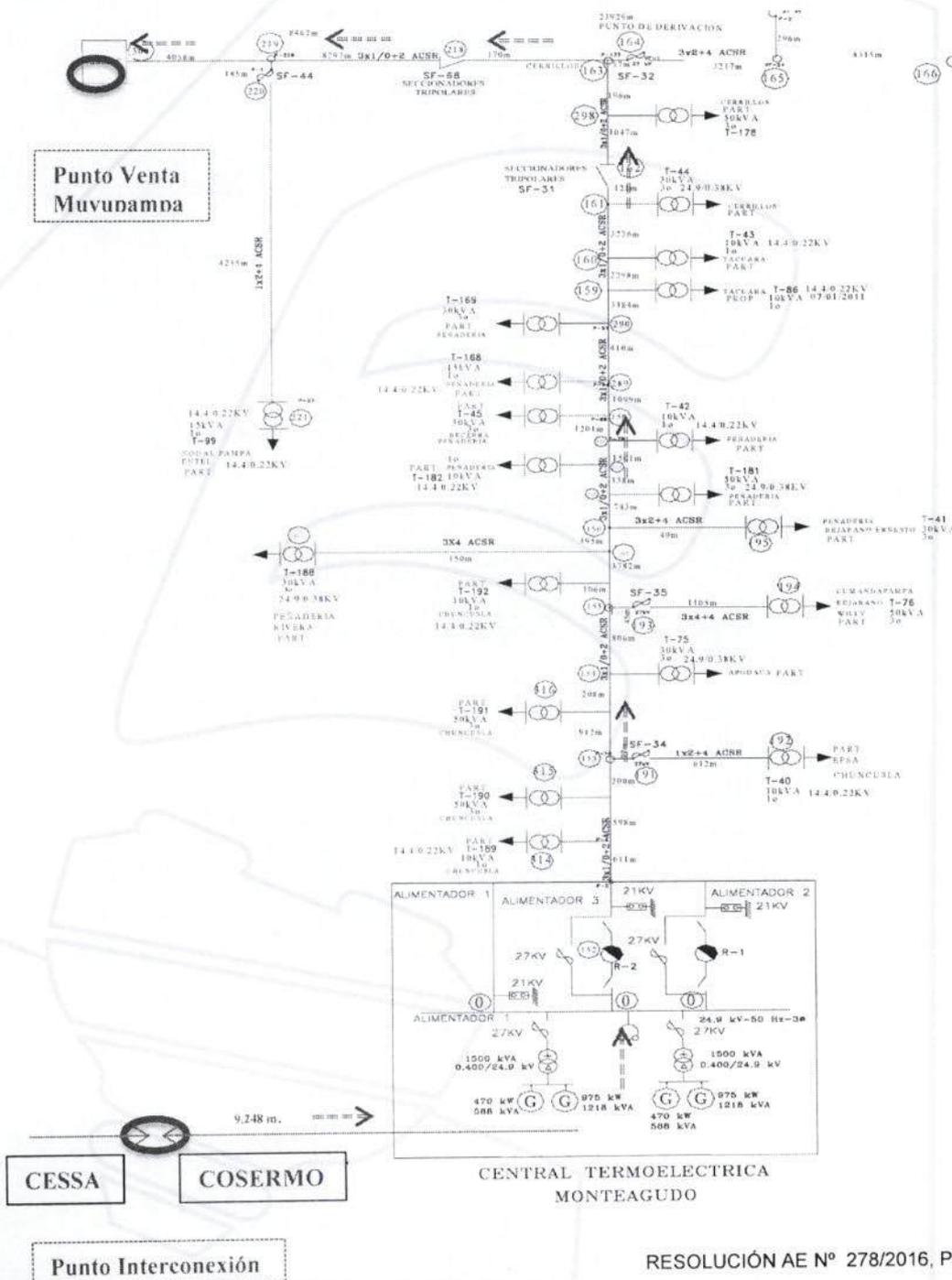
3.10.1 Precio Máximo de Transmisión

El Alimentador utilizado para el transporte de la energía y potencia hasta la venta a CESSA,

es el Alimentador "3" perteneciente a COSERMO de 24.9/14.4 kV en media tensión.

El recorrido del flujo de suministro eléctrico desde el punto de interconexión CESSA - Monteagudo hasta el ingreso de la subestación Saucemayu Muyupampa, lugar donde la empresa CESSA hace el retiro del suministro eléctrico para su posterior distribución a la región de Muyupampa, se presenta a continuación.

La flecha segmentada en el diagrama unifilar, muestra la dirección del flujo eléctrico desde punto de interconexión CESSA - Monteagudo hasta el ingreso de la subestación Saucemayu Muyupampa.



Corresponde una remuneración por parte CESSA, por el servicio de transporte realizado en instalaciones de distribución pertenecientes a COSERMO.

El artículo 41 del RPT (Servicio de Transporte en Instalaciones de Distribución) señala lo siguiente:

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

Con relación a la remuneración, el inciso d) del citado artículo señala lo siguiente:

“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.”

En este sentido, el artículo 26 del RPT (Costo Anual de Transmisión del Sistema Troncal de Interconexión) señala lo siguiente:

“El costo anual de la Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión se determina como la sumatoria del costo anual de inversión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, con el valor y dimensiones aprobados por la Superintendencia. (...)”

Al respecto el inciso b) del citado artículo señala que:

“Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración corresponderán, como máximo, al tres por ciento (3%) de la inversión indicada en el inciso anterior. Este porcentaje podrá ser modificado en base a estudios que serán encargados por la Superintendencia a empresas consultoras especializadas.”

Para la determinación del costo de transporte en instalaciones de distribución que debe pagar CESSA a COSERMO, corresponde aplicar los artículos señalados anteriormente.

3.10.2 Costo Inversión

De acuerdo a la información proporcionada por la Gobierno Autónomo Departamental de Chuquisaca, la línea de media tensión trifásica utilizada para el transporte de la energía y potencia hasta el punto de venta a CESSA, no es de propiedad de COSERMO y la misma realiza solo la operación y mantenimiento a dicha línea. Por tanto, no corresponde considerar el costo de inversión, para el cálculo del costo de transporte en instalaciones de distribución debido a esta característica.

3.10.3 Costo Operación y Mantenimiento

De acuerdo al inciso b) del artículo 26 del Reglamento de Precios y Tarifas, los costos anuales de operación, mantenimiento y administración corresponderán, como máximo, al tres por ciento (3%) de la inversión.

Al no tener el costo de inversión de una red en media tensión para el tramo evaluado, se tomó la decisión de considerar el monto de \$us16.000 por kilómetro como una inversión aproximada para una línea de media tensión trifásica, valor que es considerado para proyectos de similares características.

De acuerdo a la información proporcionada por COSERMO (Diagrama Unifilar Alimentador 3), la longitud desde el punto de interconexión CESSA - Monteagudo hasta el ingreso de la subestación Saucemayu Muyupampa es de aproximadamente de 45,248 km.

Para el cálculo del O&M se consideró la siguiente información:

Inversión = 16.000 \$us por kilómetro de red
Longitud red = 45,248 km de red
Costo O&M = 3% de la Inversión

Considerando los valores antes señalados, se tiene el siguiente resultado de costo de operación y mantenimiento:

Inversión aproximada LMT trifásica = 16.000 (\$us/km)
Longitud LMT trifásica = 45,248 (km)

TC = 6,96 (Bs)
Inversión Total aproximada = 723.968 (\$us)
Inversión Total aproximada = 5.038.817 (Bs)

Costo O&M (3% Inversión) = 151.165 (Bs)
Costo O&M (3% Inversión) anual = 151.165 (Bs)
Costo O&M (3% Inversión) mensual = 12.597 (Bs)

Costo O&M sin IVA = 151.165 (Bs año)
Costo O&M con IVA = 173.752 (Bs año)

Costo O&M sin IVA = 12.597 (Bs mes)
Costo O&M con IVA = 14.479 (Bs mes)

Demanda Muyupampa + 4,70% Perdida MT = 350 (kW) + 17 (kW) = 367 (kW)
Costo Transporte sin IVA = 34,30 (Bs/kW - mes)
Costo Transporte con IVA = 39,43 (Bs/kW - mes)

El nivel de pérdidas de 4,70% es el obtenido en el punto de ingreso de la subestación Saucemayu Muyupampa, fue determinado en base a un análisis de flujos de carga realizado al Alimentador 3, tomando como referencia las potencias instaladas que se describen en el Diagrama Unifilar del citado Alimentador al 75% de capacidad.

Por tanto, el costo de transporte en instalaciones de distribución para la línea de media tensión que va desde desde el punto de interconexión CESSA - Monteagudo hasta el ingreso de la subestación Saucemayu Muyupampa, es de 39,43 Bs/kW - mes con IVA.

Dicho monto anualizado fue considerado como Otros Ingresos a partir de la gestión 2016.

3.10.4 Formula Indexación Costo Transmisión

El Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001 aprueba el Reglamento de Precios y Tarifas y en su artículo 34 establece la fórmula de indexación para el peaje atribuible a los generadores y a los consumos, la cual es aplicada mensualmente.

En este contexto, la fórmula de indexación propuesta para la determinación del costo de transporte en instalaciones de distribución para la línea de media tensión aplicable a la facturación de los consumos mensuales para COSERMO, es la siguiente:

$$PJ = (a*PD/PD_0 + b*IPC/IPC_0) * PJ_0$$

Dónde:

PJ = Peaje indexado para las instalaciones de la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO) ubicadas entre punto de interconexión CESSA - Monteagudo hasta el ingreso de la subestación Saucemayu Muyupampa, donde se realiza el retiro del suministro eléctrico.

PJ₀ = Peaje base para las instalaciones de la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO) ubicadas entre punto de interconexión CESSA - Monteagudo hasta el ingreso de la subestación Saucemayu Muyupampa, donde se realiza el retiro del suministro eléctrico (39,43 (Bs/kW – mes con IVA).

PD = Precio de venta oficial del dólar norteamericano en el Banco Central de Bolivia, vigente al día 25 del mes anterior a que registrarán los precios indexados.

PD₀ = Precio de venta oficial del dólar norteamericano, en bolivianos al día 25 del mes base (6.96)

IPC = Índice del Precio al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.

IPC₀ = Índice del Precio al Consumidor Base.

a = Proporción del costo de equipo importado en las instalaciones de transmisión (0,63).

b = 1-a

4. CONCLUSIONES

Del análisis realizado al documento "Informe Final del Estudio Tarifario 2015 – 2018", de COSERMO, se tienen las siguientes conclusiones:

- El estudio tarifario fue elaborado con información proporcionada por COSERMO 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 Monteagudo y que se encuentran recogidas en las variables que maneja el Instituto Nacional de Estadística.

- Para las proyecciones de consumidores como de energía se aplicaron métodos analíticos y tendenciales, debidos fundamentalmente a la falta de información macroeconómica que de forma confiable explique la conducta de los agentes por zonas económicas o departamentos en Bolivia.
- Los niveles de pérdidas de energía en distribución varían durante el periodo tarifario 2015 – 2018 en promedio 16,70%. Dichos niveles fueron fijados según lo observado en el año base (2014).
- 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 COSERMO hasta la gestión 2014. Estos activos existentes fueron evolucionados y actualizados conforme al Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008.
- COSERMO presenta un programa de inversiones para el período tarifario de 2015 a 2018, el cual fue revisado y el total de las inversiones programadas aprobada corresponde a Bs2.918.810,42.
- El año base del estudio tarifario corresponde a la gestión 2014.
- Los costos operativos base corresponden a los gastos afectos a la concesión optimizados de la gestión 2014.
- 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 las categorías General 2 y Seguridad Ciudadana.
- El impacto tarifario es de -9,36% respecto a la tarifa aplicada el mes de diciembre de 2014.
- Se ha determinado el costo de transmisión por el uso de la red de media tensión por parte de CESSA.

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 2015 – 2018 según Anexo I.

- *Costos de Suministro, para el periodo 2015 – 2018 según Anexo I.*
- *Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, según Anexo II para su aplicación a partir de la facturación del mes de junio de 2016.*
- *Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, según Anexo III, para su aplicación a partir de la facturación del mes de junio de 2016.*
- *El costo de transporte de 39,43 Bs/kW-mes con IVA, por el uso de sus instalaciones de distribución en media tensión y su Fórmula de Indexación aplicable al costo de transporte según Anexo IV.*
- *Instruir a la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo (COSERMO) la determinación del depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, calculando el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría.”*

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° 363/2016 de 07 de junio de 2016; en consecuencia, de acuerdo a la disposición del párrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002, se hace aceptación del referido Informe como fundamentación de la presente Resolución.

CONSIDERANDO (CONCLUSIÓN)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE DPT N° 363/2016 de 07 de junio de 2016, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, corresponde aprobar para la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO) los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2015 – 2018; los Costos de Suministro, para el periodo 2015 – 2018; la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, para su aplicación a partir de la facturación del mes de junio de 2016; los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, para su aplicación a partir de la facturación del mes de junio de 2016; el costo de transporte de 39,43 Bs/kW-mes con IVA, por el uso de sus instalaciones de distribución en media tensión y su Fórmula de Indexación aplicable al costo de transporte; asimismo, instruir a COSERMO la determinación del depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, calculando el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría.

CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 7 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 9 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 2 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE Interna N° 030/2012 de 5 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 9 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 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO), los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía, para el periodo 2015 – 2018, conforme al Anexo I que forma parte de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO), los Costos de Suministro, para el periodo 2015 – 2018, según Anexo I que forma parte de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO), la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, para su aplicación a partir de la facturación del mes de junio de 2016, conforme al Anexo II que forma parte de la presente Resolución.

CUARTA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO), los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación, para su aplicación a partir de la facturación del mes de junio de 2016, conforme al Anexo III que forma parte de la presente Resolución.

QUINTA.- Aprobar para la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO), el costo de transporte de 39,43 Bs/kW-mes con IVA, por el uso de sus instalaciones de distribución en media tensión y su Fórmula de Indexación aplicable al costo de transporte, conforme al Anexo IV que forma parte de la presente Resolución.

SEXTA.- Instruir a la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO) la determinación del depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, calculando el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría.

SÉPTIMA.- De acuerdo a lo establecido en el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 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 N° I

PROYECCION DE LA DEMANDA (PERIODO 2015 – 2018)

Número de Consumidores Totales

CONSUMIDORES POR CATEGORIA Y POR AÑO

Año	Domiciliaria	General	Industrial	A.Público	TOTAL
2014	4.109	735	52	3	4.899
2015	4.441	775	52	3	5.271
2016	4.725	825	53	3	5.607
2017	5.058	878	55	3	5.994
2018	5.408	934	56	3	6.402

TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

Año	Domiciliaria	General	Industrial	A.Público	TOTAL
2014	8,42%	3,38%	4,00%	0,00%	7,58%
2015	8,08%	5,44%	0,00%	0,00%	7,59%
2016	6,40%	6,42%	2,78%	0,00%	6,37%
2017	7,04%	6,42%	2,78%	0,00%	6,90%
2018	6,92%	6,42%	2,78%	0,00%	6,81%
Crec. Prom	7,37%	5,61%	2,47%	0,00%	7,05%

Ventas de Energía Totales (kWh)

VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORIA Y POR AÑO (kWh)

Año	Domiciliaria	General	Industrial	A.Público	TOTAL
2014	3.287.962	1.692.102	238.342	753.736	5.972.142
2015	3.680.988	1.790.925	297.833	808.148	6.577.894
2016	4.055.672	1.906.798	314.623	871.701	7.148.794
2017	4.495.273	2.030.167	332.359	940.252	7.798.052
2018	4.976.934	2.161.519	351.095	1.014.194	8.503.742

TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

Año	Domiciliaria	General	Industrial	A.Público	TOTAL
2014	12,26%	3,43%	11,91%	10,63%	9,40%
2015	11,95%	5,84%	24,96%	7,22%	10,14%
2016	10,18%	6,47%	5,64%	7,86%	8,68%
2017	10,84%	6,47%	5,64%	7,86%	9,08%
2018	10,71%	6,47%	5,64%	7,86%	9,05%
Crec. Prom	11,19%	5,74%	10,76%	8,29%	9,27%

PROYECCION DE COSTOS
PERIODO 2015 – 2018) Bs sin IVA

Costos	2014	2015	2016	2017	2018	PROM
Compra de Energía	0	0	3.632.213	3.839.873	4.071.981	3.848.022
Operación y Mantenimiento	143.341	144.215	150.036	157.028	164.020	153.825
Administrativos y Generales	1.327.777	1.313.469	1.357.248	1.433.032	1.506.604	1.402.588
Impuesto a las Transacciones	84.618	84.713	196.233	208.399	217.380	176.681
Cuentas Incobrables	2.821	2.824	6.541	6.947	7.246	5.889
Depreciaciones y Amortizaciones	628.532	650.985	681.397	723.484	753.748	702.404
Consumidores	65.746	70.738	75.241	80.436	85.910	78.081
Otros Ingresos	-41.764	-45.012	-196.626	-209.826	-222.434	-168.475
Utilidad	609.546	601.820	638.803	707.251	661.552	652.357
Total Costos	2.820.616	2.823.751	6.541.085	6.946.624	7.246.008	6.851.373

ANEXO N° II

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE
COSERMO
(A precios de Junio 2016 con impuestos)
PERIODO 2015 – 2018

Categoría	BLOQUES		Unidad	jun-16
Domiciliario				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	13,824
Cargo por Energía 1	21	70	Bs/kWh	0,534
Cargo por Energía 2	71	120	Bs/kWh	0,613
Cargo por Energía 3	>	120	Bs/kWh	0,722
General 1				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	18,087
Cargo por Energía 1	21	120	Bs/kWh	0,867
Cargo por Energía 2	121	300	Bs/kWh	1,086
Cargo por Energía 3	>	300	Bs/kWh	1,532
General 2				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	20,425
Cargo por Energía 1	21	120	Bs/kWh	1,191
Industrial 1				
Cargo Mínimo	0	25	Bs	25,531
Cargo por Energía 1	26	120	Bs/kWh	0,898
Cargo por Energía 2	121	300	Bs/kWh	0,980
Cargo por Energía 3	>	300	Bs/kWh	1,489
Industrial 2				
Cargo por Energía			Bs/kWh	0,894
Cargo por Potencia			Bs/kW	76,593
Seguridad Ciudadana				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	13,824
Cargo por Energía 1	21	70	Bs/kWh	0,534
Cargo por Energía 2	71	120	Bs/kWh	0,613
Cargo por Energía 3	>	120	Bs/kWh	0,722
Alumbrado Público				
Cargo Energía			Bs/kWh	1,021

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
 IPC₀ = Índice de precios al consumidor base.
 PD = Precio del dólar
 PD₀ = Precio base del dólar
 X_{com} = Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento
 X_{cag} = Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales.
 X_{cc} = Índice de disminución mensual de los costos de consumidores
 ZI = Índice de variación de los impuestos directos
 ZT = Índice de variación de las tasas
 a = Proporción del costo de compra de electricidad respecto al ingreso requerido por ventas de electricidad, determinado con los valores promedio del estudio tarifario
 b = Proporción de los otros costos en Moneda Nacional
 c = Proporción de los otros costos en Dólares Estadounidenses
 P1 = Participación de los costos de operación y mantenimiento en los otros costos
 P2 = Participación de los costos administrativos y generales en los otros costos
 P3 = Participación de los costos de consumidores en los otros costos
 P4 = Participación de los impuestos directos en los otros costos
 P5 = Participación de las tasas en los otros costos
 n = Número del mes de la indexación respecto del mes base
 TR = Tasa de Regulación aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)

ANEXO N° III

**CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN
COSERMO
(A precios de Diciembre 2014 con impuestos)
PERIODO 2015 – 2018**

Detalle	Unidad	Cargos Base Dic/2014
Cargos por Conexión	Bs/Conexión	46,21
Cargos por Reconexión	Bs/Reconexión	36,09

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 N° IV

FORMULA DE INDEXACIÓN
AL COSTO DE TRANSPORTE POR EL USO DE SUS INSTALACIONES DE
DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN

$$PJ = (a*PD/PD_0 + b*IPC/IPC_0) * PJ_0$$

Dónde:

PJ = Peaje indexado para las instalaciones de la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO) ubicadas entre punto de interconexión CESSA - Monteagudo hasta el ingreso de la subestación Saucemayu Muyupampa, donde se realiza el retiro del suministro eléctrico.

PJ₀ = Peaje base para las instalaciones de la Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO) ubicadas entre punto de interconexión CESSA - Monteagudo hasta el ingreso de la subestación Saucemayu Muyupampa, donde se realiza el retiro del suministro eléctrico (39,43 (Bs/kW – mes con IVA).

PD = Precio de venta oficial del dólar norteamericano en el Banco Central de Bolivia, vigente al día 25 del mes anterior a que regirán los precios indexados.

PD₀ = Precio de venta oficial del dólar norteamericano, en bolivianos al día 25 del mes base (6.96)

IPC = Índice del Precio al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.

IPC₀ = Índice del Precio al Consumidor Base.

a = Proporción del costo de equipo importado en las instalaciones de transmisión (0,63).

$$b = 1-a$$