

RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-882-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0004-0004-0007
La Paz, 24 de diciembre de 2010

TRAMITE: Proyección de la Demanda: número de consumidores, energía y potencia; y el Programa de Inversiones para la Empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) para el periodo 2011-2014.

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la Proyección de la Demanda: número de consumidores, energía y potencia; y el Programa de Inversiones de la Empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), para el periodo 2011-2014.

VISTOS:

La necesidad de aprobar la Proyección de la Demanda: número de consumidores, energía y potencia; y el Programa de Inversión para la Empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), aplicables al periodo tarifario enero 2011 – octubre 2014; el Informe AE DPT N° 935/2010 de 17 de Diciembre de 2010 emitido por la Dirección de Precios Tarifas e Inversiones; los antecedentes del mismo y todo lo demás que ver convino y,

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que dando cumplimiento al artículo 47 del RPT, mediante nota AE-479-DPT-74/2010 de fecha 24 de febrero de 2010, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) da inicio al proceso de Fijación de Tarifas de la empresa SETAR y sus subsistemas en consecuencia remitió los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio Tarifario, el cual debería ser encargado a una empresa consultora especializada y precalificada por la AE.

Que consta en el Acta de reunión sostenida el 02 de marzo de 2010, en instalaciones de la AE, con el objeto de coordinación del inicio del Estudio Tarifario de SETAR y aclaraciones de su alcance.

Que con nota AE-607-DPT-102/2010 de 10 de marzo de 2010, la AE solicita a SETAR la presentación de la Proyección de la Demanda y Programa de Inversiones.

Que SETAR mediante nota GER.GRAL.375-06-10 presentada el 18 de junio de 2010 remitió el documento de la Proyección de la Demanda, para el estudio Tarifario del periodo 2011-2014, elaborado por la empresa consultora XONEX-Energía.

Que mediante nota GER.GRAL.494/07/10 recepcionada el 26 de julio de 2010, SETAR remitió el Plan de Inversiones.



RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-882-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0004-0004-0007
La Paz, 24 de diciembre de 2010

Que el 23 de septiembre de 2010, se sostuvo una reunión en las instalaciones de la AE, con el objeto de solicitar presentación de información complementaria y absolver aclaraciones pertinentes respecto al Plan de Inversiones presentado por SETAR, entre el personal de la AE y de SETAR.

Que mediante memorial registrado en el AE con código N° 8679 de 30 de septiembre de 2010, se apersona y ratifica todas las actuaciones anteriores, el representante legal Freddy Andrés Ruiz Ruiz, en mérito al Testimonio de Poder N° 054/2010 de 08 de julio de 2010, otorgado por ante Notaria del Gobierno Autónomo del Departamento de Tarija, en representación de Servicios Eléctricos de Tarija, dentro del procedimiento de Estudio Tarifario SETAR por el periodo 2011-2014, en consecuencia se emite el correspondiente Decreto AE DPT-108-10 de 30 de septiembre de 2010.

Que mediante nota AE-2923-DPT-482/2010 de fecha 01 de octubre de 2010, la AE realizó formalmente observaciones al Plan de Inversiones presentado por SETAR a efectos del Estudio Tarifario a ser analizado.

Que SETAR presentó su Estudio Tarifario, con nota GER.GRAL.631-09-10 de recepcionada en fecha 09 de septiembre y registrada con código N° 7964, para su revisión y aprobación por parte de la AE, el mismo que contenía la información inherente al objeto de la presente Resolución.

Que con nota AE-2999-DPT-495/2010 de 07 de octubre de 2010, la AE realizó las correspondientes observaciones al Estudio Tarifario de SETAR.

Que en fecha 22 de octubre de 2010, SETAR remite la versión final de su documento de Plan de Inversiones.

Que luego de seguir el procedimiento establecido en la normativa vigente, SETAR presentó el Estudio Tarifario para el periodo 2011-2014 en su versión final, mediante nota recepcionada el 01 de noviembre de 2010 y registrada en la AE con código N° 9881.

Que la Dirección de Precios Tarifas e Inversiones de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), ha procedido con la revisión minuciosa y detallada de la versión final del estudio tarifario, a fin de hacer la verificación de que dicho estudio cumple con los preceptos contenidos en la Ley de Electricidad y en el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado por Decreto Supremo N° 26094 del 2 de marzo de 2001..

CONSIDERANDO: (Marco Legal)

Que la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, establece en su artículo 12 además de las atribuciones generales de los Superintendentes Sectoriales contenidas en la Ley N° 1600 de 28 de octubre de 1994, del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), entre otras, las siguientes funciones y atribuciones específicas detalladas en los correspondientes incisos que se citan a continuación:

- a) Proteger los derechos de los consumidores;*
- f) Velar por el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los Titulares;*
- h) Aplicar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas para las actividades de Generación, Transmisión y Distribución;*
- i) Aprobar y controlar, cuando corresponda, los precios y tarifas máximos a ser aplicables a las actividades de la Industria Eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional;*
- n) Cumplir y hacer cumplir la presente Ley y sus Reglamentos, asegurando la correcta aplicación de sus principios, objetivos y políticas que forman parte de la misma, así como las disposiciones legales conexas.*

Que el artículo 51 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, determina que 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 N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece que el ente regulador aprobará o rechazará los Estudios Tarifarios efectuados por las empresas consultoras precalificadas que hayan contratado los titulares de distribución, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada, formulando las observaciones que considere pertinentes.

Que artículo 55 (Estructuras Tarifarias) de la Ley de Electricidad, que establece que la extinta Superintendencia de Electricidad, actualmente la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), aprobará para cada empresa de Distribución, estructuras tarifarias definidas en función a las características técnicas del suministro y del consumo de electricidad.

Que el Decreto Supremo N° 26094 del 2 de marzo de 2001, por el cual se aprueba el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), en su Capítulos IV norma respecto a los precios máximos de distribución en concordancia con el Capítulo IV de la Ley de

RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-882-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0004-0004-0007
La Paz, 24 de diciembre de 2010

Electricidad, en los cuales se establecen los principios bajo los cuales se aprueban los precios máximos de las empresas distribuidoras.

Que el artículo 44 (PROYECCIÓN DE LA DEMANDA) del RPT, dispone lo siguiente:

"La proyección de la demanda de electricidad de los Consumidores ubicados en la zona de Concesión del Distribuidor y abastecidos por éste, se efectuará, para el período de cuatro años, en forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor; comprenderá los consumos de energía y demandas de potencia incluyendo factores de coincidencia, el número de consumidores y el consumo promedio.

Se verificará la correlación de la demanda de electricidad con los factores económicos y demográficos relevantes. Las variaciones significativas de las tasas de crecimiento deberán ser debidamente explicadas por el Distribuidor.

En base a las proyecciones de demanda, se efectuarán proyecciones de los balances de energía y potencia eléctrica que incluyan para cada nivel de tensión, los valores de compras, cantidades disponibles, pérdidas y ventas."

Que el artículo 47 (PROYECCIÓN DE COSTOS) del citado RPT, dispone 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 AE.

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por el Titular a la AE, 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 AE, cuando se produzcan variaciones significativas en las proyecciones de la demanda.

Para las proyecciones de costos para el período de cuatro años, la AE 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

RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-882-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0004-0004-0007
La Paz, 24 de diciembre de 2010

señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del periodo anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho periodo.”

Que el artículo 58 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que la extinta Superintendencia de Electricidad, ahora Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) debe aprobar las tarifas base de distribución y sus fórmulas de indexación.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que la Empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), presentó el Estudio Tarifario para el periodo 2011–2014, habiendo complementado y subsanado la información de acuerdo a lo observado y requerido por la AE.

Que la Dirección de Precios Tarifas e Inversiones, ha realizado análisis exhaustivo relativo al Estudio Tarifario de la Empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), contenido en su Informe AE DPT N° 935/2010 de 17 de diciembre de 2010 y demás antecedentes mencionados, el mismo que recomienda emitir la resolución correspondiente para aprobación de la Proyección de la Demanda: número de consumidores, energía y potencia; y el Programa de Inversiones, para la Empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) por el periodo 2011–2014.

Que el párrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341, de 23 de abril de 2002, de Procedimiento Administrativo, dispone que: “La aceptación de informes o dictámenes servirá de fundamentación a la resolución cuando se incorporen al texto de ella”.

Que la presente resolución es de carácter eminentemente técnico en sus determinaciones y cálculos, en consecuencia se hace aceptación al análisis exhaustivo realizado por la Dirección de Precios Tarifas e Inversiones de la AE en el Informe AE DPT N° 935/2010 de 17 de diciembre de 2010, como fundamento de la presente resolución de acuerdo a los efectos señalados en la norma citada en el párrafo precedente, conforme recomienda el Informe Legal AE DLG N° 165/2010 de 24 de diciembre de 2010.

CONSIDERANDO: (Competencia de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad-AE)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de la Superintendencia de Electricidad, en el plazo de sesenta

RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-882-33-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0004-0004-0007
La Paz, 24 de diciembre de 2010

(60) días y estableció que las competencias y atribuciones de la misma serían asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa. En tal sentido, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, el cual, en el artículo 3 determina la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE, estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado, por lo que, siendo que las normas expuestas no contradicen la Carta Magna, corresponde su aplicación al presente caso de análisis.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), en ejercicio de las facultades y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de Electricidad, su reglamentación, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, demás disposiciones vigentes y en base al Informe Técnico AE DPT N° AE DPT N° 935/2010 de 17 de diciembre de 2010 e Informe Legal AE DLG N° 165/2010 de 24 de diciembre de 2010,

RESUELVE:

PRIMERO.- Aprobar la Proyección de la Demanda: número de consumidores, energía y potencia de la Empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) y sus correspondientes Subsistemas, aplicable al periodo tarifario enero 2011 – octubre 2014, conforme se detalla en el Anexo I de la presente Resolución.

SEGUNDO.- Aprobar el Programa de Inversión para SETAR y sus correspondientes Subsistemas, aplicable al periodo tarifario enero 2011 – octubre 2014, conforme se detallan en el Anexo II de la presente Resolución.

TERCERO.- Instruir a la Empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), la presentación de la información correspondiente en la forma y los plazos definidos por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, para el control y seguimiento de las inversiones comprometidas y aprobadas mediante el presente acto administrativo, así como la presentación, dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles administrativos de notificada la presente Resolución, de la Boleta de Garantía de cumplimiento de la inversión comprometida por el valor equivalente al 5% de la mencionada inversión.

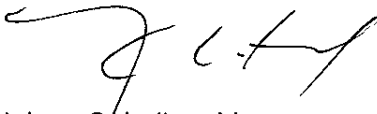
RESOLUCIÓN AE N° 628/2010, 6/27

RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-882-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0037-0004-0004-0007
La Paz, 24 de diciembre de 2010

CUARTO.- Instruir la notificación del Informe AE DPT N° 935/2010 de 17 de diciembre de 2010, junto con la presente Resolución.

QUINTO.- De acuerdo a lo establecido en el artículo 12 inciso i) de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, se dispone la publicación de la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Nelson Caballero Vargas
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme.



Erika V. Luna Viorel
DIRECTORA LEGAL

RESOLUCIÓN AE N° 628/2010, 7/27

**ANEXO I - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010**

ANEXO I

**PROYECCIÓN DE LA DEMANDA PARA SETAR
NÚMERO DE CONSUMIDORES, ENERGÍA Y POTENCIA
PARA EL PERIODO 2011-2014**

SISTEMA TARIJA

Número de Consumidores a Diciembre de cada año.

CONSUMIDORES POR CATEGORIA Y POR AÑO

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Bombas	TOTAL
2010	41,515	3,747	581	1	46	45,890
2011	43,257	3,674	615	1	52	47,599
2012	45,030	3,501	617	1	55	49,204
2013	46,837	3,390	640	1	59	50,927
2014	48,678	3,351	671	1	60	52,761

Tasa de crecimiento de Consumidores a Diciembre de cada año.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Otros	TOTAL
2011	4.20%	-1.95%	5.85%	0.00%	13.04%	3.72%
2012	4.10%	-4.71%	0.33%	0.00%	5.77%	3.37%
2013	4.01%	-3.17%	3.73%	0.00%	7.27%	3.50%
2014	3.93%	-1.15%	4.84%	0.00%	1.69%	3.60%

Ventas de energía MWh

VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORIA Y POR AÑO (MWh)

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Bombas	TOTAL
2010	54,923	15,408	18,602	9,304	1,576	99,813
2011	57,782	15,717	22,262	10,189	1,877	107,827
2012	60,725	15,908	25,930	10,880	1,728	115,171
2013	63,761	16,226	29,066	10,445	2,320	121,818
2014	66,896	17,322	33,711	10,572	1,999	130,500

ANEXO I - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010

Tasa de crecimiento de las ventas de energía.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Otros	TOTAL
2011	5.21%	2.01%	19.68%	9.51%	19.10%	8.03%
2012	5.09%	1.22%	16.48%	6.78%	-7.94%	6.81%
2013	5.00%	2.00%	12.09%	-4.00%	34.26%	5.77%
2014	4.92%	6.75%	15.98%	1.22%	-13.84%	7.13%

Demanda máxima de Potencia (kW)

Demanda Máxima de Potencia (kW)

AÑO	Ventas de Energía MWh- año	Pérdidas aprobadas en E.T	Compras de energía MWh Ventas/(1- pérdidas)	Factor de Carga	Demanda máxima KW (Compras * 1000)/(Factor de carga * 8760)	Tasa crecimiento demanda máxima
2010	99,813	17.00%	120,257	0.513	26,760	3.55%
2011	107,827	16.00%	128,365	0.513	28,565	6.74%
2012	115,171	15.00%	135,495	0.513	30,151	5.55%
2013	121,818	14.00%	141,649	0.513	31,520	4.54%
2014	130,500	13.00%	150,000	0.513	33,379	5.90%

ANEXO I - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010, 9/27

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA PARA SETAR
NÚMERO DE CONSUMIDORES, ENERGÍA Y POTENCIA
PARA EL PERIODO 2010-2014

SISTEMA YACUIBA

Número de Consumidores a Diciembre de cada año.

CONSUMIDORES POR CATEGORIA Y POR AÑO

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Bombas	TOTAL
2010	15,611	2,093	279	1	47	18,031
2011	16,734	2,200	329	1	50	19,314
2012	17,919	2,344	386	1	58	20,708
2013	19,170	2,559	425	1	47	22,202
2014	20,491	2,780	479	1	45	23,796

Tasa de crecimiento de Consumidores a Diciembre de cada año.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Otros	TOTAL
2011	7.19%	5.11%	17.92%	0.00%	6.38%	7.12%
2012	7.08%	6.55%	17.33%	0.00%	16.00%	7.22%
2013	6.98%	9.17%	10.10%	0.00%	-18.97%	7.21%
2014	6.89%	8.64%	12.71%	0.00%	-4.26%	7.18%

Ventas de energía MWh

VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORIA Y POR AÑO (MWh)

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Bombas	TOTAL
2010	16,759	5,465	2,252	1,817	1,143	27,436
2011	17,765	5,991	2,206	1,812	1,174	28,948
2012	18,812	6,867	1,942	1,814	1,209	30,644
2013	19,902	7,809	2,433	1,816	1,245	33,205
2014	21,037	8,538	2,552	1,818	1,280	35,225

ANEXO I - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010

Tasa de crecimiento de las ventas de energía.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Otros	TOTAL
2011	6.00%	9.62%	-2.04%	-0.28%	2.71%	5.51%
2012	5.89%	14.62%	-11.97%	0.11%	2.98%	5.86%
2013	5.79%	13.72%	25.28%	0.11%	2.98%	8.36%
2014	5.70%	9.34%	4.89%	0.11%	2.81%	6.08%

Demanda máxima de Potencia (kW)

Demanda Máxima de Potencia (kW)

AÑO	Ventas de Energía MWh- año	Pérdidas aprobadas en E.T	Compras de energía MWh Ventas/(1- pérdidas)	Factor de Carga	Demanda máxima KW (Compras * 1000)/(Factor de carga * 8760)	Tasa crecimiento demanda máxima
2010	31,775	17.00%	38,284	0.579	7,547.97	-0.61%
2011	32,855	17.00%	39,584	0.579	7,804.43	3.40%
2012	34,320	17.00%	41,349	0.579	8,152.31	4.46%
2013	35,678	17.00%	42,986	0.579	8,475.08	3.96%
2014	37,149	17.00%	44,758	0.579	8,824.51	4.12%

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA PARA SETAR
NÚMERO DE CONSUMIDORES, ENERGÍA Y POTENCIA
PARA EL PERIODO 2010-2014

SISTEMA BERMEJO

Número de Consumidores a Diciembre de cada año.

CONSUMIDORES POR CATEGORIA Y POR AÑO

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Bombas	TOTAL
2010	6,506	1,818	125	1	1	8,451
2011	6,692	1,782	134	1	1	8,610
2012	6,876	1,899	147	1	1	8,924
2013	7,059	1,957	146	1	1	9,164
2014	7,242	2,106	158	1	1	9,508

Tasa de crecimiento de Consumidores a Diciembre de cada año.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Otros	TOTAL
2011	2.86%	-1.98%	7.20%	0.00%	0.00%	1.88%
2012	2.75%	6.57%	9.70%	0.00%	0.00%	3.65%
2013	2.66%	3.05%	-0.68%	0.00%	0.00%	2.69%
2014	2.59%	7.61%	8.22%	0.00%	0.00%	3.75%

Ventas de energía MWh

VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORIA Y POR AÑO (MWh)

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Bombas	TOTAL
2010	6,338	2,556	784	1,152	1,956	12,786
2011	6,494	2,515	645	1,227	1,493	12,374
2012	6,649	2,840	531	1,154	1,510	12,684
2013	6,801	2,822	667	1,259	1,486	13,035
2014	6,952	2,822	834	1,060	1,600	13,268

ANEXO I - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010

Tasa de crecimiento de las ventas de energía.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Otros	TOTAL
2011	2.46%	-1.60%	-17.73%	6.51%	-23.67%	-3.22%
2012	2.39%	12.92%	-17.67%	-5.95%	1.14%	2.51%
2013	2.29%	-0.63%	25.61%	9.10%	-1.59%	2.77%
2014	2.22%	0.00%	25.04%	-15.81%	7.67%	1.79%

Demanda máxima de Potencia (kW)

Demanda Máxima de Potencia (kW)

AÑO	Ventas de Energía MWh- año	Pérdidas aprobadas en E.T	Compras de energía MWh Ventas/(1- pérdidas)	Factor de Carga	Demanda máxima KW (Compras * 1000)/(Factor de carga * 8760)	Tasa crecimiento demanda máxima
2010	12,786	17.00%	15,405	0.524	3,356	-0.82%
2011	12,374	17.00%	14,908	0.524	3,248	-3.22%
2012	12,684	17.00%	15,282	0.524	3,329	2.51%
2013	13,035	17.00%	15,705	0.524	3,421	2.77%
2014	13,268	17.00%	15,986	0.524	3,483	1.79%

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA PARA SETAR
NÚMERO DE CONSUMIDORES, ENERGÍA Y POTENCIA
PARA EL PERIODO 2010-2014

SISTEMA VILLAMONTES

Número de Consumidores a Diciembre de cada año.

CONSUMIDORES POR CATEGORIA Y POR AÑO

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	TOTAL
2010	6,057	746	58	1	6,862
2011	6,322	787	60	1	7,171
2012	6,584	828	63	1	7,476
2013	6,843	870	65	1	7,779
2014	7,101	911	67	1	8,080

Tasa de crecimiento de Consumidores a Diciembre de cada año.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	TOTAL
2011	4.38%	5.50%	4.07%	0.00%	4.49%
2012	4.14%	5.21%	3.91%	0.00%	4.26%
2013	3.93%	4.95%	3.76%	0.00%	4.04%
2014	3.77%	4.72%	3.63%	0.00%	3.87%

Ventas de energía MWh

VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORIA Y POR AÑO (MWh)

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	TOTAL
2010	7,296	3,161	1,324	700	12,481
2011	7,613	3,019	1,604	710	12,946
2012	7,923	3,037	1,766	721	13,447
2013	8,228	3,055	1,856	733	13,872
2014	8,530	3,073	1,573	744	13,920



ANEXO I - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010

Tasa de crecimiento de las ventas de energía.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	TOTAL
2011	4.34%	-4.51%	21.15%	1.43%	3.72%
2012	4.07%	0.60%	10.10%	1.55%	3.87%
2013	3.85%	0.60%	5.10%	1.66%	3.16%
2014	3.67%	0.60%	-15.25%	1.50%	0.35%

Demanda máxima de Potencia (kW)

AÑO	Ventas de Energía MWh- año	Pérdidas aprobadas en E.T	Compras de energía MWh Ventas/(1- pérdidas)	Factor de Carga	Demanda máxima KW (Compras * 1000)/(Factor de carga * 8760)	Tasa crecimiento demanda máxima
2010	12,481	17.00%	15,037	0.499	3,440	-3.44%
2011	12,946	17.00%	15,597	0.499	3,568	3.72%
2012	13,447	17.00%	16,201	0.499	3,706	3.87%
2013	13,872	17.00%	16,713	0.499	3,823	3.16%
2014	13,920	17.00%	16,771	0.499	3,837	0.35%

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA PARA SETAR
NÚMERO DE CONSUMIDORES, ENERGÍA Y POTENCIA
PARA EL PERIODO 2010-2014

SISTEMA ENTRE RÍOS

Número de Consumidores a Diciembre de cada año.

CONSUMIDORES POR CATEGORÍA Y POR AÑO

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	TOTAL
2010	1,452	350	8	1	1,811
2011	1,545	379	8	1	1,933
2012	1,634	407	8	1	2,050
2013	1,719	435	8	1	2,163
2014	1,802	464	8	1	2,275

Tasa de crecimiento de Consumidores a Diciembre de cada año.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	TOTAL
2011	6.40%	8.29%	0.00%	0.00%	6.74%
2012	5.76%	7.39%	0.00%	0.00%	6.05%
2013	5.20%	6.88%	0.00%	0.00%	5.51%
2014	4.83%	6.67%	0.00%	0.00%	5.18%

Ventas de energía MWh

VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORÍA Y POR AÑO (MWh)

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	TOTAL
2010	824	763	71	84	1,742
2011	887	805	69	93	1,854
2012	949	855	69	106	1,979
2013	1,010	904	69	119	2,102
2014	1,069	954	69	131	2,223

ANEXO I - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010

Tasa de crecimiento de las ventas de energía.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	TOTAL
2011	7.65%	5.50%	-2.82%	10.71%	6.43%
2012	6.99%	6.21%	0.00%	13.98%	6.74%
2013	6.43%	5.73%	0.00%	12.26%	6.22%
2014	5.84%	5.53%	0.00%	10.08%	5.76%

Demanda máxima de Potencia (kW)

Demanda Máxima de Potencia (kW)

AÑO	Ventas de Energía MWh- año	Pérdidas aprobadas en E.T	Compras de energía MWh Ventas/(1- pérdidas)	Factor de Carga	Demanda máxima KW (Compras * 1000)/(Factor de carga * 8760)	Tasa crecimiento demanda máxima
2010	1,742	11.92%	1,977.7	0.421	536	7.95%
2011	1,854	11.92%	2,104.9	0.421	571	6.43%
2012	1,979	11.92%	2,246.8	0.421	609	6.74%
2013	2,102	11.92%	2,386.5	0.421	647	6.22%
2014	2,223	11.92%	2,523.8	0.421	684	5.76%

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA PARA SETAR
NÚMERO DE CONSUMIDORES, ENERGÍA Y POTENCIA
PARA EL PERIODO 2010-2014

SISTEMA EL PUENTE

Número de Consumidores a Diciembre de cada año.

CONSUMIDORES POR CATEGORIA Y POR AÑO

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Otros	TOTAL
2010	640	21		1		662
2011	653	23		1		677
2012	665	25		1		691
2013	676	28		1		705
2014	685	30		1		716

Tasa de crecimiento de Consumidores a Diciembre de cada año.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Otros	TOTAL
2011	2.03%	9.52%		0.00%		2.27%
2012	1.84%	8.70%		0.00%		2.07%
2013	1.65%	12.00%		0.00%		2.03%
2014	1.33%	7.14%		0.00%		1.56%

Ventas de energía MWh

VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORIA Y POR AÑO (MWh)

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Otros	TOTAL
2010	288	56		129		473
2011	309	70		133		512
2012	330	89		137		556
2013	353	111		141		605
2014	376	135		145		656

ANEXO I - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010

Tasa de crecimiento de las ventas de energía.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Otros	TOTAL
2011	7.29%	25.00%		3.10%		8.25%
2012	6.80%	27.14%		3.01%		8.59%
2013	6.97%	24.72%		2.92%		8.81%
2014	6.52%	21.62%		2.84%		8.43%

Demanda máxima de Potencia (kW)

Demanda Máxima de Potencia (kW)

AÑO	Ventas de Energía MWh- año	Pérdidas aprobadas en E.T	Compras de energía MWh Ventas/(1- pérdidas)	Factor de Carga	Demanda máxima KW (Compras * 1000)/(Factor de carga * 8760)	Tasa crecimiento demanda máxima
2010	473	13.00%	544	0.513	121	12.23%
2011	512	13.00%	589	0.513	131	8.25%
2012	556	13.00%	639	0.513	142	8.59%
2013	605	13.00%	695	0.513	155	8.81%
2014	656	13.00%	754	0.513	168	8.43%

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA PARA SETAR
NÚMERO DE CONSUMIDORES, ENERGÍA Y POTENCIA
PARA EL PERIODO 2010-2014

SISTEMA ISCAYACHI

Número de Consumidores a Diciembre de cada año.

CONSUMIDORES POR CATEGORIA Y POR AÑO

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Bombas	TOTAL
2010	1,452	65				1,517
2011	1,543	69				1,612
2012	1,639	73				1,712
2013	1,742	78				1,820
2014	1,850	83				1,933

Tasa de crecimiento de Consumidores a Diciembre de cada año.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Otros	TOTAL
2011	6.27%	6.15%				6.26%
2012	6.22%	5.80%				6.20%
2013	6.28%	6.85%				6.31%
2014	6.20%	6.41%				6.21%

Ventas de energía MWh

VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORIA Y POR AÑO (MWh)

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Bombas	TOTAL
2010	448	147				595
2011	510	168				678
2012	581	191				772
2013	661	217				878
2014	753	248				1,001

ANEXO I - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010

Tasa de crecimiento de las ventas de energía.

Año	Dom	General	Industrial	A. Público	Otros	TOTAL
2011	13.84%	14.29%				13.95%
2012	13.92%	13.69%				13.86%
2013	13.77%	13.61%				13.73%
2014	13.92%	14.29%				14.01%

Demanda máxima de Potencia (kW)

AÑO	Ventas de Energía MWh- año	Pérdidas aprobadas en E.T	Compras de energía MWh Ventas/(1- pérdidas)	Factor de Carga	Demanda máxima KW (Compras * 1000)/(Factor de carga * 8760)	Tasa crecimiento demanda máxima
2010	595	13.00%	684	0.513	152	11.21%
2011	678	13.00%	779	0.513	173	13.95%
2012	772	13.00%	887	0.513	197	13.86%
2013	878	13.00%	1,009	0.513	225	13.73%
2014	1,001	13.00%	1,151	0.513	256	14.01%

**ANEXO II - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010**

ANEXO II
PROGRAMA DE INVERSIÓN

SETAR 2011-2014

SISTEMA CENTRAL

ANEXO 2 PROGRAMA DE INVERSIONES TARIJA CENTRAL						
Expresado en USD						
CODIGO	CONCEPTO	2011	2012	2013	2014	TOTAL
	ALTA TENSION	0	6,222,302	0	0	6,222,302
	EXPANSIÓN	0	2,274,802	0	0	2,274,802
	Substación Tarija	0	710,000	0	0	710,000
	Línea Tarija - Villa Avaroa	0	793,357	0	0	793,357
	Línea Villa Avaroa - La Tablada	0	771,445	0	0	771,445
	REEMPLAZOS	0	3,947,500	0	0	3,947,500
	Subestación Villa Avaroa	0	2,555,000	0	0	2,555,000
	Subestación La Tablada	0	1,392,500	0	0	1,392,500
	MEDIA TENSION	131,004	226,348	143,795	100,089	601,237
	EXPANSIÓN	106,004	201,348	118,795	75,089	501,237
	Subestación La Tablada	0	50,000	0	0	50,000
	Línea 4/0 AWG	0	95,000	0	0	95,000
	Líneas MT	27,987	26,348	29,716	30,089	114,141
	Banco de Capacitores (300 kVAR)	30,000	30,000	57,000	45,000	162,000
	OCRI	21,386	0	32,079	0	53,465
	Reconectores	26,631	0	0	0	26,631
	REEMPLAZOS	25,000	25,000	25,000	25,000	100,000
	Remodelación de Redes RBT Urbanas y rural POSTES Y ESTRUCTURAS	25,000	25,000	25,000	25,000	100,000
	BAJA TENSION	396,426	394,222	400,099	405,845	1,596,592
	EXPANSIÓN	246,349	243,922	249,555	255,059	994,885
	Líneas BT	62,730	59,055	63,281	67,434	252,501
	Ampliaciones menores RBT urbano y rural	61,709	61,709	61,709	61,709	246,834
	Transformadores Distribución	37,284	37,027	36,781	36,480	147,571
	Medidores Nuevos	46,912	47,747	48,663	49,578	192,900
	Acometidas Nuevas	37,714	38,385	39,122	39,858	155,079
	CALIDAD	112,609	112,609	112,609	112,609	450,434
	Remodelación de Redes BT PERIFERICAS Urbanas y rural 13 circuitos	100,109	100,109	100,109	100,109	400,434
	Remodelación RBT ODECOS urbano y rural	12,500	12,500	12,500	12,500	50,000
	REEMPLAZOS	37,469	37,691	37,935	38,178	151,273
	Medidores Reemplazo	8,279	8,426	8,588	8,749	34,042
	Acometidas reemplazo	4,190	4,265	4,347	4,429	17,231
	Remodelación del sistema de BT (líneas, postes en mal estado, transformadores, etc.)	25,000	25,000	25,000	25,000	100,000
TOTAL INVERSIÓN ELÉCTRICAS		527,431	6,842,872	543,894	505,934	8,420,131
TOTAL INVER.NO ELÉCTRICAS - PROPIE.GRAL		98,628	2,376	636	0	101,640
TOTAL INVERSIÓN		626,059	6,845,248	544,530	505,934	8,521,771

ANEXO II - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010

SISTEMA YACUIBA

PROGRAMA DE INVERSIONES YACUIBA						
Expresado en USD						
CODIGO	CONCEPTO	2011	2012	2013	2014	TOTAL
	GENERACIÓN	46,000	0	46,000	420,000	512,000
	REEMPLAZO	46,000	0	46,000	420,000	512,000
	Top End Grupo Generador Yacuiba 2	46,000	0	0	0	46,000
	Top End Grupo Generador Yacuiba 1	0	0	46,000	0	46,000
	Overhaul Mayor Grupo Generador Yacuiba 2	0	0	0	210,000	210,000
	Overhaul Mayor Grupo Generador Yacuiba 3	0	0	0	210,000	210,000
	MEDIA TENSIÓN	307,594	200,605	181,614	204,108	893,921
	EXPANSIÓN	144,748	58,702	61,937	52,897	318,284
	Subestación Yacuiba	60,000	0	0	0	60,000
	Líneas MT	28,688	31,172	33,407	35,667	128,934
	Banco de Capacitores (150 kVAR)	17,300	0	17,300	0	34,600
	Equipo para Control de Capacitores	0	0	0	6,000	6,000
	Switch	22,460	11,230	11,230	11,230	56,150
	Reconectores	16,300	16,300	0	0	32,600
	REEMPLAZOS	162,846	141,903	119,677	151,211	575,637
	Remodelación del sistema de MT (líneas, postes en mal estado, transformadores, etc.)	162,846	141,903	119,677	151,211	575,637
	BAJA TENSIÓN	313,268	292,659	266,342	307,274	1,179,542
	EXPANSIÓN	148,646	152,987	156,948	161,114	619,694
	Líneas BT	64,310	69,878	74,890	79,956	289,035
	Transformadores Distribución	73,968	72,853	71,858	70,958	289,637
	Medidores Nuevos	5,009	4,955	4,928	4,928	19,820
	Acometidas Nuevas	4,027	3,984	3,962	3,962	15,935
	Medidores Reemplazo	884	874	870	870	3,498
	Acometidas reemplazo	447	443	440	440	1,770
	REEMPLAZOS	164,622	139,672	109,394	146,160	559,848
	Remodelación del sistema de BT (líneas, postes en mal estado, transformadores, etc.)	164,622	139,672	109,394	146,160	559,848
TOTAL INVERSIÓN ELÉCTRICAS		666,862	493,264	493,956	931,382	2,585,464
TOTAL INVER.NO ELÉCTRICAS - PROPIE.GRAL		62,086	49,326	44,796	51,138	207,346
TOTAL INVERSIÓN		728,948	542,590	538,751	982,521	2,792,810

ANEXO II - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010

SISTEMA VILLAMONTES

PROGRAMA DE INVERSIONES VILLAMONTES						
Expresado en USD						
CÓDIGO	CONCEPTO	2011	2012	2013	2014	TOTAL
	GENERACIÓN	360,000	300,000	140,000	140,000	940,000
	REEMPLAZO	360,000	300,000	140,000	140,000	940,000
	Otros Grupo Generación VM3	360,000	0	0	0	360,000
	Top End Grupo Generación VM3 de 2200kW	0	300,000	0	0	300,000
	Top End Grupo Generador G1 de 2000 kW VM3	0	0	140,000	0	140,000
	Top End Grupo Generador G4 de 2000 kW VM3	0	0	0	140,000	140,000
	ALTA TENSIÓN	0	0	0	0	0
	REEMPLAZO	0	0	0	0	0
	Substación Villamontes	0	0	0	0	0
	MEDIA TENSIÓN	133,521	37,275	70,229	364,847	605,872
	EXPANSIÓN	117,721	21,475	70,229	364,847	574,272
	Substación Villamontes	0	0	0	343,700	343,700
	Líneas 2/0	18,000	0	0	0	18,000
	Líneas MT	21,721	21,475	21,229	21,147	85,572
	Banco de Capacitores (150 kVAR)	16,000	0	16,000	0	32,000
	Switch	22,000	0	33,000	0	55,000
	Reconectores	40,000	0	0	0	40,000
	REEMPLAZOS	15,800	15,800	0	0	31,600
	Remodelación del sistema de MT (líneas, postes en mal estado, transformadores, etc.)	15,800	15,800	0	0	31,600
	BAJA TENSIÓN	137,249	232,015	262,857	130,312	762,434
	EXPANSIÓN	73,249	72,015	70,857	70,312	286,434
	Líneas BT	37,626	37,200	36,774	36,632	148,231
	Transformadores Distribución	20,855	20,212	19,648	19,300	80,014
	Medidores Nuevos	7,136	7,056	6,975	6,948	28,115
	Acometidas Nuevas	5,737	5,673	5,607	5,586	22,602
	Medidores Reemplazo	1,259	1,245	1,231	1,226	4,961
	Acometidas reemplazo	637	630	623	621	2,511
	REEMPLAZOS	64,000	160,000	192,000	60,000	476,000
	Remodelación del sistema de BT (líneas, postes en mal estado, transformadores, etc.)	64,000	160,000	192,000	60,000	476,000
	TOTAL INVERSIÓN ELÉCTRICAS	630,770	569,290	473,086	635,159	2,308,306
	TOTAL INVER.NO ELÉCTRICAS - PROPIE.GRAL	27,077	26,929	33,309	49,516	136,831
	TOTAL INVERSIÓN	657,847	596,219	506,395	684,675	2,445,137

ANEXO II - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010

SISTEMA BERMEJO

PROGRAMA DE INVERSIONES BERMEJO						
Expresado en USD						
CODIGO	CONCEPTO	2011	2012	2013	2014	TOTAL
	GENERACIÓN	100,000	150,000	300,000	350,000	900,000
	REEMPLAZO	100,000	150,000	300,000	350,000	900,000
	Otros para Grupo Generación Bermejo 3	30,000	0	0	0	30,000
	Otros para Grupo Generación Bermejo 4	30,000	0	0	0	30,000
	Otros para Grupo Generación Nuevo 1	20,000	0	0	0	20,000
	Otros para Grupo Generación Nuevo 2	20,000	0	0	0	20,000
	Otros para Grupo Generación Bermejo 3	0	30,000	0	0	30,000
	Otros para Grupo Generación Bermejo 4	0	30,000	0	0	30,000
	Otros para Grupo Generación Nuevo 1	0	45,000	0	0	45,000
	Otros para Grupo Generación Nuevo 2	0	45,000	0	0	45,000
	Otros para Grupo Generación Bermejo 3	0	0	30,000	0	30,000
	Otros para Grupo Generación Bermejo 4	0	0	30,000	0	30,000
	Otros para Grupo Generación Nuevo 1	0	0	40,000	0	40,000
	Otros para Grupo Generación Nuevo 2	0	0	40,000	0	40,000
	Top End Grupo Generación Nuevo 1	0	0	80,000	0	80,000
	Top End Grupo Generación Nuevo 2	0	0	80,000	0	80,000
	Overhaul Mayor Grupo Generación Bermejo 3	0	0	0	100,000	100,000
	Overhaul Mayor Grupo Generación Bermejo 4	0	0	0	100,000	100,000
	Otros para Grupo Generación Bermejo 3	0	0	0	30,000	30,000
	Otros para Grupo Generación Bermejo 4	0	0	0	30,000	30,000
	Otros para Grupo Generación Nuevo 1	0	0	0	45,000	45,000
	Otros para Grupo Generación Nuevo 2	0	0	0	45,000	45,000
	ALTA TENSIÓN	0	153,000	0	113,200	266,200
	EXPANSIÓN	0	153,000	0	113,200	266,200
	Subestación Nueva Bermejo	0	153,000	0	113,200	266,200
	MEDIA TENSIÓN	14,461	26,708	193,571	57,905	292,644
	EXPANSIÓN	14,461	26,708	193,571	38,305	273,044
	Líneas 4/0	0	0	130,800	0	130,800
	Líneas MT	8,461	16,708	12,771	18,305	56,244
	Banco de Capacitores (150 kVAR)	0	10,000	10,000	0	20,000
	Equipo para Control de Capacitores	6,000	0	0	0	6,000
	Switch	0	0	40,000	0	40,000
	Reconectores	0	0	0	20,000	20,000
	REEMPLAZOS	0	0	0	19,600	19,600
	Remodelación del sistema de MT (líneas, postes en mal estado, transformadores, etc.)	0	0	0	19,600	19,600
	BAJA TENSIÓN	56,553	81,563	78,755	99,611	316,482
	EXPANSIÓN	56,553	81,563	78,755	99,611	316,482
	Líneas BT	20,066	39,628	30,289	43,414	133,397
	Transformadores Distribución	26,120	31,679	38,266	45,996	142,062
	Medidores Nuevos	5,009	4,955	4,928	4,928	19,820
	Acometidas Nuevas	4,027	3,984	3,962	3,962	15,935
	Medidores Reemplazo	884	874	870	870	3,498
	Acometidas reemplazo	447	443	440	440	1,770
	REEMPLAZOS	0	0	0	0	0
	Remodelación del sistema de BT (líneas, postes en mal estado, transformadores, etc.)	0	0	0	0	0
TOTAL INVERSIÓN ELÉCTRICAS		171,014	411,272	572,326	620,715	1,775,326
TOTAL INVER.NO ELÉCTRICAS - PROPIE.GRAL		7,101	26,127	27,233	27,072	87,533
TOTAL INVERSIÓN		178,115	437,399	599,559	647,787	1,862,859

ANEXO II - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010

SISTEMA ENTRE RIOS

PROGRAMA DE INVERSIONES ENTRE RÍOS						
Expresado en US\$						
CODIGO	CONCEPTO	2011	2012	2013	2014	TOTAL
	GENERACIÓN	121,000	0	50,000	60,000	231,000
	REEMPLAZO	121,000	0	50,000	60,000	231,000
	Overhaul Mayor Grupo Generación Entre Ríos 2	50,000	0	0	0	50,000
	Overhaul Mayor Grupo Generación Entre Ríos 2	50,000	0	0	0	50,000
	Otros Grupo Generación Entre Ríos 3	21,000	0	0	0	21,000
	Top End Grupo Generación Entre Ríos 3	0	0	30,000	0	30,000
	Top End Grupo Generación Entre Ríos 4	0	0	20,000	0	20,000
	Overhaul Mayor Grupo Generación Entre Ríos 1	0	0	0	30,000	30,000
	Overhaul Mayor Grupo Generación Entre Ríos 2	0	0	0	30,000	30,000
	ALTA TENSIÓN	0	0	0	0	0
	REEMPLAZO	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0
	MEDIA TENSIÓN	14,000	21,000	21,000	14,000	70,000
	EXPANSIÓN	0	7,000	7,000	0	14,000
	Líneas MT	0	0	0	0	0
	Switch	0	7,000	7,000	0	14,000
	REEMPLAZOS	14,000	14,000	14,000	14,000	56,000
	Remodelación del sistema de MT (líneas, postes en mal estado, transformadores, etc.)	14,000	14,000	14,000	14,000	56,000
	BAJA TENSIÓN	27,455	27,233	27,009	26,898	108,595
	EXPANSIÓN	27,455	27,233	27,009	26,898	108,595
	Líneas BT	22,272	22,272	22,272	22,272	89,088
	Medidores Nuevos	2,504	2,397	2,289	2,235	9,425
	Acometidas Nuevas	2,013	1,927	1,840	1,797	7,577
	Medidores Reemplazo	442	423	404	394	1,663
	Acometidas reemplazo	224	214	204	200	842
	REEMPLAZOS	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0
TOTAL INVERSIÓN ELÉCTRICAS		162,455	48,233	98,009	100,898	409,595
TOTAL INVER.NO ELÉCTRICAS - PROPIE.GRAL		4,146	4,823	4,801	4,090	17,860
TOTAL INVERSIÓN		166,601	53,056	102,810	104,988	427,455

ANEXO II - RESOLUCIÓN AE N° 628/2010
TRÁMITE N° 2010-1027-33-0-0-0-DLG
La Paz, 24 de diciembre de 2010

SISTEMA EL PUENTE

PROGRAMA DE INVERSIONES EL PUENTE						
Expresado en USD						
CODIGO	CONCEPTO	2011	2012	2013	2014	TOTAL
	GENERACIÓN	45,000	0	0	50,000	95,000
	EXPANSIÓN	15,000	0	0	0	15,000
	Unidad de control de sincronismo	15,000	0	0	0	15,000
	REEMPLAZO	30,000	0	0	50,000	80,000
	Top End Grupo Generador El Puente 1	30,000	0	0	0	30,000
	Overhaul Mayor Grupo Generador El Puente 1	0	0	0	50,000	50,000
	ALTA TENSIÓN	0	0	0	0	0
	REEMPLAZO	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0
	MEDIA TENSIÓN	0	0	0	0	0
	EXPANSIÓN	0	0	0	0	0
	Líneas MT	0	0	0	0	0
	REEMPLAZOS	0	0	0	0	0
	Remodelación del sistema de MT (líneas, postes en mal estado, transformadores, etc.)	0	0	0	0	0
	BAJA TENSIÓN	23,108	23,053	23,053	22,884	92,098
	EXPANSIÓN	23,108	23,053	23,053	22,884	92,098
	Líneas BT	22,272	22,272	22,272	22,272	89,088
	Medidores Nuevos	404	377	377	296	1,454
	Acometidas Nuevas	325	303	303	238	1,169
	Medidores Reemplazo	71	67	67	52	257
	Acometidas reemplazo	36	34	34	26	130
	REEMPLAZOS	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0
TOTAL INVERSIÓN ELÉCTRICAS		68,108	23,053	23,053	72,884	187,098
TOTAL INVERSIÓN NO ELÉCTRICAS (10% del total de Distribución)		2,311	2,305	2,305	2,288	9,210
TOTAL INVERSIÓN		70,419	25,358	25,358	75,172	196,308