

TRAMITE: Estudio Tarifario de Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), para el periodo noviembre 2014 – octubre 2018.

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de SETAR, para el periodo noviembre 2014 - octubre 2018, con sus respectivas fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias bases a diciembre de 2013 y la fórmula de actualización de la estructura tarifaria base.

VISTOS:

La Resolución AE N° 631/2010 de 24 de diciembre de 2010; la nota AE-388-DPT-84/2014 de 26 de febrero de 2014; la nota con Registro N° 10778 de 13 de octubre de 2014; la nota AE-2301-DPT-424/2014 de 04 de noviembre de 2014; la nota con Registro N° 11776 de 07 de noviembre de 2014; la nota con Registro N° 11793 de 07 de noviembre de 2014; la nota AE-2355-DPT-428/2014 de 10 de noviembre de 2014; la nota con Registro N° 11895 de 11 de noviembre de 2014; la nota AE-2493-DPT-461/2014 de 26 de noviembre de 2014; la nota con Registro AE N° 13173 de 12 de diciembre de 2014; la nota AE-2755-DPT-502/2014 de 30 de diciembre de 2014; la nota con Registro AE N° 517 de 19 de enero de 2015; la Resolución AE N° 082/2015 de 02 de marzo de 2015; el Acta de Reunión de fechas 21 y 22 de abril de 2015; el Acta de reunión de fecha 23 de abril de 2015; la nota con Registro N° 5037 de 06 de mayo de 2015; la nota con Registro N° 5085 de 06 de mayo de 2015; la nota con Registro N° 5162 de 08 de mayo de 2015; la nota con Registro N° 5163 de 08 de mayo de 2015; la nota con Registro N° 5287 de 12 de mayo de 2015; la nota con Registro N° 5338 de 13 de mayo de 2015; la nota con Registro N° 5338 de 13 de mayo de 2015; el Acta de Reunión de fecha 9 de julio de 2015; la nota con Registro N° 8378 de 23 de julio de 2015; la nota con Registro N° 8479 de 27 de julio de 2015; la Resolución AE N° 150/2015 de 14 de abril de 2015; la Resolución AE N° 185/2015 de 27 de abril de 2015; la Resolución AE N° 229/2015 de 14 de mayo de 2015; la Resolución AE N° 243/2015 de 19 de mayo de 2015; la Resolución AE N° 272/2015 de 1° de junio de 2015; la Resolución AE N° 280/2015 de 03 de junio de 2015; la Resolución AE N° 280/2015 de 03 de junio de 2015; el memorial con Registro N° 4931 de 04 de mayo de 2015; el memorial con Registro N° 5568 de 18 de mayo de 2015; el memorial con Registro N° 6355 de 3 de junio de 2015; el memorial con Registro N° 6512 de 08 de junio de 2015; el memorial con Registro N° 7066 de 22 de junio de 2015; el Informe AE DPT N° 334/2015 de 10 de junio de 2015; el Informe AE DPT N° 351/2015 de 19 de junio de 2015; el Informe AE DPT N° 496/2015 de 05 de agosto de 2015; el Informe AE DPT N° 495/2015 de 05 de agosto de 2015; el Informe AE DPT N° 494/2015 de 05 de agosto de 2015; el Informe AE DPT N° 498/2015 de 05 de agosto de 2015; la Resolución AE N° 403/2015 de 07 de agosto de 2015; la Resolución AE N° 471/2015 de 1° de septiembre de 2015; el memorial recepcionado en la AE con Registro N° 9339 de 18 de agosto de 2015; el memorial recepcionado en la AE con Registro N° 10580 de 17 de septiembre de 2015; la Resolución AE N° 701/2015 de 11 de diciembre de 2015; el Informe AE DPT N° 907/2015 de 30 de diciembre de 2015; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y,

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N° 631/2010 de 24 de diciembre de 2010, se aprobaron los cargos por conexión y reconexión y sus correspondientes fórmulas de indexación para Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) aplicables al periodo tarifario 2011- 2014.

Resolución AE N° 737/2015, Página 1 de 21

Que mediante nota AE-388-DPT-84/2014 de 26 de febrero de 2014, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) remitió los términos de referencia para la elaboración del estudio tarifario de SETAR, el cual debería ser encargado a una empresa consultora especializada y precalificada por la AE.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10778 de 13 de octubre de 2014, se presentó la versión final del Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2014 a octubre 2018 elaborado para SETAR por la Consultora XONEX Energía.

Que mediante nota AE-2301-DPT-424/2014 de 4 de noviembre de 2014, se solicitó a SETAR remitir el detalle de costos a nivel de libro mayor de las gestiones 2011, 2012 y 2013, con desagregación de cinco niveles de acuerdo a la clasificación del Sistema Uniforme de Cuentas (SUC) en formato digital de todos los sistemas de SETAR.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11776 de 07 de noviembre de 2014, SETAR remitió las bases de datos transaccionales de los costos a nivel de libro mayor de las gestiones 2011, 2012 y 2013 para cada sistema de acuerdo a la clasificación del SUC.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11793 de 07 de noviembre de 2014, SETAR remitió nuevamente la información presentada con nota Registro N° 11776 de 07 de noviembre de 2014.

Que mediante nota AE-2355-DPT-428/2014 de 10 de noviembre de 2014, se solicitó a SETAR una reunión técnica en la cual se realice la presentación del Estudio Tarifario presentado.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11895 de 11 de noviembre de 2014, SETAR solicitó la postergación de la reunión para el día jueves 13 de noviembre.

Que mediante Reunión de fecha 13 de noviembre de 2014, realizada entre personeros de la AE, representantes de la empresa SETAR y la consultora XONEX Energía, se trataron, entre otros, temas técnicos relativos al estudio tarifario, los costos incluidos en dicho estudio y los criterios utilizados por el Regulador para la depuración de los mismos, entregándose en consecuencia la base de datos con las observaciones realizadas para que SETAR haga conocer su aceptación o reparo sobre dichas observaciones, suscribiéndose el acta correspondiente.

Que mediante nota AE-2493-DPT-461/2014 de 26 de noviembre de 2014, se remitió a SETAR las observaciones iniciales al Estudio Tarifario 2014-2018.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro AE N° 13173 de 12 de diciembre de 2014, SETAR presentó las respuestas realizadas a las observaciones de la AE, el Modelo Tarifario 2014-2018 y los respaldos a las observaciones.

Que mediante nota AE-2755-DPT-502/2014 de 30 de diciembre de 2014, se remitió a SETAR las observaciones al estudio tarifario, en el marco de lo dispuesto en el artículo 60 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro AE N° 517 de 19 de enero de 2015, SETAR dio respuesta a las observaciones remitidas por la AE mediante nota N° 2755-DPT-502/2014 referente al Estudio Tarifario 2014-2018.

Que mediante Resolución AE N° 082/2015 de 02 de marzo de 2015, se aprobó el Programa de Inversiones para el periodo tarifario 2015 – 2018 para Servicios Eléctricos Tarija (SETAR) en los Sistemas Central Tarija, Bermejo, Yacuiba, Villamontes, Entre Ríos y El Puente.

Que consta en el Acta de Reunión de fechas 21 y 22 de abril de 2015, sostenida entre funcionarios de la AE, representantes de SETAR y la consultora XONEX Energía, en la cual la AE presentó los costos depurados y su correspondiente argumentación, acordando que los mismos serán analizados por SETAR en función de la nota AE-2493-DPT-461/2014.

Que consta en el Acta de reunión de fecha 23 de abril de 2015, sostenida entre funcionarios de la AE y personeros de SETAR Sistema Bermejo, en la cual se trataron las observaciones a los costos presentados por este sistema y los descargos presentados a consideración del Regulador, tomando en cuenta que esta información no fue presentada oportunamente y de acuerdo a los plazos señalados en el artículo 60 del Reglamento de Precios y Tarifas, cabe señalar que SETAR presentó en esta oportunidad la documentación referida a la sentencia ejecutorial N° 1/2000 del Ministerio de Trabajo y Desarrollo Laboral y el laudo arbitral en relación al pliego petitorio formulado por el Sindicato de Trabajadores de Luz y Fuerza de Servicios Eléctricos Tarija por el que se autoriza el pago del "Bono Estímulo" y el reconocimiento del reembolso de gastos de transporte a los trabajadores de la Distribuidora.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 5037 de 06 de mayo de 2015, SETAR presentó a consideración del Regulador, documentación de respaldo de los gastos observados en la base de datos de costos del Sistema central.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 5085 de 06 de mayo de 2015, SETAR presentó a consideración del Regulador documentación de respaldo a los gastos observados en la base de datos de costos del Sistema Yacuiba.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 5162 de 08 de mayo de 2015, SETAR presentó a consideración del Regulador documentación de respaldo a los gastos observados en la base de datos de costos del Sistema Bermejo.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 5163 de 08 de mayo de 2015, SETAR presentó a consideración del Regulador documentación de respaldo a los gastos observados en la base de datos de costos del Sistema Villamontes.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 5287 de 12 de mayo de 2015, SETAR presentó a consideración del Regulador una base de datos de costos corregida de las gestiones 2011, 2012 y 2013 del Sistema Central.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 5338 de 13 de mayo de 2015, SETAR remitió a consideración del Regulador la base de datos de costos de las gestiones 2011, 2012 y 2013 con el detalle de las diferentes transacciones contables hasta el quinto nivel de desagregación y de acuerdo a la clasificación del SUC.

Que consta en el Acta de Reunión de fecha 9 de julio de 2015, sostenida entre funcionarios de la AE y personeros de SETAR, en la cual se trataron temas referentes a la Definición y Presentación del Modelo Tarifario – última revisión. En dicha reunión se acordó con la

empresa distribuidora que el Regulador considerará adicionales Bases de Datos respecto a los Costos de Distribución de las Gestiones 2011, 2012 y 2013.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8378 de 23 de julio de 2015, SETAR Sistema Central remitió a consideración del Regulador nuevamente otra base de datos de costos, con el detalle de las diferentes transacciones contables.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8479 de 27 de julio de 2015, SETAR Sistema Yacuiba remitió a consideración del Regulador nuevamente otra base de datos de costos, con el detalle de las diferentes transacciones contables.

Que mediante Resolución AE N° 150/2015 de 14 de abril de 2015, se estableció el monto reconocido por la AE como inversión efectiva de SETAR Sistema El Puente para la gestión 2010, que alcanza a un valor de USD2.038 (Dos mil treinta y ocho 00/100 Dólares Estadounidenses) y que para el periodo 2011-2013 alcanza a USD13.579 (Trece mil quinientos setenta y nueve 00/100 Dólares Estadounidenses) que representa el 11,21% de las inversiones comprometidas para dicho periodo (USD121.135).

Que mediante Resolución AE N° 185/2015 de 27 de abril de 2015, se estableció el monto reconocido por la AE como inversión efectiva de SETAR Sistema Entre Ríos para la gestión 2010, que alcanza a un valor de USD1.100,53 (Un mil cien 53/100 Dólares Estadounidenses) y que para el periodo 2011-2013 alcanza a USD3.462,94 (Tres mil cuatrocientos sesenta y dos 94/100 Dólares Estadounidenses) que representa el 1,07% de las inversiones comprometidas para dicho periodo (USD322.467,00).

Que mediante Resolución AE N° 229/2015 de 14 de mayo de 2015, se estableció el monto reconocido por la AE como inversión efectiva de SETAR Sistema Bermejo para la gestión 2010, que alcanza a un valor de USD10.456,80 (Diez mil cuatrocientos cincuenta y seis 80/100 Dólares Estadounidenses) y que para el periodo 2011-2013 alcanza a USD19.289,94 (Diez y nueve mil doscientos ochenta y nueve 94/100 Dólares Estadounidenses) que representa el 1,51% de las inversiones comprometidas para dicho periodo (USD1.274.572).

Que mediante Resolución AE N° 243/2015 de 19 de mayo de 2015, se estableció el monto reconocido por la AE como inversión efectiva de SETAR Sistema Central Tarija para la gestión 2010, que alcanza a un valor de USD130.098,00 (Ciento treinta mil noventa y ocho 00/100 Dólares Estadounidenses) y que para el periodo 2011-2013 alcanza a USD3.704.603,00 (Tres millones setecientos cuatro mil seiscientos tres 00/100 Dólares Estadounidenses) que representa el 43,47% de las inversiones comprometidas para dicho periodo (USD8.015.837).

Que mediante Resolución AE N° 272/2015 de 1° de junio de 2015, se reconoció el monto de USD82.219,00 (Ochenta y dos mil doscientos diecinueve 00/100 Dólares Estadounidenses) como inversión ejecutada por Servicios Eléctricos Tarija (SETAR) Sistema Villamontes para la gestión 2010, y para el periodo 2011 – 2013 USD1.405.935,00 (Un millón cuatrocientos cinco mil novecientos treinta y cinco 00/100 Dólares Estadounidenses) como inversión ejecutada que representa el 79,9% de las inversiones aprobadas para la gestión 2011 – 2013.

Que mediante Resolución AE N° 280/2015 de 03 de junio de 2015, se reconoció el monto de USD228.234,14 (Doscientos veintiocho mil doscientos treinta y cuatro 14/100 Dólares Estadounidenses) como inversión ejecutada por Servicios Eléctricos Tarija (SETAR) Sistema Yacuiba para la gestión 2010, y para el periodo 2011-2013 USD1.608.229,33 (Un

millón seiscientos ocho mil doscientos veintinueve 33/100 Dólares Estadounidenses) como inversión ejecutada que representa el 88,8% de las inversiones aprobadas para la gestión 2011 – 2013.

Que mediante memorial recepcionado en la AE con Registro N° 4931 de 04 de mayo de 2015, SETAR Sistema El Puente, interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AE N° 150/2015 de 14 de abril de 2015.

Que mediante memorial recepcionado en la AE con Registro N° 5568 de 18 de mayo de 2015, SETAR Sistema Entre Ríos interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AE N° 185/2015 de 27 de abril de 2015.

Que mediante memorial recepcionado en la AE con Registro N° 6355 de 3 de junio de 2015, SETAR Sistema Bermejo interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AE N° 229/2015 de 14 de mayo de 2015.

Que mediante memorial recepcionado en la AE con Registro N° 6512 de 08 de junio de 2015, SETAR Sistema Central Tarija interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AE N° 243/2015 de 19 de mayo de 2015.

Que mediante memorial recepcionado en la AE con Registro N° 7066 de 22 de junio de 2015, SETAR Sistema Villamontes interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AE N° 272/2015 de 01 de junio de 2015.

Que mediante Informe AE-DPT N° 334/2015 de 10 de junio de 2015, en base a los argumentos presentados por SETAR y de acuerdo a la evaluación de los mismos, determinó rechazar el Recurso de Revocatoria interpuesto por Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) Sistema El Puente contra la Resolución AE N° 150/2015 de 14 de abril de 2015, en vista de que el mismo carece de fundamentos técnico y financiero para su aceptación.

Que mediante Informe AE-DPT N° 351/2015 de 19 de junio de 2015, en base a los argumentos presentados por SETAR y de acuerdo a la evaluación de los mismos, determinó rechazar el Recurso de Revocatoria interpuesto por Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) Sistema Entre Ríos contra la Resolución AE N° 185/2015 de 27 de abril de 2015, en vista de que el mismo carece de fundamentos técnico y financiero para su aceptación.

Que mediante Informe AE-DPT N° 496/2015 de 05 de agosto de 2015, en base a los argumentos presentados por SETAR y de acuerdo a la evaluación de los mismos, determinó rechazar el Recurso de Revocatoria interpuesto por Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) Sistema Bermejo contra la Resolución AE N° 229/2015 de 14 de mayo de 2015, en vista de que el mismo carece de fundamentos técnico y financiero para su aceptación.

Que mediante Informe AE-DPT N° 495/2015 de 05 de agosto de 2015, en base a los argumentos presentados por SETAR, tanto en el memorial recursivo como en el término de prueba y de acuerdo a la evaluación de la información remitida, recomendó aceptar en parte el Recurso de Revocatoria interpuesto por la Distribuidora contra la Resolución AE N° 243/2015 de 19 de mayo de 2015, estableciendo que el monto reconocido a SETAR – Central Tarija para la gestión 2010, alcanza a USD185.683,00 (Ciento ochenta y cinco mil seiscientos ochenta y tres 00/100 Dólares Estadounidenses) y que el monto reconocido como inversión efectivamente ejecutada en el periodo 2011–2013, alcanza a USD4.015.699,00 (Cuatro millones quince mil seiscientos noventa y nueve 00/100 Dólares Estadounidenses) que representa el 47,12% de las inversiones comprometidas.

USD8.015.837,00 (Ocho millones quince mil ochocientos treinta y siete 00/100 Dólares Estadounidenses).

Que mediante Informe AE-DPT N° 494/2015 de 05 de agosto de 2015, en base a los argumentos presentados por SETAR tanto en el memorial recursivo como en el término de prueba y de acuerdo a la evaluación de la información remitida, recomendó aceptar en parte el Recurso de Revocatoria interpuesto por la Distribuidora contra la Resolución AE N° 272/2015 de 01 de junio de 2015, estableciendo que el monto reconocido a SETAR – Villamontes para la gestión 2010, alcanza a USD86.365,00 (Ochenta y seis mil trescientos sesenta y cinco 00/100 Dólares Estadounidenses) y que el monto reconocido como inversión efectivamente ejecutada en el periodo 2011 – 2013, alcanza a USD1.931.050,00 (Un millón novecientos treinta y un mil cincuenta 00/100 Dólares Estadounidenses) que representa el 109,7% de las inversiones comprometidas, USD1.760.461,00 (Un millón setecientos sesenta mil cuatrocientos sesenta y un 00/100 Dólares Estadounidenses).

Que mediante Informe AE-DPT N° 498/2015 de 05 de agosto de 2015, se recomendó aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de SETAR y sus respectivas fórmulas de indexación, aprobar las estructuras tarifarias base a diciembre de 2013 para su aplicación y finalmente aprobar mediante resolución la fórmula de actualización de la estructura tarifaria base.

Que mediante Resolución AE N° 403/2015 de 07 de agosto de 2015, se aprobaron las tarifas base resultantes del modelo tarifario de SETAR y sus respectivas fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias base a diciembre de 2013 para su aplicación y finalmente la fórmula de actualización de la estructura tarifaria base.

Que mediante Informe AE-DPT N° 517/2015 de 25 de agosto de 2015, se recomendó rectificar los errores materiales contenidos en los puntos 3.1, 3.3 y 3.4 de la Resolución AE N° 403/2015 de 07 de agosto de 2015.

Que mediante Resolución AE N° 471/2015 de 1° de septiembre de 2015, se rectificó el error material contenido en los numerales 3.1, 3.3 y 3.4 del CONSIDERANDO (Análisis) de la Resolución AE N° 403/2015 de 07 de agosto de 2015.

Que mediante memorial recepcionado en la AE con Registro N° 9339 de 18 de agosto de 2015, SETAR solicitó la aclaración y complementación de las Resoluciones AE N° 402/2015, AE N° 403/2015 y AE N° 404/2015, todas del 07 de agosto de 2015.

Que mediante Informe AE-DPT N° 517/2015 de 25 de agosto de 2015, se respondió a la solicitud de aclaración y complementación planteada por SETAR mediante memorial con Registro N° 9339 de 18 de agosto de 2015.

Que mediante memorial recepcionado en la AE con Registro N° 10580 de 17 de septiembre de 2015, SETAR interpuso Recurso de Revocatoria contra las Resoluciones AE N° 401/2015, AE N° 402/2015, AE N° 403/2015 y AE N° 404/2015 todas de 7 de agosto de 2015.

Que mediante Informe AE-DPT N° 832/2015 de 04 de diciembre de 2015, se recomendó rechazar el Recurso de Revocatoria interpuesto por SETAR en contra Resoluciones AE N° 401/2015, AE N° 402/2015, AE N° 403/2015 y AE N° 404/2015 todas de 7 de agosto de 2015; revocar las Resoluciones AE N° 403/2015 y AE N° 404/2015 debiendo emitir un nuevo acto

administrativo que determine nuevos Factores de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista y Minorista.

Que mediante Resolución AE N° 701/2015 de 11 de diciembre de 2015, se rechazó el Recurso de Revocatoria interpuesto por SETAR contra las Resoluciones AE N° 401/2015 y AE N° 402/2015; revocar totalmente las Resoluciones AE N° 403/2015 y AE N° 404/2015 e instruir la emisión de nuevos actos administrativos que determinen nuevos Factores de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista y Minorista para SETAR.

Que mediante Informe AE-DPT N° 907/2015 de 30 de diciembre de 2015, se recomienda aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de SETAR, para el periodo noviembre 2014 - octubre 2018, con sus respectivas fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias bases a diciembre de 2013 y la fórmula de actualización de la estructura tarifaria base.

CONSIDERANDO: (Marco Legal)

Que el artículo 51 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, señala: *"Los precios máximos para el suministro de electricidad de las empresas de Distribución a sus Consumidores Regulados contendrán las tarifas base y las fórmulas de indexación. (...)"*

Que el artículo 58 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, dispone: *"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 Capítulo IV de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad y el Capítulo IV del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establecen los principios bajo los cuales se aprueban los precios máximos de las empresas distribuidoras.

Que el artículo 47 del RPT, establece que: *"Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cuatro años."*

Las proyecciones de costos se determinarán a precios de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Superintendencia.

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por el Titular a la Superintendencia, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación mediante Resolución. El Titular deberá ejecutar las inversiones conforme al crecimiento de la demanda, cumpliendo los estándares de calidad aplicables a la actividad de Distribución y solo podrán ser modificados, con la aprobación de la Superintendencia, cuando se produzcan variaciones significativas en las proyecciones de la demanda.



Para las proyecciones de costos para el período de cuatro años, la Superintendencia establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período”.

Que mediante Resolución AE N° 461/2011 de 04 de octubre de 2011, se aprobó la Tasa Máxima de Interés a ser reconocida para los préstamos contraídos al 31 de julio de 2011, que será la Tasa de Referencia del Banco Central de Bolivia (TRE) vigente en el momento de presentación del estudio tarifario, más un spread de cinco puntos porcentuales.

Que mediante Resolución AE N° 462/2014 de 26 de septiembre de 2014, se aprobó la Tasa de Retorno del diez y un décimo por ciento (10.1%) para el periodo noviembre 2014 – octubre 2018.

Que los incisos b), c) y d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, establecen que 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, son las siguientes:

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

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

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

Que los incisos i) y j) del artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, establece que el Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, tiene entre otras, las siguientes atribuciones:

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

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

CONSIDERACIÓN: (Análisis)

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, ha realizado el análisis relativo al Estudio Tarifario de SETAR, contenido en su Informe AE-DPT N° 907/2015 de 30 de diciembre de 2015 y demás antecedentes mencionados, estableciendo el siguiente análisis:

“(…) 3. ANÁLISIS

La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad ha procedido con la revisión de la versión final del estudio tarifario, verificando que dicho estudio cumple con lo indicado en la Ley de Electricidad, en el Reglamento de Precios y Tarifas y ha incorporado aspectos definidos por la AE como ser la tasa de retorno, programa de inversiones, activos, nivel de pérdidas de electricidad, entre otros.

En aplicación al Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, el año base del estudio tarifario es el 2013, por lo que todos los costos e ingresos del estudio tarifario están expresados a precios de diciembre de 2013.

3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La proyección de la demanda comprende el número de consumidores, las ventas de energía y la potencia máxima. El análisis y los valores de la demanda considerados en el estudio tarifario para el periodo noviembre 2014 a octubre 2018 se han desarrollado en el Informe AE-DPT N° 493/2015 de 05 de agosto de 2015, del cual se resumen los resultados más importantes:

La proyección del número de consumidores, considera las siguientes tasas de crecimiento para todo el periodo tarifario 2015 – 2018 de:

Sistema	Porcentaje de Crecimiento Promedio
TARIJA CENTRAL	4,10%
YACUIBA	5,10%
BERMEJO	3,52%
VILLAMONTES	5,14%
ENTRE RIOS	9,24%
EL PUENTE	4,26%

La proyección de las ventas de energía, considera las siguientes tasas de crecimiento promedio para todo el periodo tarifario 2015-2018:

Sistema	Porcentaje de Crecimiento Promedio
TARIJA CENTRAL	6,67%
YACUIBA	9,65%
BERMEJO	8,55%
VILLAMONTES	7,82%
ENTRE RIOS	11,20%
EL PUENTE	18,43%

La potencia máxima para el periodo 2015 – 2018, fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo, tomando en cuenta los siguientes parámetros:

Pérdidas

Los niveles de pérdidas incorporados en el estudio tarifario de SETAR que corresponden a los aprobados para el año base, son los siguientes:

SISTEMA	PERDIDAS
TARIJA	22,16%
YACUIBA	17,45%
BERMEJO	18,13%
VILLAMONTES	13,21%
ENTRE RIOS	20,40%
EL PUENTE	22,16%

Factor de Carga

Para la proyección de la potencia máxima en el periodo de análisis se utilizaron los factores de carga correspondientes a la gestión 2013.

SISTEMA	2013	2014	2015	2016	2017	2018
TARIJA CENTRAL						
Demanda Máxima MW	31,32	31,13	33,24	35,50	37,85	40,31
Energía Comprada MWh	163.774	162.764	173.809	185.620	197.937	210.763
Factor de Carga	0,597	0,597	0,597	0,597	0,597	0,597
YACUIBA						
Demanda Máxima MW	12,20	13,80	14,87	16,42	18,11	19,94
Energía Generada+Energía Comprada MWh	61.774	69.871	75.308	83.160	91.710	100.989
Factor de Carga	0,578	0,578	0,578	0,578	0,578	0,578
BERMEJO						
Demanda Máxima MW	4,65	5,18	5,50	6,04	6,59	7,20
Energía Comprada MWh	20.736	23.127	24.544	26.922	29.401	32.103
Factor de Carga	0,509	0,509	0,509	0,509	0,509	0,509
VILLAMONTES						
Demanda Máxima MW	5,10	5,59	5,95	6,44	6,98	7,55
Energía Generada+Energía Comprada MWh	24.353	26.702	28.450	30.775	33.368	36.089
Factor de Carga	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545
ENTRE RIOS						
Demanda Máxima MW	0,92	1,01	1,10	1,22	1,36	1,49
Energía Generada+Energía Comprada MWh	3.823	4.197	4.571	5.092	5.636	6.203
Factor de Carga	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475
EL PUENTE						
Demanda Máxima MW	0,29	0,33	0,39	0,46	0,55	0,65
Energía Generada MWh	951	1.084	1.276	1.506	1.786	2.133
Factor de Carga	0,381	0,381	0,381	0,381	0,381	0,381

3.2 INVERSIONES

La Resolución AE N° 082/2015 de 02 de marzo de 2015, aprobó el Programa de Inversiones para el periodo tarifario 2015 – 2018 para Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) en los Sistemas Central Tarija, Bermejo, Yacuiba, Villamontes, Entre Rios y El Puente.

3.3 COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

Mediante nota con Registro N° 10778 de 13 de octubre de 2014, SETAR presentó a la AE el Informe final del Estudio Tarifario del periodo noviembre 2014 – octubre 2018, el cual incluía las bases de datos de costos de los sistemas que atiende esta empresa Distribuidora.

Mediante notas con Registro N° 11776 y N° 11793 de 07 de noviembre de 2014, SETAR remitió las bases de datos transaccionales de los costos a nivel de libro mayor de las gestiones 2011, 2012 y 2013 para cada sistema de acuerdo a la clasificación del SUC.

Posteriormente y en varias oportunidades, mediante notas con Registro N° 5037 de 06 de mayo de 2015, N° 5287 de 12 de mayo de 2015 y N° 8378 de 28 de julio de 2015, SETAR Sistema Central presentó a la AE las bases de datos de costos de las gestiones 2011, 2012 y 2013. De la misma forma, mediante notas con Registro N° 5085 de 06 de mayo de 2015, N° 5338 de 13 de mayo de 2015 y N° 8378 de 23 de julio de 2015, SETAR Sistema Yacuiba presentó las bases de datos de costos de las gestiones 2011, 2012 y 2013. Por su parte, mediante notas con Registro N° 5162 de 08 de mayo de 2015 y N° 8378 de 28 de julio de 2015, SETAR Sistema Bermejo presentó las bases de datos de costos de las gestiones 2011, 2012 y 2013. Finalmente, mediante notas con Registro N° 5163 de 08 de mayo de 2015 y N° 8378 de 28 de julio de 2015, SETAR Sistema Villamontes presentó las bases de datos de costos de las gestiones 2011, 2012 y 2013.

Sin embargo, la AE mediante nota AE-2493-DPT-461/2014 de 26 de noviembre de 2014, remitió a SETAR las observaciones a los costos incurridos, señalando que debían excluirse aquellos que por su naturaleza y concepto no corresponden al ejercicio de la Concesión y no responden a criterios de eficiencia y razonabilidad. Los costos observados en los costos base, corresponden a:

- Consultorías en línea para personal administrativo.
- Arreglos florales.
- Gastos funerarios y otros.
- Glosas sin descripción.
- Reducciones por control de calidad.
- Sanciones y multas impuestas.
- Previsión para cuentas incobrables.
- Actualización por inflación.
- Sueldos imputados a la actividad "GAS" en el sistema Central.
- Aquellos gastos incurridos en reparación o reposición de equipos dañados cuando existe un seguro contratado para este efecto.

Por consiguiente, los costos de suministro calculados en el modelo a partir de los costos operativos base incorporados en el modelo son los siguientes:

SETAR - CONSOLIDADO: COSTOS DE SUMINISTRO

Periodo 2015-2018

(En Bolivianos a diciembre de 2013)

CONCEPTO	AÑO BASE	2015	2016	2017	2018	Costos Promedio AE
1 Costo de compra de electricidad	75.029.770	87.725.427	94.970.699	102.696.013	110.922.517	99.078.664
Energía	37.163.542	43.780.886	47.546.109	51.584.106	55.895.590	49.701.673
Combustible y Lubricantes	3.219.243	3.835.758	4.209.155	4.611.918	5.046.887	4.425.930
Potencia	25.639.707	29.280.409	31.270.195	33.345.132	35.505.855	32.350.397
Generación	9.007.278	10.828.374	11.945.240	13.154.858	14.474.185	12.600.664
2 Costo de Distribución	101.683.280	91.464.250	97.972.569	103.357.888	109.040.209	100.458.729
Operación y Mantenimiento	13.410.287	16.186.699	17.654.643	19.232.828	20.924.238	18.499.602
Administrativos y Generales	28.227.489	29.548.819	31.967.125	34.543.103	37.295.944	33.338.748
Otros Ingresos	-6.384.922	-7.602.483	-8.103.343	-8.619.961	-9.177.302	-8.375.772
Consumidores	25.560.379	25.668.646	26.896.438	28.131.557	29.405.019	27.525.415
Cuota Anual de Depreciación	10.724.381	11.457.208	11.902.410	12.329.768	12.770.610	12.114.999
Costos Financieros	16.198.343	39.323	8.230	3.577	0	12.782
Utilidad	13.947.323	16.166.038	17.647.066	17.737.016	17.821.700	17.342.955
Total (1+2)	176.713.050	179.189.677	192.943.268	206.053.901	219.962.726	199.537.393

Cabe mencionar que la diferencia entre los costos presentados por la empresa y los aprobados por la AE son los siguientes:

**COMPARACION ENTRE COSTOS DE DISTRIBUCION PROPUESTOS POR SETAR Y
DEPURADOS POR LA AE (En Bolivianos)**

DESCRIPCIÓN	BASE		VAR%
	SETAR	AE	
COSTOS DE GENERACIÓN	17.084.761,07	14.141.275,40	-17,2%
COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	14.276.152,72	13.563.338,24	-5,0%
COSTOS ADMINISTRATIVOS Y GENERALES	25.975.284,48	25.296.269,05	-2,6%
COSTOS DE CONSUMIDORES	23.579.416,90	22.470.465,84	-4,7%
COSTOS TOTALES	80.915.615,16	75.471.348,54	-6,7%

3.4 TASA DE RETORNO Y COSTOS FINANCIEROS

El Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, define en su artículo 6 (Tasa de Retorno sobre el Patrimonio afecto a la Concesión) la metodología de cálculo cuya aplicación determina una Tasa de Retorno sobre el Patrimonio.

En aplicación del mencionado decreto, el ente regulador, mediante Resolución AE N° 462/2014 de 26 de septiembre de 2014, aprobó la Tasa de Retorno de 10.1% sobre el Patrimonio afecto a la Concesión, con una validez a octubre de 2018.

La Resolución AE N° 461/2011 de 04 de octubre de 2011, establece la forma en que se determinan los gastos financieros y otros costos financieros resultantes de pasivos de largo plazo contraídos para la expansión de las instalaciones para el periodo tarifario 2012-2014. La resolución mencionada determina además que la tasa máxima de interés se aplica en forma individual a cada contrato de préstamo o emisión de bonos que componga la deuda de largo plazo de la empresa.

En este caso particular, SETAR presentó en sus estudios deudas a largo plazo, para el Sistema SETAR Central, por lo que existen costos financieros reconocidos en el Modelo Tarifario.

3.5 DETERMINACIÓN DEL ACTIVO

En cumplimiento a lo establecido en el Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, el cual establece en su artículo 3 (ACTUALIZACIÓN DE ACTIVOS) que 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 el regulador, 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.

En este sentido, al ser el segundo estudio tarifario de SETAR, para los activos base al mes de diciembre de 2013, se realizó la actualización en función al IPC y al dólar. El mismo criterio del punto anterior fue aplicado a las inversiones aprobadas para el periodo 2015-2018.

Para los activos a diciembre de 2013, SETAR realizó la actualización de los activos en forma anual de acuerdo a la variación del tipo de cambio del dólar americano y el Índice de Precios al Consumidor, partiendo del valor inicial en Bs. a su fecha de ingreso.

El activo fijo bruto y las depreciaciones acumuladas, que introdujo SETAR en los modelos tarifarios de todos sus sistemas, según la empresa, representa el aporte propio de capital que realizó la misma, aspecto que fue justificado en la nota GER.GRAL. 1021-10-14 de 13 de octubre de 2014, la AE realizó un análisis de esta información y comparó los activos y sus depreciaciones con los estados financieros auditados, y se obtuvo los siguientes resultados:

Sistema Central:

CONCEPTO	AÑO BASE E.T.	BALANCE DE RESULT. 2013	DIFERENCIA %
ACTIVO FIJO BRUTO	146.662.348	307.641.725	-52%
DEPRECIACION ACUMULADA	53.219.274	171.258.604	-69%
ACTIVO FIJO NETO	93.443.074	136.383.121	-31%

Se observa que el activo fijo neto introducido en el modelo tarifario del Sistema Central es un 31% menor al reportado en el balance auditado de resultados.

Sistema Yacuiba:

CONCEPTO	AÑO BASE E.T.	BALANCE DE RESULT. 2013	DIFERENCIA %
ACTIVO FIJO BRUTO	33.074.071	142.480.422	-77%
DEPRECIACION ACUMULADA	12.018.444	69.201.261	-83%
ACTIVO FIJO NETO	21.055.627	73.279.161	-71%

Se observa que el activo fijo neto introducido en el modelo tarifario del Sistema Yacuiba es un 71% menor al reportado en el balance auditado de resultados.

Sistema Villamontes:

CONCEPTO	AÑO BASE E.T.	BALANCE DE RESULT. 2013	DIFERENCIA %
ACTIVO FIJO BRUTO	2.859.263	82.969.229	-97%
DEPRECIACION ACUMULADA	966.864	43.775.164	-98%
ACTIVO FIJO NETO	1.892.399	39.194.065	-95%

Se observa que el activo fijo neto introducido en el modelo tarifario del Sistema Villamontes es un 95% menor al reportado en el balance auditado de resultados.

Sistema Bermejo:

CONCEPTO	AÑO BASE E.T.	BALANCE DE RESULT. 2013	DIFERENCIA %
ACTIVO FIJO BRUTO	10.842.685	43.341.964	-75%
DEPRECIACION ACUMULADA	4.129.743	24.090.552	-83%
ACTIVO FIJO NETO	6.712.942	19.251.412	-65%

Se observa que el activo fijo neto introducido en el modelo tarifario del Sistema Bermejo es un 65% menor al reportado en el balance auditado de resultados.

Sistema Entre Ríos:

CONCEPTO	AÑO BASE E.T.	BALANCE DE RESULT. 2013	DIFERENCIA %
ACTIVO FIJO BRUTO	2.859.263	6.467.195	-56%
DEPRECIACION ACUMULADA	966.864	2.878.165	-66%
ACTIVO FIJO NETO	1.892.399	3.589.030	-47%

Se observa que el activo fijo neto introducido en el modelo tarifario del Sistema Entre Ríos es un 47% menor al reportado en el balance auditado de resultados.

En este sentido, los activos presentados por SETAR fueron introducidos en los modelos tarifarios de todos sus sistemas, asimismo se consideró los activos reconocidos para las gestiones 2011, 2012 y 2013 por el ente regulador.

3.6 PATRIMONIO AFECTO A LA CONCESIÓN (PAC)

El Patrimonio Afecto a la Concesión, que fue determinado para cada sistema administrado por SETAR de acuerdo a la metodología descrita en el artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas, es el siguiente:

SISTEMA	2013	2014	2015	2016	2017	2018
SETAR CENTRAL						
Activo Fijo Bruto	146.662.348	155.713.005	168.571.793	171.423.974	175.091.358	178.104.425
Capital de trabajo	9.298.326	9.357.078	10.059.632	10.737.662	11.283.414	11.853.217
Depreciación Acumulada	53.219.274	61.148.715	69.697.477	76.514.393	83.222.769	90.057.238
Activo Fijo Neto	93.443.074	85.802.658	78.209.623	72.782.042	67.589.795	62.397.548
Pasivos de Largo Plazo	16.176.957	15.886.698	26.576	0	0	0
Patrimonio Afecto a la Concesión	86.564.443	88.034.669	109.363.470	105.951.307	103.304.035	99.900.404
YACUIBA						
Activo Fijo Bruto	33.074.071	36.562.600	40.015.222	42.995.880	47.365.496	50.516.720
Capital de trabajo	3.001.526	3.066.783	3.284.685	3.586.394	3.928.890	4.283.646
Depreciación Acumulada	12.018.444	13.477.793	15.136.773	16.960.676	19.041.817	21.384.069
Activo Fijo Neto	21.055.627	23.084.808	24.878.449	26.035.204	28.323.679	29.132.651
Pasivos de Largo Plazo	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Afecto a la Concesión	24.057.153	26.151.590	28.163.134	29.621.599	32.252.570	33.416.296
BERMEJO						
Activo Fijo Bruto	10.842.685	11.163.385	11.579.188	11.856.387	12.074.198	12.446.185
Capital de trabajo	1.160.990	1.250.611	1.312.979	1.419.285	1.527.825	1.647.273
Depreciación Acumulada	4.129.743	4.598.197	5.072.552	5.559.427	6.056.065	6.564.435
Activo Fijo Neto	6.712.942	6.547.689	6.419.140	6.209.464	5.930.637	5.794.254
Pasivos de Largo Plazo	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Afecto a la Concesión	7.873.931	7.798.299	7.732.118	7.628.749	7.458.462	7.441.527
VILLAMONTES						
Activo Fijo Bruto	24.637.756	29.162.076	36.284.829	39.908.205	43.287.981	47.259.357
Capital de trabajo	1.259.620	1.369.268	1.503.130	1.628.100	1.753.708	1.889.063
Depreciación Acumulada	8.557.745	9.792.454	11.307.989	13.078.669	14.998.244	17.018.966
Activo Fijo Neto	16.080.011	19.369.622	24.976.840	26.829.536	28.289.737	30.240.391
Pasivos de Largo Plazo	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Afecto a la Concesión	17.339.631	20.738.890	26.479.970	28.457.636	30.043.444	32.129.454
ENTRE RIOS						
Activo Fijo Bruto	2.859.263	3.100.636	3.314.002	3.567.640	3.828.918	4.066.129
Capital de trabajo	268.920	293.498	314.543	348.483	383.674	419.786
Depreciación Acumulada	966.864	1.095.911	1.233.743	1.380.760	1.537.850	1.704.768
Activo Fijo Neto	1.892.399	2.004.725	2.080.259	2.186.880	2.291.068	2.361.360
Pasivos de Largo Plazo	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Afecto a la Concesión	2.161.319	2.298.222	2.394.802	2.535.363	2.674.742	2.781.146
EL PUENTE						
Activo Fijo Bruto	0	37.819	68.965	104.558	144.599	189.095
Capital de trabajo	73.186	84.615	99.380	117.207	138.906	165.806
Depreciación Acumulada	0	694	2.652	5.835	10.406	16.526
Activo Fijo Neto	0	37.125	66.312	98.723	134.194	172.568
Pasivos de Largo Plazo	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Afecto a la Concesión	73.186	121.741	165.692	215.930	273.100	338.374

3.7 DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS BASE, SISTEMA CENTRAL

Las tarifas base se deducen de acuerdo a lo establecido en el artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.

Las tarifas base en el estudio tarifario se determinan a precios del año 2013 y sin impuestos, por lo que se incorporan a éstos los impuestos vigentes:

- **Cargos por consumidor:** El cargo por consumidor se ha determinado por categoría de consumidores como la relación entre el promedio de los costos de consumidores proyectados para el periodo 2015-2018 y el número anual de consumidores para el mismo periodo.
- **Cargos de Potencia Fuera de Punta:** Estos cargos han sido determinados para cada nivel de tensión como la relación entre el promedio del costo de distribución

proyectado para el periodo 2015-2018 y el valor promedio de la demanda máxima del mismo periodo.

- **Cargos por Energía:** Los cargos por energía se han determinado por nivel de tensión y discriminado por bloque horario a partir del precio de energía afectado por el factor de pérdidas medias de energía acumulado desde el nivel de tensión de compra hasta el nivel de tensión correspondiente.
- **Cargos por Potencia:** Los cargos por potencia se han determinado por nivel de tensión y discriminado por bloque horario a partir del precio de potencia afectado por el factor de pérdidas de potencia acumulado desde el nivel de tensión de compra hasta el nivel de tensión correspondiente.

3.7.1 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN E ÍNDICES DE EFICIENCIA PARA EL SISTEMA CENTRAL

Las fórmulas detalladas para el estudio tarifario de SETAR Central son las establecidas en el artículo 2 del D.S. N° 29598 (Formulas de indexación de las tarifas base) del Reglamento de precios y tarifas.

Las fórmulas de indexación deben ser aplicadas a cada de uno de los Cargos Tarifarios Base. En relación a los índices de disminución de costos a ser aplicados en las fórmulas de indexación, se ha visto por conveniente aplicar los índices de eficiencia aprobados para las empresas del SIN.

En relación al índice de disminución de pérdidas de electricidad, se vio por conveniente aplicar un índice igual a 0%.

Cargos por Consumidor

Las fórmulas para la indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes n son las siguientes:

$$CC = CCo * (a * IPC / IPC_0 + b * PD / PDo - n * Xcc)$$

Dónde:

- CC Cargo por consumidor
 CC_0 Cargo por consumidor base
- a Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional
 b Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Americanos
- IPC Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.
- IPC_0 Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.

- PD* Precio del dólar
PD₀ Precio base del dólar
X_{cc} Índice de disminución mensual de los costos de consumidor
n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargo por Potencia:

Primer componente: Cargo por potencia de punta

Las fórmulas para la indexación de los cargos por potencia de punta correspondientes al mes *n* para el nivel de tensión *j* son las siguientes:

$$CPP_{j,n} = CPPE_{j,n} * FPP_j * (1 - n * X_{ppj})$$

Dónde:

- CPP_{j,n}* Cargo por potencia de punta del nivel de tensión *j* correspondiente al mes de la indexación
CPPE_{j,n} Cargo por Potencia de Punta a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación
FPP_j Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión *j*
X_{ppj} Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión *j*
j Baja tensión, media tensión y alta tensión
n Número del mes de la indexación respecto del mes base, siendo *n=1* para el mes de noviembre de 2007.

Segundo Componente: Cargos por Potencia Fuera de Punta

Las fórmulas para la indexación de los cargos por potencia fuera de punta correspondientes al mes *n* para la red del nivel de tensión *j* son las siguientes:

$$CFP = CF_0 * (a * IPC / IPC_0 + b * PD / PD_0 - p_1 * n * X_{com} - p_2 * n * X_{cag} + p_3 * ZI + p_4 * ZT)$$

Dónde:

- CFP* Cargo por potencia fuera de punta indexado del nivel de tensión.
CFP₀ Cargo por potencia fuera de punta base del nivel de tensión.
a Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional.
b Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Americanos.
IPC Índice de precios al consumidor del mes de la indexación, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.
IPC₀ Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.

Resolución AE N° 737/2015, Página 17 de 21



- PD Precio del dólar
 PD_o Precio base del dólar
 X_{com} Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
 X_{cag} Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales del nivel de tensión.
 ZI Índice de variación de los impuestos directos
 ZT Índice de variación de las tasas
 p1 Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 p2 Participación de los costos administrativos y generales en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 p3 Participación de los impuestos directos en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 p4 Participación de las tasas en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Energía

Las fórmulas para la indexación de los cargos por energía correspondientes al mes n para el nivel de tensión j son las siguientes:

Dónde: $CE_{j,a,m,b} = CEE_{j,a,m,b} * FPE_j * (1 - n * Xpe_j)$

- CE_{j,a,m,b} Cargo por energía indexado del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación
 CEE_{j,a,m,b} Cargo por energía a la entrada del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación
 FPE_j Factor de pérdidas de energía base del nivel de tensión j
 Xpe_j Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j
 j Baja tensión, media tensión y alta tensión
 n Número del mes de la indexación respecto del mes base
 a,m,b bloque horario alto, medio y bajo respectivamente

3.8 FÓRMULA PARA INCORPORAR LOS IMPUESTOS Y TASAS EN LOS CARGOS TARIFARIOS

Para la incorporación de los impuestos y tasas en los cargos tarifarios, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad determinó la siguiente fórmula:

$$CT_c = \frac{CT_s}{[(1 - IVA) * ((1 - TREG) - IT)]}$$

Dónde:

CT_c = Cargo Tarifario con impuestos y tasas

CT_s = Cargo Tarifario sin impuestos ni tasas.

IVA = Alícuota del Impuesto al Valor Agregado.

IT = Alícuota del Impuesto a las Transacciones

TREG= Alícuota de la Tasa de Regulación.

3.9 VARIACIÓN DE LA TARIFA MEDIA

La variación en la tarifa media fue determinada como la relación entre los ingresos requeridos promedio para el periodo 2015-2018 y los ingresos medios que se obtendrían en el mismo periodo con las tarifas actuales (vigentes al año 2013).

Consiguientemente la variación tarifaria es la siguiente: -12,02%, de acuerdo al siguiente detalle por cada uno de los Sistemas que administra SETAR:

Variación tarifa media requerida

SISTEMA	VARIACION %
CENTRAL	-11,82%
BERMEJO	-4,60%
YACUIBA	-15,67%
VILLAMONTES	-15,71%
ENTRE RIOS	-1,41%
EL PUENTE	37,15%
GENERAL	-12,02%

3.10 TARIFAS DE APLICACIÓN

La Autoridad de Fiscalización y control Social de Electricidad, realizó una refacturación de las bases de datos de los 12 meses de la gestión 2013, aplicándose la Estructura Tarifaria a la totalidad de sus clientes de todos los sistemas que actualmente atiende.

Los ingresos obtenidos de la refacturación fueron comparados con los ingresos obtenidos de aplicar las estructuras vigentes a Diciembre de 2013.

4 CONCLUSIONES

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, se concluye lo siguiente:

El modelo tarifario presentado por SETAR, cumple razonablemente con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Control y Fiscalización de Electricidad en el marco de la Ley de Electricidad y el Reglamento de Precios y Tarifas. En el anexo 3 se detallan el ingreso requerido y el correspondiente impacto tarifario producto de esta Revisión Ordinaria de Tarifas".

Que la presente Resolución es de carácter técnico, se basa y fundamenta en el análisis

realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, de acuerdo al Informe AE-DPT N° 907/2015 de 30 de diciembre de 2015; en consecuencia, se hace aceptación al análisis realizado en el citado informe, a los efectos señalados en el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE-DPT N° 907/2015 de 30 de diciembre de 2015, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, corresponde aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de SETAR, para el periodo noviembre 2014 a octubre 2018, con sus respectivas fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias bases a diciembre de 2013 y la fórmula de actualización de la estructura tarifaria base.

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 Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) las tarifas base resultantes del modelo tarifario de SETAR, para el periodo noviembre 2014 a octubre 2018, con sus respectivas fórmulas de indexación.



SEGUNDA.- Aprobar para todos los Sistemas de Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), las estructuras tarifarias bases a diciembre de 2013, para su aplicación a los consumidores, de acuerdo al Anexo N° 1 de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar para Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) fórmula de actualización de la estructura tarifaria base, de acuerdo al Anexo N° 2 de la presente Resolución.

CUARTA.- 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 y archívese.

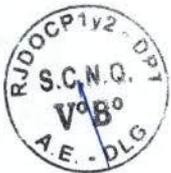


Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL



ANEXO N° 1 A LA RESOLUCIÓN AE N° 737/2015
TRÁMITE N° 2014-9291-33-11-9-3-DPT
CIAE N° 0037-0004-0004-0003
 La Paz, 30 de diciembre de 2015

ANEXO 1

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE PARA SETAR Y SUS SISTEMAS
(A precios de Diciembre de 2013 con impuestos)

		Tarifa Aplicación
CATEGORIA RESIDENCIAL (DOM)		
Cargo Mínimo (Hasta 20 kWh/mes)	Bs.	18,822
De 21 a 100 kWh	Bs/kWh	0,462
De 101 a 200 kWh	Bs/kWh	0,807
De 201 a 1000 kWh	Bs/kWh	1,088
mayor a 1000 kWh	Bs/kWh	1,088

Aplicación: A usuarios de tipo domiciliario

CATEGORIA GENERAL MENOR (G-1)

Cargo Mínimo (Hasta 20 kWh/mes)	Bs.	24,560
De 21 a 100 kWh	Bs/kWh	1,204
De 101 a Adelante	Bs/kWh	1,274

Aplicación: A usuarios de tipo general, con un consumo de energía entre 0 a 350 kWh, con suministro en Baja Tensión.

CATEGORIA GENERAL MAYOR (G-2)

Cargo Mínimo	Bs.	21,261
De 0 a 40 kWh	Bs/kWh	1,425
De 41 a Adelante	Bs/kWh	1,395

Aplicación: A usuarios de tipo general, con un consumo de energía mayor a 350 kWh.

CATEGORIA INDUSTRIAL MENOR (INP)

Cargo Mínimo (Hasta 100 kWh/mes)	Bs.	76,779
De 101 a 300 kWh	Bs/kWh	0,606
De 301 a Adelante	Bs/kWh	0,733

Aplicación: A usuarios de tipo industrial en Baja Tensión, con demanda de potencia máxima, menor a 10 kW.



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

ANEXO N° 1 A LA RESOLUCIÓN AE N° 737/2015
TRÁMITE N° 2014-9291-33-11-9-3-DPT
CIAE N° 0037-0004-0004-0003
La Paz, 30 de diciembre de 2015

CATEGORIA INDUSTRIAL MAYOR (ING)

Cargo por Demanda	Bs/Kw	32,903
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,506

Aplicación: A usuarios de tipo industrial en Baja Tensión, con demanda de potencia máxima, mayor a 10 kW.

CATEGORIA BOMBAS (BOM)

Cargo Fijo	Bs.	38,578
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,631

Aplicación: A empresas o cooperativas que realizan el suministro de agua potable.

CATEGORIA ALUMBRADO PUBLICO (APU)

Cargo por Energía	Bs/kWh	0,975
-------------------	--------	-------

Aplicación: Servicio de alumbrado público con luminarias de propiedad de las Alcaldías Municipales, en los municipios en los que SETAR distribuye energía eléctrica.

CATEGORIA SEGURIDAD CIUDADANA (SEG)

Cargo Mínimo (Hasta 20 kWh/mes)	Bs.	18,822
De 21 a 100 kWh	Bs/kWh	0,462
De 101 a 200 kWh	Bs/kWh	0,807
Excedente a 201 kWh	Bs/kWh	1,088

Aplicación: Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control.

ANEXO 2
FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN DE ESTRUCTURA BASE
A DICIEMBRE DE 2013 SETAR

Sistema SETAR

A partir de la facturación del mes de noviembre de 2014, SETAR aplicará para la facturación de sus consumidores regulados, la estructura base aprobada (a precios de diciembre 2013), indexada según se indica a continuación:

$$CT_n = CT_{dic13} * ((IT_{Cen,n} + \sum_1^s IT_{Sub,n}) / (IT_{Cen,dic13} + \sum_1^s IT_{Sub,dic13}))$$

Donde

CT_n Es el cargo tarifario de la tarifa vigente a aplicar en el mes n

CT_{dic13} Es el cargo tarifario base a diciembre de 2013

$IT_{Cen,n}$ Es el ingreso total a obtener del Sistema Central por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes n, a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo 2015-2018.

$IT_{Sub,n}$ Es el ingreso total a obtener de los Subsistemas de SETAR, por la actualización de los costos (generación y distribución) que determinan el ingreso requerido en el Modelo Tarifario del periodo 2015-2018 para cada sistema.

$IT_{Cen,dic13}$ Es el ingreso total obtenido por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes de diciembre de 2013 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo 2015-2018.

$IT_{Sub,dic13}$ Es el ingreso total a obtener de los Subsistemas de SETAR, correspondientes al mes de diciembre de 2013, por la aplicación de los costos que determinan el ingreso requerido en el Modelo Tarifario del periodo 2015-2018 para cada sistema.

Los cargos tarifarios corresponden al cargo fijo, cargo mínimo, cargos de energía y cargos de potencia, componentes de la estructuras tarifarias.