



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA



# PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2012 - 2022





Viceministerio de Desarrollo Energético

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas





ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA  
Ministerio de Hidrocarburos y Energía

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL No. 003-12**  
**La Paz, 05 de enero de 2012**

**VISTOS Y CONSIDERANDO:**

Que la Constitución Política del Estado en su Artículo 175, establece entre las atribuciones y obligaciones de las Ministras y los Ministros de Estado, la gestión de la Administración Pública en el ramo correspondiente.

Que el Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, define la Estructura Orgánica del Poder Ejecutivo del Estado Plurinacional, estableciendo en su Artículo 14 numeral 2) entre las atribuciones y obligaciones de los Ministros del Órgano Ejecutivo, el dirigir la gestión de la Administración Pública en el ramo correspondiente; asimismo en su numeral 22), establece la atribución de emitir resoluciones ministeriales, así como Bi-Ministeriales y Multi-Ministeriales en coordinación con los Ministros que correspondan en el marco de sus competencias.

Que la citada normativa en su Artículo 58, entre las atribuciones de la Ministra o Ministro de Hidrocarburos y Energía en sus incisos d), h), i) y p) dispone la de Planificar el desarrollo integral del sector energético y desarrollar estrategias para el cumplimiento de la Política Energética del País, en coordinación con las distintas entidades del sector, elaborar las políticas y estrategias para asegurar el acceso universal y equitativo a los servicios de electricidad y gas domiciliario, diseñar, implementar y supervisar la política de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, en atención a la soberanía e independencia energética y a que el desarrollo de la cadena productiva energética es facultad privativa del Estado Plurinacional y establecer políticas y estrategias, que garanticen el abastecimiento de gas natural, combustibles líquidos y energía eléctrica para el consumo interno.

Que el Artículo 61 del Decreto Supremo N° 29894 dispone entre las atribuciones del Viceministro de Desarrollo Energético, las de proponer la planificación integral del sector energético en el mediano y largo plazo, así como la de formular y evaluar la Política Energética del país velando por el uso eficiente de nuestros recursos energéticos y el Artículo 62 dispone entre las atribuciones del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas en el inciso e) el definir las directrices para la elaboración de la planificación del desarrollo del sector eléctrico en el mediano y largo plazo.

Que el Informe Técnico VMDE N° 0072/2011 de 22 de diciembre de 2011, emitido por la Viceministerio de Desarrollo Energético, concluye que el desarrollo de la infraestructura eléctrica compatible a los requerimientos de su demanda y de acuerdo a criterio de universalidad, eficiencia, seguridad, confiabilidad y costo mínimo, está supeditada mínimamente a cumplir con el plan de obras de generación y transmisión que presenta el POES 2012-2022, asimismo recomienda que a fin de desarrollar una infraestructura eléctrica compatible con los requerimientos de la demanda, se hace necesario cumplir con el plan de obras de generación transmisión que presenta el POES 2012-2022, y para ello se recomienda conminar a ENDE la presentación de los cronogramas de implementación de los proyectos en todas sus fases, a objeto de que se pueda realizar un control y seguimiento de los mismos y evitar la necesidad de ejecutar planes alternativos que tienen un alto costo para el Estado Boliviano, así como resolver la vinculatoriedad de la ejecución del Plan Óptimo del SIN con la responsabilidad que tienen las entidades encargadas de, presentar los cronogramas para el diseño, ejecución y puesta en operación de los proyectos, de realizar el control y seguimiento al cumplimiento de estos cronogramas, de elaborar los estudios (Pre-inversión), de ejecutar los proyectos (Inversión), de hacer el monitoreo y seguimiento al cumplimiento de los cronogramas que son parte de los estudios y ejecución de los proyectos, de hacer el control y fiscalización y de garantizar el suministro energético y la viabilidad ambiental para el desarrollo de los proyectos.

Que el Informe Legal MHE-DGAJ-UGJ N° 00001/2012 de 05 de enero de 2012, emitido por la Dirección General de Asuntos Jurídicos señala que, el Plan Óptimo de Expansión del SIN 2012-2022 del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, se enmarca dentro lo establecido en el ordenamiento jurídico nacional vigente.

**POR TANTO:**

El señor Ministro de Hidrocarburos y Energía, en uso de las atribuciones conferidas por ley y demás disposiciones conexas;



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA  
*Ministerio de Hidrocarburos y Energía*

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO PRIMERO.-** Aprobar el Plan Óptimo de Expansión del SIN 2012-2022 del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, contenidos en los anexos que forman parte integrante e indivisible de la presente Resolución Ministerial.

**ARTÍCULO SEGUNDO.-** Quedan encargadas y son responsables del cumplimiento de la presente Resolución, el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, Empresa Nacional de Electricidad ENDE, Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC, Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad AE, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPFB y la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH.

**ARTÍCULO TERCERO.-** Disponer que las entidades indicadas en el artículo precedente conforme a sus competencias deben presentar los cronogramas para el diseño, ejecución y puesta en operación de los proyectos, de realizar el control, fiscalización, seguimiento y monitoreo al cumplimiento de estos cronogramas, asimismo de garantizar el suministro energético y la viabilidad ambiental para el desarrollo de los proyectos.

Regístrese, comuníquese y archívese.

*[Firma manuscrita]*  
Ministro de Hidrocarburos y Energía

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

### PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN PARA EL PERIODO 2012 – 2022

El Ministerio de Hidrocarburos y Energía, a través del Viceministerio de Desarrollo Energético y el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, han establecido los lineamientos de la Política Energética Nacional. Así, el Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (POES), forma parte de la planificación del sector energético y se constituye en un instrumento para garantizar la seguridad y universalización energética para el abastecimiento del mercado interno y por otra, la diversificación de la matriz energética, mediante el logro de objetivos como el aprovechamiento racional y eficiente de los recursos naturales energéticos, desarrollo de infraestructura y logística; y desarrollo el potencial hidroeléctrico del país.

El Plan ha sido coordinado y revisado con la participación de las instituciones que conforman la Comisión de Desarrollo Energético creada con Resolución Ministerial N° 394-10 de 21 de octubre de 2010. Las Instituciones de la CDE son:

- Viceministerio de Desarrollo Energético
- Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
- Autoridad de Fiscalización y Control Social
- Empresa Nacional de Electricidad
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
- Agencia Nacional de Hidrocarburos
- Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
- Comité Nacional de Despacho de Carga

El Plan Óptimo de Expansión ha sido elaborado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en conformidad a las políticas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía contenidas en la Resolución Ministerial 074 del 29/04/2009 “Directrices para la Elaboración del Plan Sectorial de Electricidad (2010-2050)”.

La proyección de demanda ha sido obtenida utilizando métodos econométricos cuyo resumen es el siguiente:

	Energía (GWh)	Potencia (MW)	F.Carga
2000	3,377	645	0.60
2005	3,994	759	0.60
2011	6,209	1,087	0.65
2017	10,088	1,708	0.67
2022	13,786	2,297	0.69
2025	16,606	2,744	0.69
2030	22,645	3,689	0.70

Esta demanda considera ampliaciones del SIN hacia la zona de Misiones en Santa Cruz, Padilla en Chuquisaca, Uyuni en Potosí, las fábricas de cemento en Potosí y Oruro y el Lito en Potosí. Adicionalmente se prevé la ampliación hacia Villazón y Laguna Colorada que posibilitaría la exportación de energía eléctrica a la Argentina y Chile.

La planificación ha sido realizada con una tasa económica de descuento de 12% anual

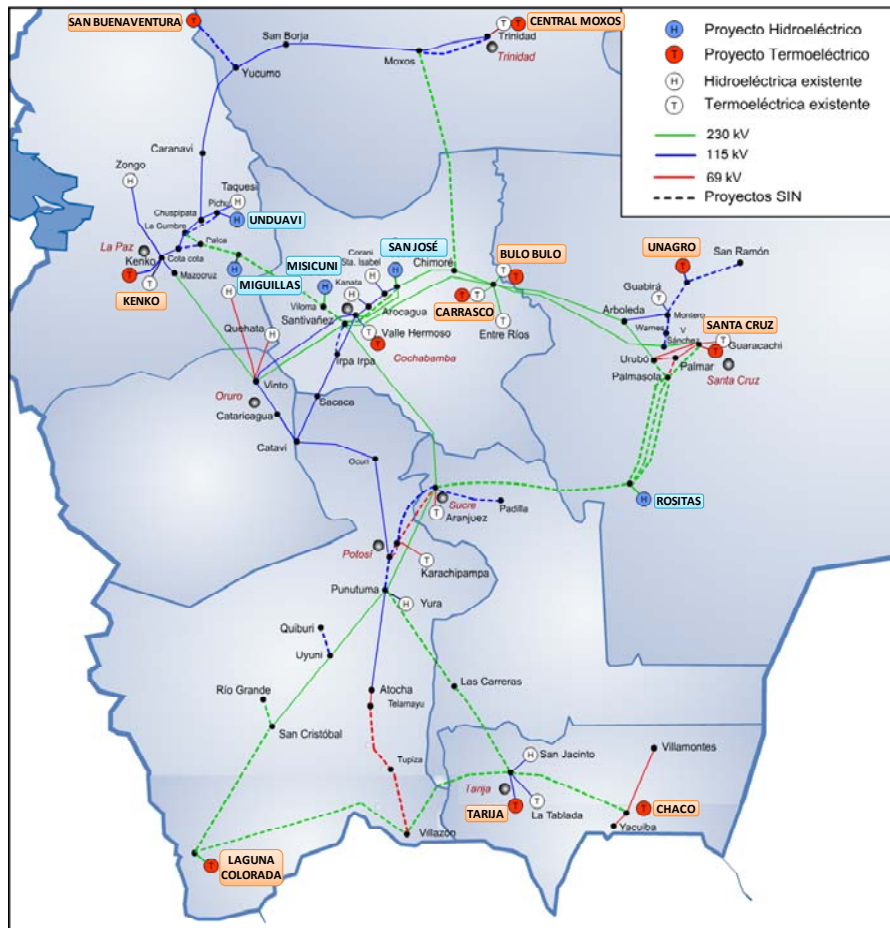
La planificación ha sido realizada con una tasa económica de descuento de 12% anual por proyecto y considerando costos de oportunidad para los combustibles: 1 US\$/litro para el diesel y 6.7 US\$/MPC para el gas natural, aplicando modelos de optimización y simulación ampliamente utilizados en los países de América.

En el período 2012 – 2022, el Plan de Obras de Generación y Transmisión requerirá inversiones por un total de 2,333 MMUS\$ sin impuestos, de acuerdo al detalle que se presenta en la siguiente tabla.

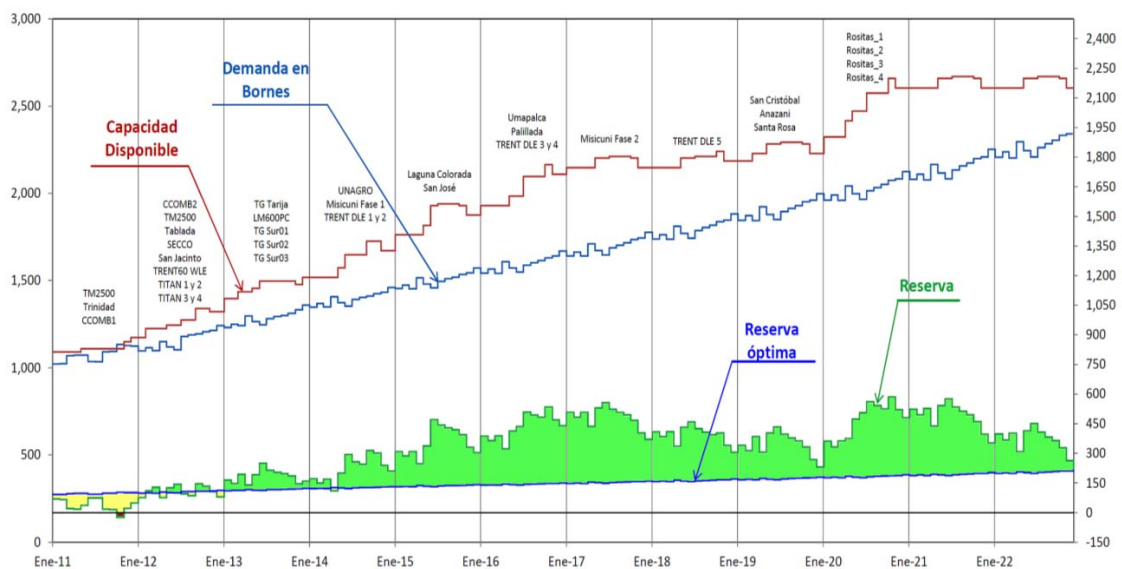
#### PLAN DE OBRAS DE GENERACION Y TRANSMISION (MMUS\$ s/imp)

Proyecto	Ingreso	Costo (MMUS\$)	Proyecto	Ingreso	Costo (MMUS\$)
<i>Chimore (Div. Línea Carrasco-San José)</i>	ene-12	<b>1.2</b>	Línea Santivañez - Cumbre en 230 kV	jun-14	<b>66.0</b>
<i>Adecuación Larecaja</i>	abr-12	<b>0.4</b>	Central Misicuni Fase I y Transmisión asociada	jun-14	<b>104.5</b>
<i>Elev. Tensión Potosí - Punutuma</i>	may-12	<b>1.9</b>	2 Unidades Térmicas en Santa Cruz	sep-14	<b>49.8</b>
<i>Línea Punutuma - Tarija</i>	jul-12		Central Geotérmica Laguna Colorada	ene-15	<b>325.8</b>
Subestación La Cumbre en 115 kV	ago-12	<b>2.0</b>	Línea Tarija - Villazón en 230 kV	ene-15	<b>19.3</b>
Subestación Potosí en 115 kV	sep-12	<b>0.7</b>	Línea Villazón - Laguna Colorada en 230 kV	ene-15	<b>42.1</b>
Ampliación Subestación Arocaqua	nov-12	<b>1.7</b>	Línea Moxos - Trinidad en 115 kV	ene-15	<b>10.4</b>
<i>Cataricaqua (Div. Línea Catavi-Vinto)</i>	nov-12	<b>1.9</b>	Línea Chimoré-Moxos en 230 kV	ene-15	<b>46.2</b>
1 Unidad Térmica en Tarija	ene-13	<b>24.9</b>	Línea Yucumo - San Buenaventura en 115 kV	may-15	<b>12.1</b>
1 Unidad Térmica en Bulu Bulu	ene-13	<b>27.0</b>	Proyecto San José y Transmisión asociada	jun-15	<b>136.2</b>
Subestación COBOCE (Div. Línea Catavi - V. Hermoso)	ene-13	<b>1.7</b>	Repotenciamiento Atocha -Villazón 69 kV	ene-16	<b>4.2</b>
Transformador 100 MVA, 230/115 Punutuma	mar-13	<b>5.5</b>	Línea Santivañez - Viloma en 230 kV (2da terna)	ene-16	<b>3.5</b>
3 Unidades Térmicas en El Chaco	mar-13	<b>74.7</b>	Proyecto Miguillas y Transmisión asociada	ene-16	<b>241.2</b>
Línea Chaco - Tarija en 230 kV	mar-13	<b>26.2</b>	Línea Palca - Ovejuyo - Cota Cota en 115 kV	ene-16	<b>10.4</b>
Transformador Vinto 115/69 kV	abr-13	<b>1.3</b>	V. Sanchez (230/115 kV)	jun-16	<b>8.5</b>
<i>Subestación Sacaba - Div. L. Santa Isabel-Arocaqua</i>	jun-13	<b>1.7</b>	2 Unidades Térmicas en Santa Cruz	oct-16	<b>49.8</b>
Guabira y Yane	ene-14		Central Misicuni, Fase II	ene-17	<b>103.3</b>
Línea San Cristóbal - Río Grande en 230 kV	ene-14	<b>9.7</b>	Segundo Transformador Vinto 230/115 kV	ene-18	<b>5.5</b>
Transformador Uyuni 230/115 kV	ene-14	<b>6.7</b>	1 Unidad Térmica en Santa Cruz	oct-18	<b>24.9</b>
Repotenciamiento Karachipampa - Potosí 69 kV	ene-14	<b>0.3</b>	Proyecto Unduavi y Transmisión asociada	mar-19	<b>69.4</b>
Línea Sucre - Karachipampa - Potosí en 115 kV	ene-14	<b>23.0</b>	Proyecto Múltiple Rositas y Transmisión asociada	ene-20	<b>778.7</b>
			Línea Santivañez - Irpa Irpa en 115 kV	ene-20	<b>8.9</b>

Los proyectos, en forma esquemática, se presentan a continuación:

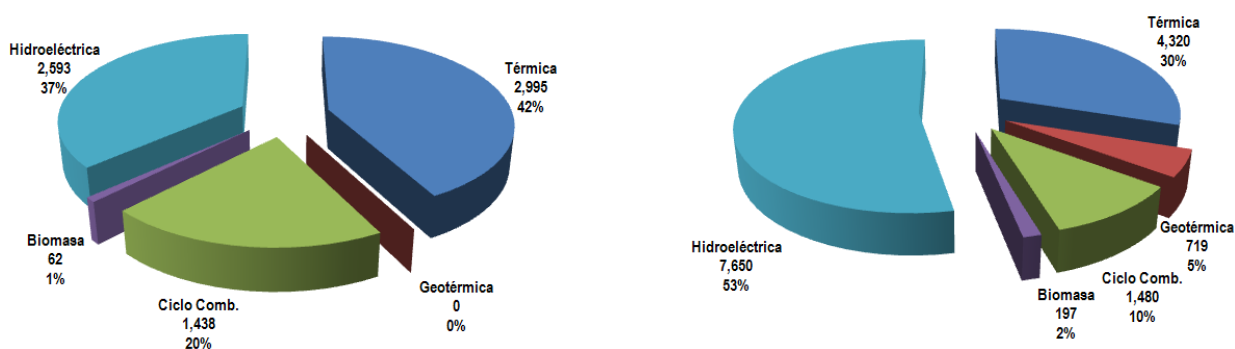


El plan permite que la demanda se satisfaga en forma adecuada y al mínimo costo:



En la parte superior del gráfico anterior se presenta, referida al eje vertical izquierdo, la capacidad disponible y la demanda. En la parte inferior de este gráfico se presenta, referida al eje vertical derecho, la reserva del sistema (en verde) y la reserva rotante óptima (línea azul) que, de acuerdo a la normativa actual, debería ser igual o mayor al 9%.

El plan de expansión cambiará la matriz energética del sector eléctrico en forma significativa, posibilitando un desarrollo sostenible tal como se muestra en los siguientes gráficos que presentan la generación para los años 2012 y 2022:



El consumo de gas natural, en MMPC/año, se presenta en la siguiente tabla:

Año	Unidades Existentes	Unidades Futuras	Total
2012	38,326	4,544	42,870
2017	17,009	26,842	43,851
2022	20,502	32,021	52,524
2025	20,502	58,863	79,366
2030	20,502	116,346	136,849

Los proyectos de energías renovables no son económicamente ventajosos en el esquema de remuneración actual por lo que el Estado debe realizar un aporte para posibilitar su construcción. Con la construcción de estos proyectos el Estado logrará ahorros importantes en el consumo de gas natural utilizado en el sector eléctrico. Este gas que se ahorra podría ser exportado, en este caso, los beneficios que se logran compensan el aporte estatal tal como se muestra en el siguiente cuadro, que ha sido elaborado suponiendo que los proyectos tienen tasas de rentabilidad de 10% en el esquema de remuneración actual:

Proyecto	Aporte Estatal			Ahorro de gas natural		
	(%)	(MMUS\$)	TIR Proyecto	TIR Estado	(MMPC/año)	(MMUS\$/año)
San José	20%	30.6	10%	49%	7,818	31.24
Laguna Colorada	61%	186.8	10%	16%	8,554	34.18
Miguillas	40%	110.9	10%	27%	10,747	42.95
Misicuni Fase II	69%	81.9	10%	11%	2,542	10.16
Unduavi	45%	33.9	10%	22%	2,442	9.76
Rositas	57%	487.1	10%	16%	29,041	116.05
<b>Total</b>		<b>900.6</b>	<b>10%</b>	<b>20%</b>	<b>53,326</b>	<b>213.10</b>

Los siguientes proyectos de generación deben ser ejecutados en forma inmediata y obligatoria:

Proyecto	Fecha de ingreso
1 Turbina a Gas en Tarija	Enero 2013
1 Turbina a Gas en Bulu Bulu	Enero 2013
3 Turbinas en el Chaco	Marzo, junio y diciembre 2013
Proyecto Múltiple Misicuni Fase I	Junio 2014
Proyecto hidroeléctrico San José	Junio 2015
Central de Laguna Colorada	Enero 2015
Centrales Umopalca y Palillada	Enero y julio 2016
Proyecto Múltiple Rositas	Enero 2020

Cualquier retraso en la ejecución de estos proyectos obligará a instalar unidades térmicas adicionales dentro de un nuevo plan de emergencia con los consiguientes sobrecostos de inversión y operación, que ocasionan un incremento adicional estimado de 481.8 millones de dólares por año de retraso:

EFFECTO DE 1 AÑO DE RETRASO EN EL INGRESO DE PROYECTOS  
(MMUS\$)

PROYECTO	Incremento de Tarifas	Exportaciones de gas natural	Indexación de Costos	TOTAL IMPACTO
MISICUNI I	2.8	14.4	5.7	22.9
L. COLORADA	7.7	41.8	13.1	62.6
SAN JOSE	8.0	43.2	7.0	58.3
MIGUILLAS	10.9	57.6	13.3	81.8
MISICUNI II	2.3	11.5	5.9	19.8
UNDUAVI	2.4	12.6	3.4	18.4
ROSITAS	29.0	150.7	38.5	218.1
<b>TOTAL</b>	<b>63.1</b>	<b>331.9</b>	<b>86.9</b>	<b>481.8</b>

Se deben revisar los estudios de los proyectos hidroeléctricos para uniformizar los criterios de diseño y optimización. Estos criterios deberían ser enfocados desde el punto de vista de los intereses del país considerando la variación de costos en las distintas épocas del año.

Los proyectos de energías renovables permiten el abastecimiento de la demanda hasta aproximadamente el año 2022, por lo que, para abastecer la demanda en forma adecuada en el largo plazo, es necesario iniciar en forma inmediata tareas de inventariación de recursos energéticos renovables que permiten evitar el uso excesivo de gas natural y tener una matriz energética diversificada.

## ÍNDICE

1.	RESUMEN EJECUTIVO .....	5
2.	SITUACIÓN ACTUAL Y EVOLUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL .....	14
3.	METODOLOGÍA DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SIN .....	18
4.	PARÁMETROS BÁSICOS PARA EL PLANEAMIENTO .....	23
5.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA .....	31
6.	SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EXISTENTE .....	46
7.	OFERTA DE GAS NATURAL .....	48
8.	PROYECTOS CANDIDATOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.....	51
9.	SUFICIENCIA DEL PARQUE DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN (CRITERIO n-1) .....	58
10.	VERIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN SEMANAL.....	64
11.	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	65
12.	EXPANSIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL SIN.....	84
13.	PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN 2012 - 2022.....	90
14.	DESCRIPCIÓN DE PROYECTOS DE LA EXPANSIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA.....	96
15.	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....	128
16.	EXPANSIÓN EN EL PERIODO 2023 – 2030.....	134
17.	EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS.....	137
18.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	161

## ANEXOS

1. RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 74/2009
2. PROYECCIÓN DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA DEL SIN
3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y UNIDADES DE GENERACIÓN EXISTENTES
4. COSTO DE GENERACIÓN UNIDADES CANDIDATAS
5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO AÑO 2022
6. RESULTADOS DE ANÁLISIS AC
7. RETRASO DE PROYECTOS

## INTRODUCCIÓN

La elaboración del Plan Óptimo de Expansión es una de las funciones del CNDC, de acuerdo al Decreto Supremo N° 29624 del 02/07/2008 “Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga” que en su artículo 14 inciso u) señala lo siguiente:

*“Participar en la planificación de la expansión del SIN, de acuerdo a requerimiento y lineamientos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía u otras entidades llamadas por ley”*

La Constitución Política del Estado (CPE) promulgada el 7 de febrero de 2009, establece que toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo, entre otros servicios al de electricidad, siendo de responsabilidad del Estado, en todos sus niveles, proveer los servicios básicos a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias y, tratándose de electricidad, el servicio podrá prestarse a través de contratos con la empresa privada. La provisión de servicios debe responder a criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, tarifas equitativas y cobertura necesaria; con participación y control social.

El Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional considera y armoniza los principios de acceso y provisión del servicio de electricidad, consagrados en la CPE, así como los criterios de eficiencia y sostenibilidad en el crecimiento del parque generador y de transmisión, con el objeto de asegurar el abastecimiento de la demanda a costo mínimo y se enmarca en el Decreto Supremo N° 29894 del 07/02/2009 “Estructura Organizativa del Poder Ejecutivo del Estado Plurinacional de Bolivia” en los siguientes artículos:

- Artículo 58 establece dentro las atribuciones de la Ministra o Ministro de Hidrocarburos y Energía el “Planificar el desarrollo Integral del sector energético y desarrollar estrategias para el cumplimiento de la Política Energética del País, en coordinación con las distintas entidades del sector y el Ministerio de Planificación del Desarrollo”.
- Artículo 62, inciso e), establece dentro las atribuciones del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) el “Definir las directrices para la elaboración de la planificación del desarrollo del sector eléctrico en el mediano y largo plazo”. En el marco de esa atribución el VMEEA, define las directrices para la elaboración de la planificación del desarrollo del sector eléctrico en el mediano y largo plazo.

Por lo anterior, la planificación de la expansión del SIN se ha realizado siguiendo las directrices del Plan Nacional de Desarrollo (PND) y las políticas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía tal como lo dispone la Resolución Ministerial 074 del 29/04/2009 “Directrices para la Elaboración del Plan Sectorial de Electricidad (2010-2050)” que señalan lo siguiente:

- Inciso c) “Aspectos Metodológicos y Operativos”: El proceso de elaboración del Plan Sectorial de Electricidad, estará dirigido por el VMEEA, en coordinación con el Viceministerio de Desarrollo Energético y la Dirección de Planificación del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.
- La Planificación para la Expansión del SIN, forma parte del Plan Sectorial de Electricidad y será realizado con el apoyo técnico y especializado del CNDC, en el marco de las políticas 1 (Desarrollar la infraestructura eléctrica para atender las necesidades internas y generar excedentes con la exportación de electricidad) y 3 (Soberanía e independencia energética), establecidas en el PND y las Políticas Energéticas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

El Plan Óptimo de Expansión que se pone a disposición de los agentes, empresas, instituciones y la sociedad civil, presenta una visión de desarrollo del sector eléctrico hasta el año 2022, describe la situación actual de la oferta y la demanda eléctrica con relación a sus variables más relevantes, la dinámica de funcionamiento y las perspectivas de su crecimiento. Presenta un plan de obras de generación y transmisión para el desarrollo de la infraestructura eléctrica compatible con los requerimientos de la demanda y de acuerdo a criterios de universalidad, eficiencia, seguridad, confiabilidad y costo mínimo.

## 2. SITUACIÓN ACTUAL Y EVOLUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

### 2.1. El Sistema Eléctrico

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el sistema eléctrico conformado por las instalaciones de generación, transmisión y distribución, que suministra energía eléctrica a los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí, Chuquisaca y Beni. La demanda total en el SIN equivale aproximadamente al 90% de la demanda eléctrica del país.

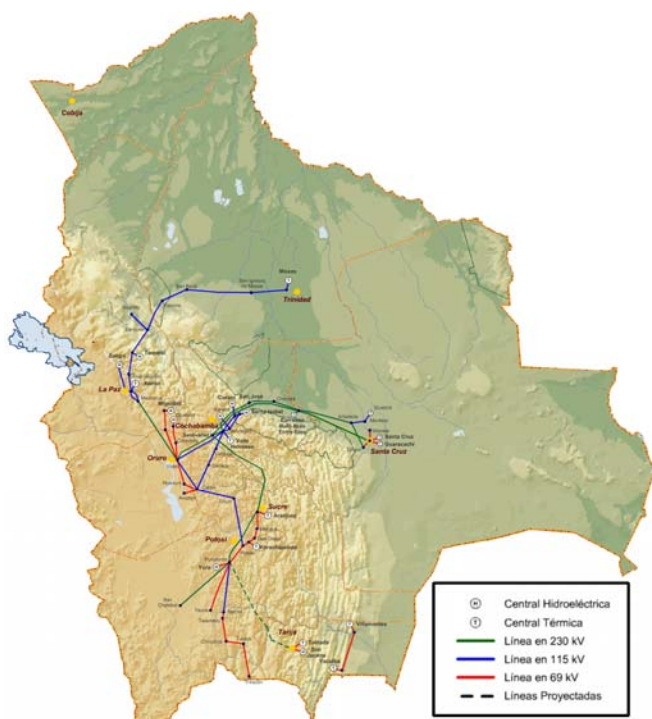
El Sistema Troncal de Interconexión (STI) es la parte del SIN que comprende al sistema de transmisión en alta tensión en la que los Agentes inyectan, transmiten y retiran energía eléctrica.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está compuesto por los Agentes que operan en el SIN (empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados) que venden y compran energía eléctrica sobre la base de precios referenciales y/o precios spot, con excepción de la transmisión.

La operación se realiza en el marco de la Ley de Electricidad y su reglamentación complementaria, basadas en el aprovechamiento integral y sostenible de los recursos energéticos, la competencia en generación, la presencia de empresas no integradas verticalmente y el acceso libre a la transmisión.

Las instalaciones del SIN se muestran en la siguiente figura:

Sistema Interconectado Nacional 2011



## 2.2. Demanda de Energía Eléctrica

La demanda del SIN está compuesta por la demanda de los Consumidores Regulados, que son atendidos por las Empresas de Distribución y por la demanda de los Consumidores No Regulados.

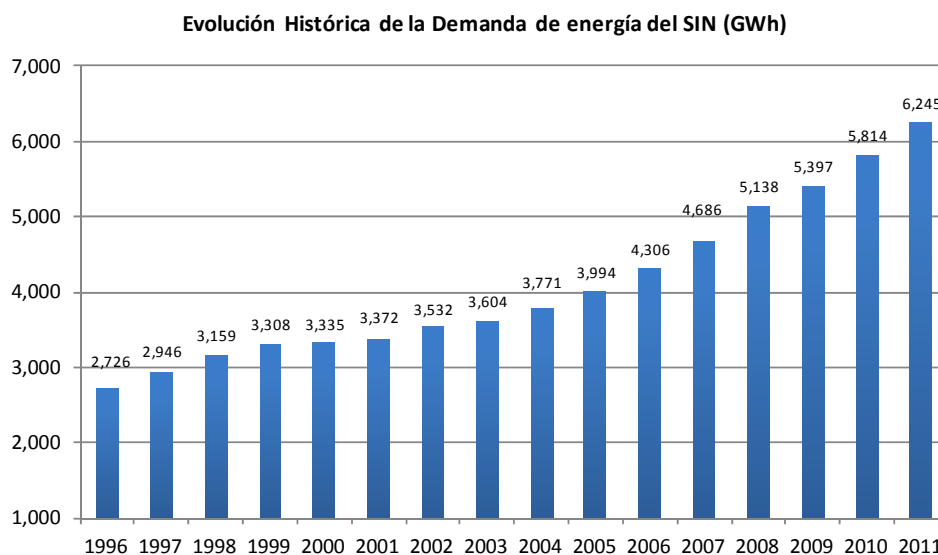
Los consumidores regulados en el MEM son atendidos por las siguientes empresas distribuidoras: CRE en Santa Cruz, ELECTROPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro, CESSA en Chuquisaca, SEPSA en Potosí y ENDE en el Beni. El año 2012 se integrarán al SIN los sistemas de Camargo, El Puente y la ciudad de Tarija en Tarija; el 2013 los sistemas de Villamontes y Yacuiba del Gran Chaco y el año 2015 el sistema de Misiones en Santa Cruz.

Los Consumidores No Regulados son la Empresa Metalúrgica Vinto, COBOCE, la Empresa Minera Inti Raymi y la Empresa Minera San Cristóbal. Se prevé el ingreso de los siguientes proyectos industriales y/o mineros: el Proyecto de Litio, las fábricas de cemento de ECEBOL, el Complejo Metalúrgico de Karachipampa y la Empresa Minera Huanuni.

Adicionalmente la empresa distribuidora SEPSA atiende el consumo de las demandas mineras de San Vicente en el área de Punutuma y de San Bartolomé y Don Diego en las cercanías de la ciudad de Potosí.

### 2.2.1 Evolución Histórica de la Demanda

En el período 1996 - 2011<sup>1</sup>, la demanda de energía eléctrica creció al 5.7% promedio anual. En el año 2011 se espera llegue a 6.245 GWh, que representa un incremento de 7.0% respecto al 2010. La evolución histórica de la misma se presenta en el siguiente gráfico:



<sup>1</sup> Datos estimados de septiembre a diciembre 2011.

La distribución mensual de esta demanda se presenta en el siguiente cuadro:

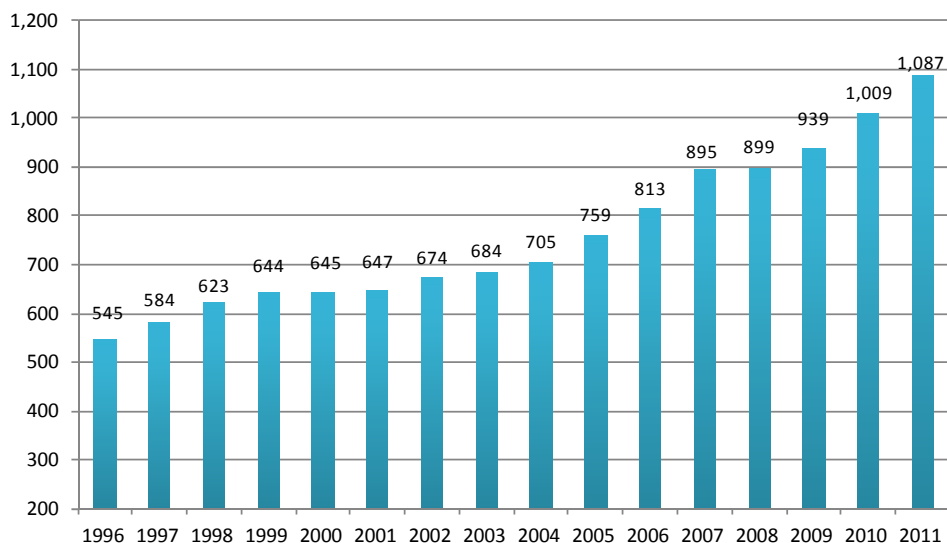
**Demanda Mensual de Energía del Periodo 1996-2011 (GWh)**

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	217	241	258	269	284	277	294	298	312	325	346	371	424	442	465	516
Febrero	202	210	231	245	269	252	259	271	288	296	319	334	392	398	426	466
Marzo	226	241	265	282	277	285	295	296	324	337	366	388	428	450	505	506
Abril	217	242	259	267	272	276	293	293	308	329	347	373	420	445	467	515
Mayo	231	246	266	274	279	281	296	307	306	327	352	377	423	441	472	520
Junio	222	240	262	269	275	275	283	300	305	320	350	372	408	422	462	496
Julio	234	250	274	279	278	283	300	308	314	335	360	384	438	452	483	519
Agosto	234	253	270	276	283	292	302	308	316	346	370	397	440	455	480	537
Septiembre	237	252	261	283	275	280	294	308	319	331	361	414	427	459	501	540
Octubre	239	264	276	294	291	299	314	308	331	348	382	437	450	477	520	558
Noviembre	230	249	265	281	275	283	298	301	317	344	371	413	440	475	504	524
Diciembre	238	258	272	289	279	289	304	306	331	356	381	426	448	480	528	548
<b>Total</b>	<b>2,726</b>	<b>2,946</b>	<b>3,159</b>	<b>3,308</b>	<b>3,335</b>	<b>3,372</b>	<b>3,532</b>	<b>3,604</b>	<b>3,771</b>	<b>3,994</b>	<b>4,306</b>	<b>4,686</b>	<b>5,138</b>	<b>5,397</b>	<b>5,814</b>	<b>6,245</b>

\* Demanda corregida 1996-2001, se ha omitido el proyecto Caballo Blanco

La demanda de potencia, para el período 1996 – 2011, se presenta en la siguiente figura:

**Evolución Histórica de la Demanda Máxima Anual del SIN (MW)**

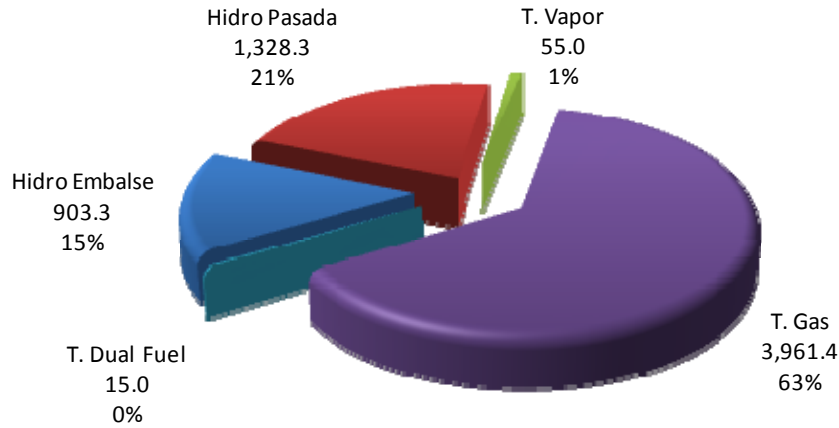


### 2.3. Capacidad Instalada y Generación

La capacidad de generación en octubre de 2011, en bornes de generador en el SIN, es de 1,221.0 MW, de los cuales 475.7 MW corresponden a centrales hidroeléctricas y 745.3 MW a centrales termoeléctricas. La capacidad térmica corresponde a la temperatura máxima probable.

En el gráfico siguiente, se presenta la participación por tipo de tecnología.

**Evolución Histórica de la Demanda Máxima Anual del SIN (GWh)  
(Oct2010 – Sep 2011)**



## 2.4. Balance Oferta – Demanda

El balance de potencia para la hora de máxima demanda mensual, a nivel de bornes de generador, se presenta a continuación:

**Balance de Potencia en Bornes (MW) – 2011**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Capacidad térmica bruta (*)	745.2	742.5	748.0	754.4	756.4	760.3	758.9	744.9	733.6	758.6 (1)	848.1 (2)	848.1 (3)
Indisponibilidad térmica	93.1	88.2	75.0	55.0	107.1	85.2	84.0	66.1	36.3	92.3	150.3	96.4
Capacidad térmica disponible	652.2	654.3	673.0	699.5	649.3	675.1	674.8	678.8	697.3	666.3	697.8	751.7
Capacidad hidroeléctrica bruta	476.4	476.4	476.4	476.4	475.4	475.4	475.4	475.7	475.7	475.7	476.0	476.0
Indisponibilidad hidroeléctrica	11.3	9.4	3.3	13.1	15.2	15.7	8.9	5.1	13.2	15.7	47.2	23.0
Capacidad hidroeléctrica disponible	465.1	467.1	473.1	463.4	460.2	459.7	466.5	470.6	462.6	460.0	428.8	453.1
Capacidad bruta total	1221.7	1219.0	1224.4	1230.9	1231.8	1235.7	1234.3	1220.6	1209.3	1234.3	1324.1	1324.1
Indisponibilidad total	104.4	97.6	78.3	68.0	122.3	100.9	92.9	71.2	49.5	108.0	197.5	119.3
Capacidad total disponible	1117.3	1121.4	1146.1	1162.8	1109.5	1134.8	1141.3	1149.4	1159.9	1126.4	1126.6	1204.8
Demanda de potencia de retiros	982.2	984.3	1028.1	1031.3	1031.0	995.6	995.1	1050.0	1052.0	1089.8	1084.1	1081.7
Pérdidas porcentuales en el SIN(%)	4.8	4.6	5.2	4.7	4.6	4.8	5.1	4.7	4.8	4.5	4.5	4.5
Demanda de potencia en bornes	1031.8	1032.2	1084.1	1081.7	1080.7	1045.3	1048.1	1102.0	1104.5	1141.2	1135.2	1132.7
Potencia sincronizada necesaria	1146.5	1146.9	1204.6	1201.9	1200.8	1161.4	1164.5	1224.5	1227.2	1268.0	1261.4	1258.5
Reserva rotante requerida (RRR)	114.6	114.7	120.5	120.2	120.1	116.1	116.5	122.4	122.7	126.8	126.1	125.9
Reserva total disponible (RTD)	85.4	89.2	62.0	81.1	28.8	89.5	93.3	47.4	55.4	-14.8	-8.6	72.1
Excedente (déficit) a la RRR (%) (**)	-2.5	-2.2	-4.9	-3.2	-7.6	-2.3	-2.0	-6.1	-5.5	-11.2	-9.7	-3.3

(\*) La capacidad de las unidades térmicas corresponde a la temperatura máxima del mes respectivo entre las 19 y 20 Hrs.

(\*\*) Reserva Rotante (10% hasta octubre de 2011 - 9% a partir de noviembre de 2011)

(\*\*\*) Es la diferencia de la reserva total disponible porcentual y la potencia sincronizada necesaria

(1) Ingreso de unidades térmicas a diesel en las centrales Moxos y Trinidad (15.6 MW)

(2) Ingreso de la unidad QUE03 (0.3 MW), CAR03 (24.45 MW) y del Ciclo Combinado (40 MW)

(3) Ingreso de unidades térmicas a diesel en la central Moxos (19.6 MW)

### 3. METODOLOGÍA DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SIN

Para la planificación de la expansión óptima del SIN, se cuenta con la siguiente información básica:

- Parámetros, que especifican todos los supuestos básicos sobre los que se realiza el estudio, como ser: horizonte de estudio, precios de combustibles, tasa de actualización, etc. El detalle de parámetros se presenta en el capítulo 3 de este documento.
- Proyección de la demanda eléctrica, cuyo detalle se presenta en el capítulo 4 de este documento.
- Sistema de transmisión y unidades generadoras existentes, cuyo detalle se presenta en el capítulo 5 de este documento.
- Oferta de gas natural, cuyo detalle se presenta en el capítulo 6 de este documento.
- Proyectos candidatos de generación y transmisión, cuyo detalle se presenta en el capítulo 7 de este documento.

Con esta información básica se obtiene el plan óptimo de expansión aplicando en forma iterativa la siguiente metodología de cálculo, que se resume al final de esta sección en un diagrama conceptual metodológico:

#### **Paso 1      Obtener la alternativa de expansión**

Se utiliza el Modelo OPTGEN, en su versión integrada al modelo SDDP, cuyo objetivo es definir dónde, cuándo y cuáles proyectos deben ser construidos de manera de minimizar la suma de los costos anualizados de inversión, operación y falla (confiabilidad de suministro). Ambos modelos han sido desarrollados por la firma PSR de Brasil.

El OPTGEN considera una versión simplificada de la red de transmisión que utiliza flujos con pérdidas lineales, es decir, las pérdidas de transmisión son iguales al flujo multiplicado por el coeficiente de pérdidas. El modelo de la red de transmisión es un modelo de intercambios que solamente considera la ecuación de balance en cada nodo y no toma en cuenta la distribución de flujos de acuerdo a la impedancia de los circuitos.

Este modelo se procesa en etapas mensuales en las que se representa la demanda por medio de cinco bloques, tal como se detalla en el capítulo 4 “Proyección de la Demanda Eléctrica” de este documento.

Para las unidades térmicas se utilizan curvas de costo lineales que parten del origen.

Tal como se presenta en el siguiente cuadro, este modelo es utilizado en varios países de Centro y Sur América para la obtención de planes de expansión:

#### Modelos de Planificación

País	Institución responsable	Planes de Expansión	Simulación de la Operación
Bolivia	Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)	OPTGEN	SDDP
Colombia	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Escenarios	MPODE, SDDP
Costa Rica	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	OPTGEN	SDDP
Ecuador	Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)	SUPER OLADE OPTGEN	SIPRODE, SDDP
Guatemala	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE - INDE)	SUPER OLADE	SDDP
Panamá	Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA)	OPTGEN	SDDP
Perú	Ministerio de Minas y Energía	SUPER OLADE	PERSEO, Flujos de Carga WIN-FDG

La optimización y simulación de la operación se efectúa con el Modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), que minimiza el costo de operación y está compuesto de:

- Costo de operación de las unidades térmicas
- Costo de racionamiento
- Costo de vertimientos
- Costo por no cumplir restricciones de generación
- Estadística de caudales de ingreso a los embalses a partir del año 1979
- Dieciséis series de caudales históricos
- Nivel inicial de los embalses importantes, equivalente al promedio de los últimos 4 años

Este modelo es utilizado para realizar las tareas de planificación del despacho en el mediano y largo plazo por los siguientes operadores de sistemas eléctricos:

- CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga) en Bolivia
- ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica Panameña) en Panamá
- ICE (Instituto Costarricense de Electricidad) en Costa Rica
- ENATREL (Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica) en Nicaragua
- ENEE (Empresa Nacional de Energía Eléctrica) en Honduras
- UT (Unidad de Transacciones) en El Salvador
- AMM (Administración del Mercado Mayorista) en Guatemala
- XM/ISA (Compañía de Expertos en Mercados/Interconexión Eléctrica S.A.) en Colombia.
- COES (Comité de Operación Económica del Sistema) en Perú
- CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) en Ecuador

## **Paso 2 Verificar la suficiencia del parque generador**

Esta verificación se efectúa por medio de un balance de potencia uninodal para la hora de demanda máxima anual de años característicos. Para el presente estudio se utilizan los años 2013, 2017 y 2022.

El objeto de esta verificación es que exista parque generador suficiente para cubrir la demanda, las pérdidas de transmisión y las necesidades de reserva del sistema (reserva rotante y reserva fría).

Si el resultado no es satisfactorio, se procede a definir nuevas restricciones de abastecimiento. Con estas nuevas restricciones se regresa al paso 1 para definir una nueva alternativa de expansión.

## **Paso 3 Verificar la suficiencia del parque generador y de la red de transmisión**

Esta verificación se efectúa simulando la operación del sistema para la hora de demanda máxima de años característicos utilizando el modelo NCP (flujo DC con pérdidas cuadráticas).

El modelo NCP simula la operación del sistema en etapas horarias con un horizonte de hasta 744 horas considerando curvas de costo lineales para las unidades térmicas ( $\text{Costo} = a + b \cdot \text{Potencia}$ ), por lo que utiliza técnicas especializadas de optimización como el *Unit Commitment* para resolver el problema de la operación.

Adicionalmente en la operación de las centrales hidroeléctricas en cascada se consideran los tiempos de viaje de las aguas turbinadas y vertidas.

En las simulaciones se utiliza una indisponibilidad de 4% en las unidades de generación. Esta indisponibilidad es igual a la tasa promedio de indisponibilidad histórica en el SIN.

Para cada año característico se realizan aproximadamente 30 simulaciones de la operación para la hora de demanda máxima. Para cada simulación se considera que existe un elemento de transmisión del STI indisponible.

El objetivo de esta verificación es que no existan racionamientos en el caso de indisponibilidad de algún elemento de transmisión (condición n-1); esta condición es equivalente a la condición de que la demanda en cualquier nodo del sistema debe ser abastecida por, al menos, 2 medios alternativos.

Si el resultado no es satisfactorio, se procede a definir nuevas restricciones de abastecimiento. Con estas nuevas restricciones se retorna al paso 1 para definir una nueva alternativa de expansión.

El Modelo NCP (Nuevo Corto Plazo) ha sido desarrollado por la firma PSR de Brasil y la utiliza el CNDC para la elaboración de los predespachos semanales y diarios desde el año 2000.

#### **Paso 4 Verificar la operación semanal**

Esta verificación se efectúa simulando la operación semanal del sistema para la semana de demanda máxima y para una semana del período lluvioso de los años característicos, utilizando el modelo NCP con la función de costo futuro obtenida con el Modelo SDDP.

Esta simulación de la operación horaria semanal considera todas las restricciones de suministro que se utilizan en el predespacho semanal.

El objetivo de esta verificación es que el sistema sea operable en todas las horas de la semana, satisfaciendo las condiciones de desempeño mínimo (reserva rotante, seguridad de áreas) sin que existan déficits de suministro.

Si los resultados no son satisfactorios se procede a definir nuevas restricciones de abastecimiento. Con estas nuevas restricciones se regresa al paso 1 para definir una nueva alternativa de expansión.

#### **Paso 5 Análisis AC**

Este análisis se efectúa con el programa de análisis de sistemas de potencia “Power Factory de Digsilent” para verificar que la operación futura del sistema se realiza dentro de los estándares de seguridad y confiabilidad establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

Para ese propósito se trabaja con la red completa del SIN y se realizan simulaciones en régimen estacionario y régimen normal, observando los voltajes de nodo y los flujos de potencia por líneas y transformadores del sistema. Luego se verifica la seguridad del SIN mediante análisis de contingencias (n-1) de componentes de generación o transmisión del sistema. En base a los resultados de las simulaciones se definen los refuerzos de transmisión (líneas, transformadores y/o compensación de reactivo) necesarios en el sistema.

#### **Paso 6 Simulación Final**

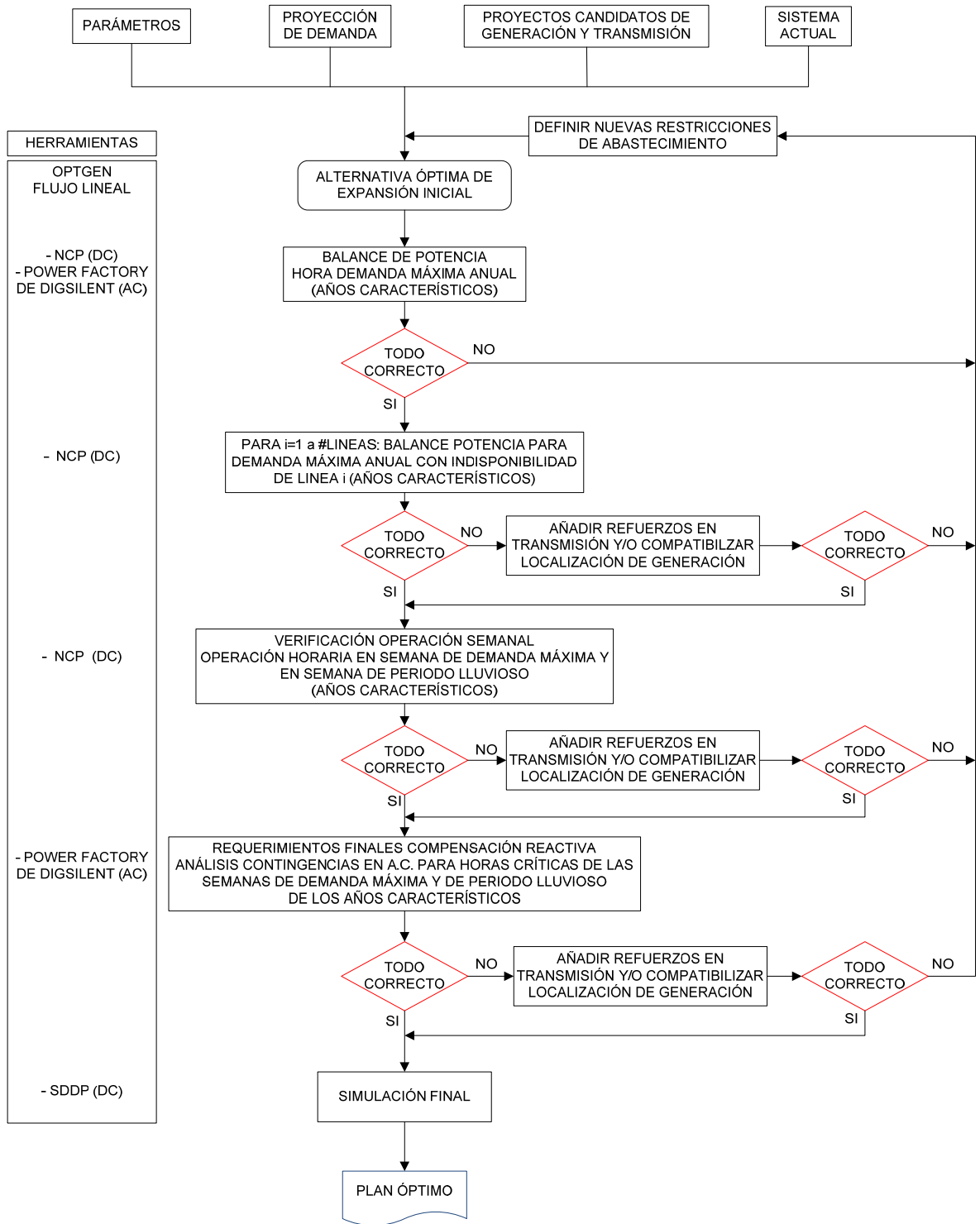
Se realiza la simulación final de la alternativa óptima obtenida en los pasos anteriores utilizando el Modelo SDDP en su versión de corriente continua con pérdidas cuadráticas.

El propósito de esta simulación es obtener una información más precisa de los costos de operación y de la generación de cada una de las unidades de sistema.

### **3.1. Diagrama conceptual metodológico**

En la figura siguiente, se presenta un diagrama conceptual metodológico que resume el proceso de obtención de la alternativa óptima de expansión del SIN:

## METODOLOGÍA DE DETERMINACIÓN DEL PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN



## 4. PARÁMETROS BÁSICOS PARA EL PLANEAMIENTO

Los parámetros forman parte de las Directrices para la Elaboración del Plan Sectorial de Electricidad aprobadas por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía con Resolución Ministerial 074/2009. Estos parámetros son consistentes con las prácticas de planificación utilizadas en otros países de la región (Colombia, Costa Rica, Ecuador, Guatemala, Panamá y Perú).

Se consideran todas las condiciones que regulan el funcionamiento del mercado eléctrico actual, que se resumen a continuación:

### 4.1. Precio del Gas Natural

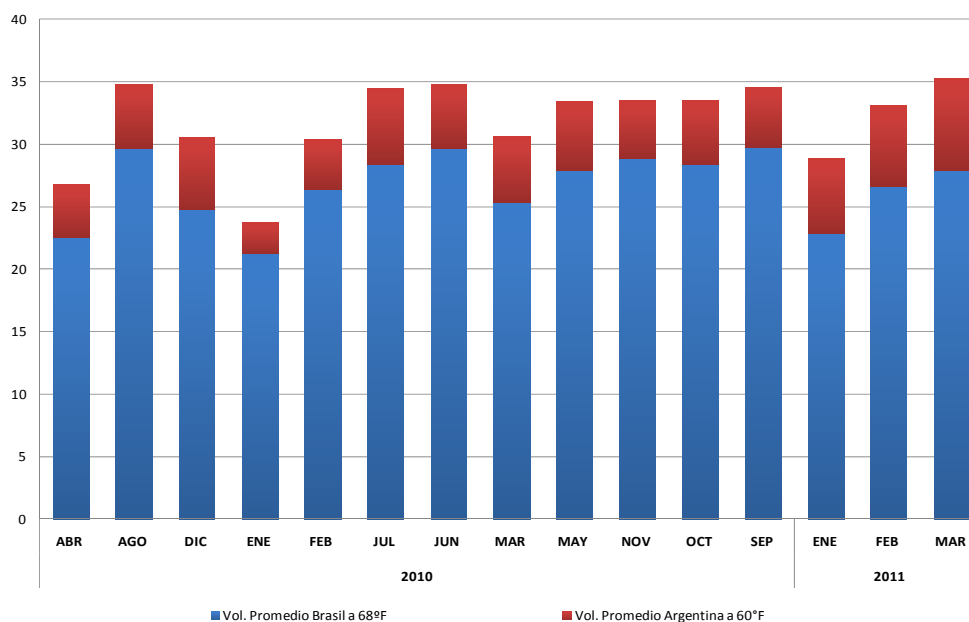
**Precio regulado:** Precio vigente desde fecha 22/12/2000, aprobado mediante D. S. N° 26037 que fija el precio de gas natural para la generación de electricidad en 1.3 US\$/MPC. Este valor se utiliza para realizar el análisis financiero de los proyectos de generación seleccionados.

**Precio de oportunidad del gas natural:** Debido a que la planificación del sector eléctrico debe ser realizada desde la perspectiva de los intereses nacionales se utiliza un precio de gas igual al costo de oportunidad del país.

Este costo de oportunidad pretende medir lo que el país sacrifica al utilizar el gas natural en la generación de electricidad, lo cual se traduce en una reducción del volumen de gas natural exportado.

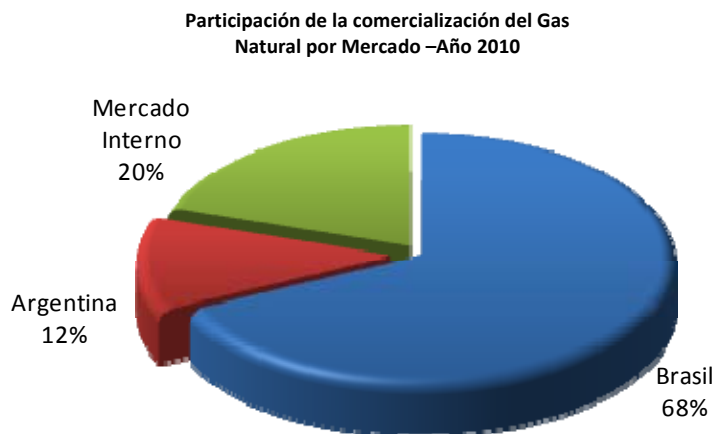
De acuerdo a información de YPF<sup>2</sup>, las exportaciones de gas natural de Bolivia son principalmente al mercado brasilero, tal como se muestra en el gráfico siguiente:

Volúmenes Diarios de Gas Natural Facturados al Mercado de Exportación (MMm<sup>3</sup>)



2 Informe Estadístico YPF, enero - marzo, 2011

Para el año 2010, la participación de la comercialización total del gas natural, se presenta en el siguiente gráfico:



Para la estimación de los precios internacionales referenciales del gas natural, se utilizan los precios de exportación de gas natural al Brasil.

#### 4.1.1 Análisis Estadístico

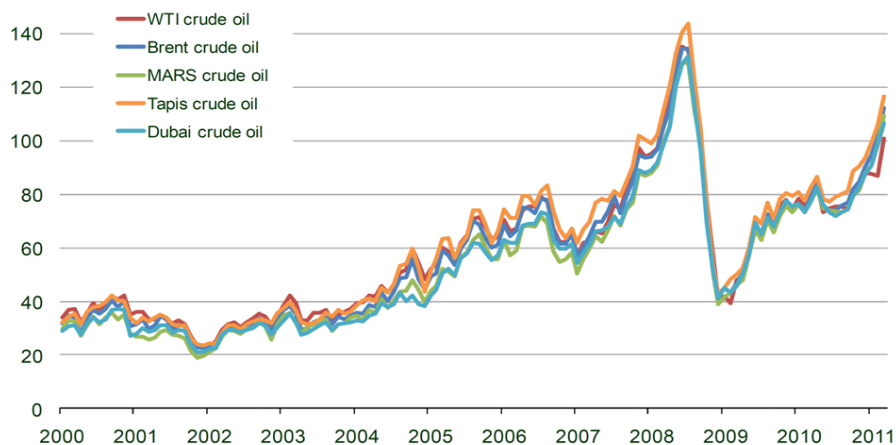
El precio que Bolivia recibe por el gas natural exportado al Brasil está indexado a los precios de tres cotizaciones internacionales de fuel oils del trimestre anterior, siguiendo una fórmula del tipo:

$$PG = P * \left( 0,50 \frac{FO1}{FO1_0} + 0,25 \frac{FO2}{FO2_0} + 0,25 \frac{FO3}{FO3_0} \right)$$

Donde:

- PG* Precio aplicable en el trimestre;
- P* Precio de referencia;
- FO1* Fuel oil;
- FO2* Fuel oil;
- FO3* Fuel oil;

Los precios de los tres tipos de fuel oil tienen un comportamiento similar a los del WTI como se puede apreciar en la siguiente figura:



Fuente: Bloomberg, Thomson Reuters

Debido a este comportamiento y a que no se dispone de los precios futuros de los fuel oils, en el presente informe se utiliza el precio internacional del WTI en lugar de los tres tipos de fuel oils.

Por lo expresado se modela el precio del gas natural de exportación al Brasil como una función de la siguiente forma:

$$\text{Precio de exportación}_t = f(\text{precio WTI}_{t-1})$$

Donde:

- *Precio exportación*: precio de exportación al Brasil en el trimestre  $t$ , expresado en US\$/MMBTU.
- *Precio WTI* ( $t-1$ ): precio del petróleo WTI del trimestre ( $t-1$ ), expresado en US\$/MMBTU.

Los precios promedio trimestrales de exportación al Brasil se presentan a continuación:

Histórico de Precios Promedio Trimestral de Venta de Gas Natural al Brasil a Junio 2011 (\$US/MMBTU)

Año	1er trim.	2do trim.	3er trim.	4to trim.
1999			0.91	1.11
2000	1.30	1.49	1.58	1.69
2001	1.81	1.67	1.61	1.56
2002	1.37	1.34	1.48	1.65
2003	1.70	1.98	1.90	2.03
2004	2.00	1.98	2.08	2.13
2005	2.09	2.27	2.74	3.24
2006	3.40	3.67	4.00	4.03
2007	3.79	3.67	4.13	4.79
2008	5.55	6.04	7.06	7.95
2009	5.65	4.58	4.57	5.06
2010	5.68	6.04	6.22	6.19
2011	6.45	7.21		

Los datos básicos del WTI expresados en \$US/Barril, se presentan a continuación:

West Texas Intermediate Spot Average a Junio 2011- \$US/Barril				
	1er trim.	2do trim.	3er trim.	4to trim.
1999			21.73	24.60
2000	28.82	28.78	31.61	31.99
2001	28.81	27.91	26.66	20.40
2002	21.65	26.25	28.34	28.22
2003	34.10	28.98	30.21	31.19
2004	35.24	38.35	43.87	48.30
2005	49.73	53.05	63.19	60.00
2006	63.27	70.41	70.42	59.98
2007	58.08	64.97	75.46	90.75
2008	97.94	123.95	118.05	58.35
2009	42.91	59.44	68.20	76.06
2010	78.64	77.79	76.05	85.10
2011	93.54	102.23		

Utilizando un poder calorífico de 5.409 MMBTU por barril de petróleo, estos valores expresados en US\$/MMBTU son los siguientes:

West Texas Intermediate Spot Average a Junio 2011- \$US/MMBTU				
	1er trim.	2do trim.	3er trim.	4to trim.
1999			4.02	4.55
2000	5.33	5.32	5.84	5.91
2001	5.33	5.16	4.93	3.77
2002	4.00	4.85	5.24	5.22
2003	6.30	5.36	5.59	5.77
2004	6.52	7.09	8.11	8.93
2005	9.19	9.81	11.68	11.09
2006	11.70	13.02	13.02	11.09
2007	10.74	12.01	13.95	16.78
2008	18.11	22.92	21.82	10.79
2009	7.93	10.99	12.61	14.06
2010	14.54	14.38	14.06	15.73
2011	17.29	18.90		

Con base a estos datos históricos, se efectuó un análisis de regresión simple, con los siguientes resultados:

Dependent Variable: PETROBRAS  
 Method: Least Squares  
 Date: 09/09/11 Time: 19:00  
 Sample (adjusted): 1999Q4 2011Q2  
 Included observations: 47 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
WTI(-1)	0.355117	0.009060	39.19552	0.0000
R-squared	0.880274	Mean dependent var		3.436809
Adjusted R-squared	0.880274	S.D. dependent var		1.967291

La ecuación planteada explica el 95% de las desviaciones y registra un R<sup>2</sup> ajustado igual a 88% y un coeficiente de relación igual a 0.3551, con una desviación típica de sólo 0.009060 y un estadístico *t* igual a 39.1955.

En conclusión, se infiere el precio de exportación del gas natural a partir de una ecuación de la forma:

$$\text{Precio Exportación}_t = 0.3551 * \text{Precio WTI}_{t-1}$$

Donde:

- Precio exportación: precio de exportación al Brasil en el trimestre *t*, expresado en US\$/MMBTU.
- Precio WTI<sub>*t-1*</sub>: precio del petróleo WTI del trimestre (*t-1*), expresado en US\$/MMBTU.

Este resultado indica que, en promedio, el gas natural que Bolivia exporta al Brasil tiene un precio igual al 35.5% del precio que se asigna al petróleo en el mercado internacional, en un volumen tal que entrega el mismo contenido calórico (la misma cantidad de BTU's). Esta reducción de precio se explica principalmente por la mayor facilidad de manipuleo y transporte del petróleo, en relación con el gas natural.

#### 4.1.2 Pronósticos de precios

Para los pronósticos de precios del WTI se toma en cuenta los pronósticos realizados por la EIA (Energy Information Agency) que se presentan a continuación:

Año	WTI (2009 \$US/ Barril)	WTI (2009 \$US/ MMBtu)
2009	61.65	11.40
2010	79.40	14.68
2011	98.44	18.20
2012	102.50	18.95
2013	103.20	19.08
2014	103.90	19.21
2015	104.60	19.34
2016	105.30	19.47
2017	106.00	19.60
2018	106.70	19.73
2019	107.40	19.86
2020	108.10	19.99
2021	109.99	20.33
2022	111.88	20.68
2023	113.76	21.03
2024	115.65	21.38
2025	117.54	21.73
2026	118.65	21.94
2027	119.76	22.14
2028	120.87	22.35
2029	121.98	22.55
2030	123.09	22.76
2031	123.46	22.82
2032	123.83	22.89
2033	124.20	22.96
2034	124.57	23.03
2035	124.94	23.10
Tc 2009-2020	5%	5%
Tc 2020-2035	1%	1%

Sobre la base de estos valores anuales, se han obtenido los precios trimestrales en base a los promedios históricos de participación trimestral desde el año 2009, así como las proyecciones trimestrales efectuadas por la EIA hasta diciembre de 2012, para ser utilizados en la proyección para el periodo enero 2013 a diciembre 2022. Los resultados se muestran a continuación:

**West Texas Intermediate Spot Average  
a Junio 2011- \$US/MMBTU**

	1er trim.	2do trim.	3er trim.	4to trim.	Promedio
2011			18.12	18.49	18.30
2012	18.67	18.86	19.04	19.23	18.95
2013	18.61	19.16	18.81	19.73	19.08
2014	18.74	19.29	18.94	19.86	19.21
2015	18.86	19.42	19.07	20.00	19.34
2016	18.99	19.55	19.20	20.13	19.47
2017	19.11	19.68	19.32	20.27	19.60
2018	19.24	19.81	19.45	20.40	19.73
2019	19.37	19.94	19.58	20.53	19.86
2020	19.49	20.07	19.71	20.67	19.99
2021	19.83	20.43	20.05	21.03	20.33
2022	20.17	20.78	20.40	21.39	20.68

Con base en la ecuación obtenida 3.1.1 y la hipótesis de la EIA sobre el pronóstico del WTI, se proyectó el costo de oportunidad del gas natural como sigue:

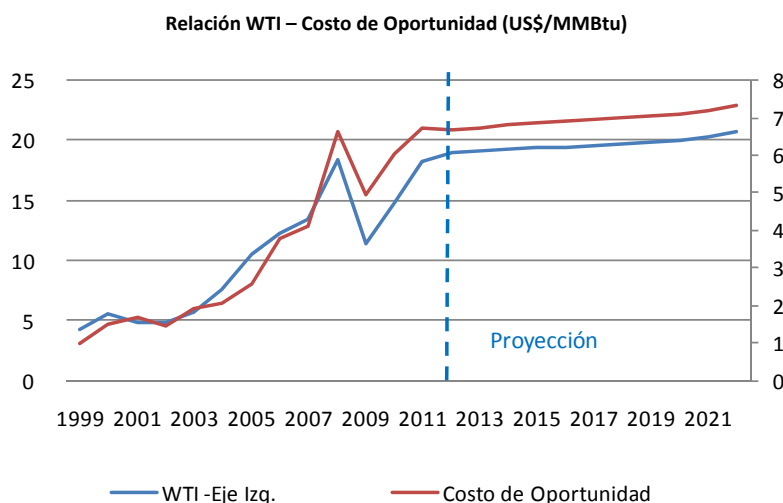
**Proyección Costo de Oportunidad de Gas Natural (\$US/MMBTU)**

	1er trim.	2do trim.	3er trim.	4to trim.
2011			6.71	6.43
2012	6.57	6.63	6.70	6.76
2013	6.83	6.61	6.80	6.68
2014	7.01	6.65	6.85	6.73
2015	7.05	6.70	6.90	6.77
2016	7.10	6.74	6.94	6.82
2017	7.15	6.79	6.99	6.86
2018	7.20	6.83	7.03	6.91
2019	7.24	6.88	7.08	6.95
2020	7.29	6.92	7.13	7.00
2021	7.34	7.04	7.26	7.12
2022	7.47	7.16	7.38	7.24

Estos valores en forma anual son los siguientes:

Año	Costo de Oportunidad (\$US/MMBtu)
2012	6.66
2013	6.73
2014	6.81
2015	6.85
2016	6.90
2017	6.95
2018	6.99
2019	7.04
2020	7.08
2021	7.19
2022	7.31

Estos resultados en forma grafica se presentan a continuación:



#### 4.2. Precio del Diesel

**Precio Regulado.** Se utiliza un valor de 0.18 US\$/litro

**Precio de Oportunidad.** Se utiliza un precio de oportunidad de 1.0 US\$/litro, que es equivalente al precio promedio de importación.

#### 4.3. Otros Parámetros

##### Tasa de Actualización

- 12% para proyectos de Generación
- 10 % para proyectos de Transmisión

### Costos referenciales

- Proyectos de generación térmica, obtenidos en base a la información del “Gas Turbine World Handbook 2010”.
- Proyectos de transmisión, calculados en base de los estudios realizados por la AE.

### Vida útil de proyectos

- |                             |         |
|-----------------------------|---------|
| - Generación Térmica        | 20 años |
| - Generación Hidroeléctrica | 50 años |
| - Proyectos Geotérmicos     | 50 años |
| - Transmisión               | 30 años |

### Costos de Operación y Mantenimiento

- Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento (O&M) de unidades de generación equivalente a 1.5% de la Inversión.
- Costo Fijo Anual de O&M de transmisión equivalente al 3% de la Inversión.
- Costo variable de O&M      1.2    US\$/MWh para unidades térmicas.
- Costo variable de O&M      2.87   US\$/MWh para ciclo combinado.
- Costo Variable de O&M      4.5    US\$/MWh para geotermia.

### Indisponibilidad de Unidades de Generación

- 7% para generación termoeléctrica.
- 4% para generación hidroeléctrica

### Reserva Rotante

Se utilizan los valores aprobados por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad con Resolución AE N° 110/2011.

- 9% para el bloque alto.
- 11% para el bloque medio
- 14% para el bloque bajo.

## 5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

El pronóstico de la demanda de energía eléctrica se realiza utilizando métodos de cointegración, métodos econométricos, métodos basados en la interpolación de la tasa de crecimiento y métodos basados en la evolución del consumo específico por categorías, de acuerdo al comportamiento histórico de las Empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados. Adicionalmente, en la proyección se considera la incorporación de sistemas aislados y de nuevos emprendimientos productivos y mineros.

### 5.1. Análisis Histórico de las Proyecciones de la Demanda Eléctrica

En el proceso de elaboración de la demanda de energía eléctrica y potencia del SIN, durante las dos últimas décadas se han empleado una combinación de diferentes escenarios y modelos a fin de obtener la mejor aproximación a través del horizonte de pronóstico, caracterizándose por los siguientes períodos de planificación:

- a) Período 1990 - 1994, caracterizado por una planificación centralizada a cargo de ENDE donde se examinó principalmente la demanda de energía eléctrica a nivel del consumidor final. La demanda de energía eléctrica se explicaba por factores de crecimiento cronológico y un factor macroeconómico que identificaba la elasticidad de la demanda con respecto al Producto Interno Bruto (PIB).
- b) Período 1999 - 2005, caracterizado por una planificación referencial a cargo del VMEEA, donde se proyectó la demanda de electricidad por categoría de usuario y por departamento, considerando el PIB per cápita y sectorial. Asimismo, se proyectó la demanda de electricidad para el total de las empresas distribuidoras, por categoría de consumo, utilizando modelos econométricos de ajuste parcial en función del PIB.
- c) Período actual, con el retorno a la planificación centralizada de la expansión del SIN, a cargo del CNDC, bajo directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, donde la proyección de la demanda se basa en la relación de largo plazo (cointegración) que existe entre el PIB y la demanda de energía, así como en la utilización de métodos simples, modelos econométricos y escenarios por consumo específico, que son descritos en el Anexo 2.1

### 5.2. Información Básica

Para proyectar la demanda eléctrica, se utiliza la base de datos histórica de los Distribuidores y Consumidores No Regulados elaborada por el CNDC, la demanda de los Sistemas Aislados que se prevé se interconectarán al SIN y la demanda de nuevos proyectos productivos y mineros.

Para dar estabilidad a las series históricas utilizadas en la proyección de la demanda eléctrica y eliminar el efecto de la migración aleatoria de carga realizada por los Distribuidores, se ha agrupado la demanda de energía de éstos por zonas geográficas.

Para la proyección a nivel de centros de consumo, se ha agrupado la información en función a la ubicación geográfica de los diferentes sistemas eléctricos y de los Distribuidores.

### 5.3. Nuevas Demandas

Las nuevas demandas, que incorporan sistemas aislados y proyectos industriales y mineros, consideradas en la proyección de largo plazo del SIN se presentan en el siguiente cuadro:

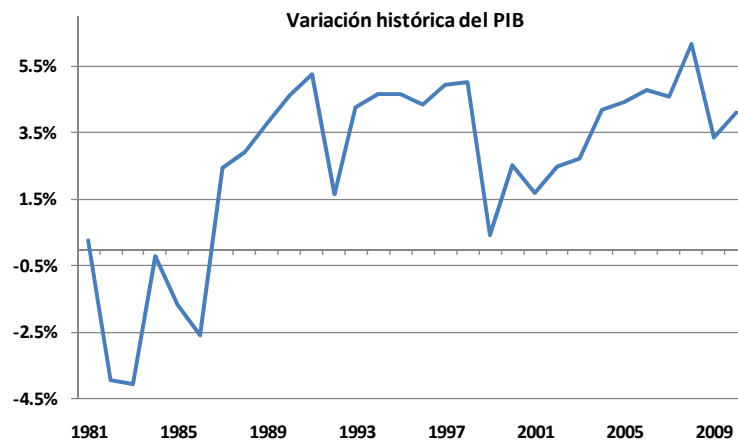
Demanda	(MW)	Año / Ingreso
<b>Sistemas Aislados</b>		
SETAR Tarija	32.1	2012
Sistema Camargo	1.4	2012
Sistema Chaco	13.6	2013
Sistema Misiones	11.4	2015
<b>Proyectos Productivos</b>		
PAPELBOL	2.5	2011
Complejo Karachipampa	11.9	2012
Empresa Minera Huanuni	17.0	2013
Proyecto Litio 1ra fase	13.0	2014
Fábrica de Cemento ECEBOL 1	7.5	2014
Fábrica de Cemento ECEBOL 2	7.5	2014
Ingenio San Buenavenura *	2.3	2015
Minería Tupiza - Villazón	5.0	2015
Proyecto Litio 2ra fase	30.0	2015
Proyecto Litio 3da fase	40.0	2020

\* Demanda del Ingenio en período de no zafra

### 5.4. Producto Interno Bruto

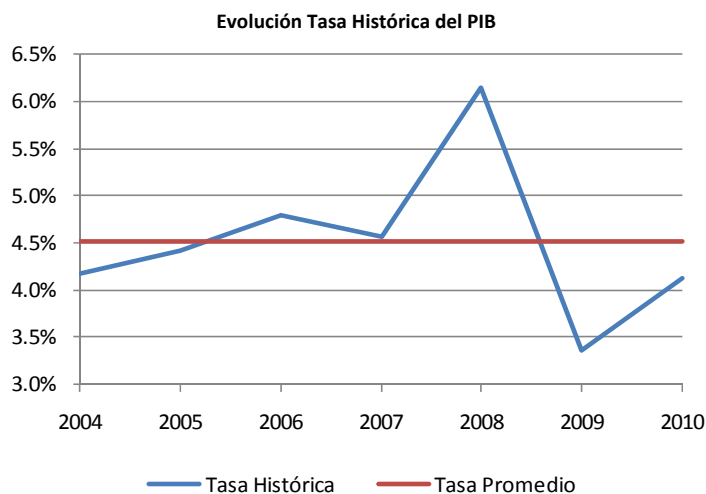
El PIB es la variable macroeconómica más importante que describe el desempeño económico en un período determinado. Muchas actividades productivas están cointegradas al PIB por lo que responden a su comportamiento y a su influencia sobre ella, entre ellas el consumo de electricidad.

De acuerdo a las publicaciones del Instituto Nacional de Estadística (INE), la evolución histórica del crecimiento anual del PIB, en valores porcentuales, ha tenido el siguiente comportamiento:



Para pronosticar los valores futuros del PIB nacional, se utilizaron las previsiones del Banco Central de Bolivia<sup>3</sup> y del Fondo Monetario Internacional que prevén una tasa promedio de crecimiento de 4.5% para el período 2011 – 2016.

Sobre la base de la información de estos organismos oficiales, para las proyecciones del PIB nacional se ha adoptado un crecimiento constante de 4.5% para el periodo 2011 - 2022. Dicho crecimiento es consistente con el promedio histórico del período 2004 - 2010, tal como se muestra en el siguiente gráfico:



El PIB proyectado para el período 2011 - 2022, expresado en bolivianos constantes de 1990, es el siguiente:

<b>Proyecciones del PIB</b>	
2011	34,052,036
2012	35,584,377
2013	37,185,674
2014	38,859,030
2015	40,607,686
2016	42,435,032
2017	44,344,608
2018	46,340,115
2019	48,425,421
2020	50,604,565
2021	52,881,770
2022	55,261,450

<sup>3</sup> El Informe de Política Monetaria del BCB de febrero 2011, menciona que el crecimiento de la actividad interna en 2011 se situaría en un rango entre 4.5% y 5.5%.

## 5.5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ANUAL

### 5.5.1 Metodología de Proyección de la Demanda de Energía Anual

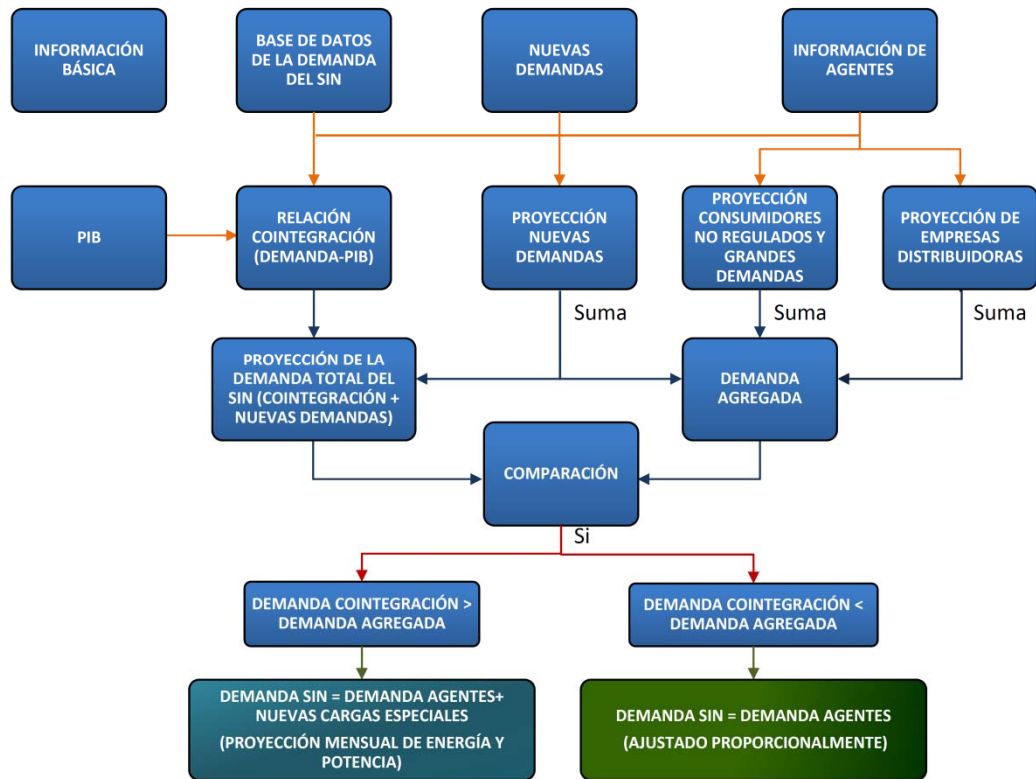
La proyección de la demanda de largo plazo se obtiene a partir de los siguientes pasos:

- a. Se proyecta la demanda de energía anual total del SIN utilizando la relación de cointegración de la demanda eléctrica con el PIB. Esta demanda se complementa con las nuevas demandas.
- b. Se proyecta la demanda energía anual de cada empresa distribuidora, en cada nodo de retiro, utilizando métodos econométricos, métodos basados en la interpolación de tasa de crecimiento ó métodos basados en la evolución del consumo específico por categorías.
- c. Se proyecta la demanda energía anual de los Consumidores No Regulados, utilizando la información suministrada por los Agentes.
- d. Se proyecta la demanda energía anual de los nuevos proyectos declarados por empresas públicas o privadas, utilizando la información suministrada por los mismos y verificando su consistencia.
- e. Se agrega la demanda obtenida en los puntos b, c y d.
- f. Se compara la proyección agregada obtenida en el punto e, con la proyección de la demanda total obtenida en el punto a. De los resultados de esta comparación, se procesa uno de los siguientes puntos:
  - g. Si la demanda total del SIN (a) es mayor que la demanda agregada (e), se distribuye esta diferencia como nuevos proyectos en los diferentes nodos de consumo.
  - h. Si la demanda total del SIN (a) es menor que la demanda agregada (e), se utiliza la demanda total obtenida en los puntos b, c y d.

El resultado de este proceso, es la demanda de energía anual de largo plazo del SIN, compuesta por la demanda de las Empresas Distribuidoras, Consumidores No Regulados y nuevas demandas.

Esta metodología en forma gráfica se presenta a continuación:

**METODOLOGÍA**



A continuación se presentan los resultados de este proceso:

**5.5.2 Proyección de la Demanda de Energía Total del Sistema – Método de Cointegración**

Esta proyección se basa en la relación de cointegración que existe entre el PIB y la demanda de energía. Esta relación supone un equilibrio de largo plazo entre la tasa de crecimiento del PIB y la demanda de energía eléctrica.

Dos variables o series no estacionarias como la energía y el PIB pueden tener una relación entre ellas que es estacionaria, en cuyo caso se dice que están cointegradas de orden cero, es decir, que se mueven conjuntamente en el largo plazo.

Para ello se requiere que las variables sean integradas del mismo orden y que además estén cointegradas, que posean una relación lineal estable, es decir, se puede construir modelos macroeconómicos con variables no estacionarias de modo que sus resultados sean estadísticamente válidos.

Para la estimación de la relación de cointegración se utiliza el modelo Vector de Corrección de Errores (VEC). La especificación funcional de este modelo supone que la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica se explica por el crecimiento del PIB, ello bajo un modelo VEC con rezagos en las variables.

Para suavizar el efecto de la magnitud de las variables y facilitar la interpretación de los resultados se crean series expresadas en logaritmo natural evitando que el sistema se vuelva marginalmente inestable.

Los resultados de la regresión son los siguientes:

Vector Error Correction Estimates					
Date: 07/14/11 Time: 11:27					
Sample (adjusted): 1981 2010					
Included observations: 30 after adjustments					
Standard errors in ( ) & t-statistics in [ ]					
Cointegrating Eq:		CointEq1			
LENERGIA(-1)		1.000000			
LPIB(-1)		-1.491264 (0.08141) [-18.3175]			
C		17.21010			
Error Correction:		D(LENERGIA)	D(LPIB)		
CointEq1		-0.094481 (0.04418) [-2.13876]	0.055126 (0.02411) [ 2.28635]	R-squared	0.637980
C		0.070102 (0.00471) [ 14.8875]	0.037546 (0.00257) [ 14.6089]	Adj. R-squared	0.596209
D2		-0.038164 (0.01104) [-3.45672]	-0.025117 (0.00603) [-4.16813]	Sum sq. resids	0.010270
D1		-0.041915 (0.01518) [-2.76138]	-0.028352 (0.00828) [-3.42220]	S.E. equation	0.019875
				F-statistic	15.27310
				Log likelihood	77.12769
				Akaike AIC	-4.875179
				Schwarz SC	-4.688353
				Mean dependent	0.051667
				S.D. dependent	0.031277
				Determinant resid covariance (dof adj.)	3.51E-08
				Determinant resid covariance	2.64E-08
				Log likelihood	176.6343
				Akaike information criterion	-11.10895
				Schwarz criterion	-10.64189

La representación del modelo de cointegración utilizado es la siguiente:

$$D(LENERGIA) = 0.094481*(LENERGIA(-1) - 1.491264*LPIB(-1) + 17.21010) + 0.070102 - 0.038164*D2 - 0.041915*D1$$

Donde:

- ENERGIA = Demanda de energía en el periodo t en GWh
- D = Crecimiento de la variable
- PIB = Producto Interno Bruto en miles de Bolivianos de 1990
- D1 = Variable binaria que captura datos atípicos de la demanda
- D2 = Variable binaria que captura datos atípicos del PIB

La ecuación de largo plazo que captura la relación entre las variables se conoce como vector de cointegración, donde el parámetro de cointegración es de 1.491264.

Los resultados del modelo muestran que por cada 1% de crecimiento que tenga el PIB, la demanda crecerá con una elasticidad del orden de 1.4.

Los resultados del modelo de cointegración se presentan en el Anexo 2.2, cuyo resumen es el siguiente:

Proyección de Energía del SIN (GWh)

Año	Cointegración	Nuevas Demandas	Total SIN
2012	6,590	128	6,718
2013	7,020	446	7,466
2014	7,478	706	8,184
2015	7,969	901	8,870
2016	8,494	958	9,452
2017	9,054	1,034	10,088
2018	9,654	1,066	10,720
2019	10,294	1,130	11,424
2020	10,978	1,206	12,184
2021	11,710	1,250	12,960
2022	12,491	1,295	13,786

### 5.5.3 Proyección de la Demanda de Energía por Empresas Distribuidoras

Los Consumidores Regulados en el MEM son atendidos por las siguientes empresas distribuidoras:

- CRE en Santa Cruz, con los nodos de retiro Guaracachi, Urubó y Arboleda.
- ELECTROPAZ en La Paz, tiene el nodo de retiro Kenko
- ELFEC en Cochabamba, tiene los nodos de retiro de Arocagua, Valle Hermoso e Irpa Irpa.
- ELFEC en Chimoré, tiene un nodo de retiro en el sistema Trópico denominado Chimoré.
- ELFEO en Oruro, tiene como nodos de retiro Vinto y Catavi.
- CESSA en Chuquisaca, tiene los nodos de retiro de Sucre, Aranjuez y Mariaca.
- SEPSA en Potosí. tiene como nodos de retiro Potosí, Karachipampa, Sacaca y Ocurí.
- SEPSA Sur, en el nodo de retiro PUN069, Telamayu.
- SEPSA Atocha, en el nodo de Atocha.
- SEPSA Lípez: Nodo de Lípez
- ENDE en los nodos de retiro de Yucumo, San Borja, Moxos y Trinidad donde adicionalmente se considera las nuevas demandas del Proyecto ITUBA y de las aéreas rurales cercanas a Trinidad.

Las proyecciones de demanda de energía de los agentes se realizan analizando el comportamiento histórico de cada uno de ellos. Se agruparon los nodos por zonas geográficas para cada Distribuidor y se consideraron en forma separada las cargas de proyectos industriales, como es el caso del consumo industrial de FANCESA de la Distribuidora CESSA en el nodo Sucre y del consumo de PAPELBOL de la empresa ELFEC en el nodo Chimoré.

Para proyectar la demanda de cada empresa distribuidora, que puede estar compuesta por uno o más nodos de retiro del SIN, se estimó la energía para el período de proyección utilizando métodos simples o modelos econométricos.

i. Métodos simples

- Método basado en la tasa de crecimiento

Está basado en las tasas de crecimiento históricas de la demanda, bajo el supuesto de que las mismas son representativas del comportamiento futuro de la demanda.

$$D_t = D_o \times (1 + r_d)^t$$

Donde:

- $r_d$  - Tasa de crecimiento de la demanda
- $D_o$  - Demanda de energía del año base
- $t$  - Año

- Método basado en el consumo específico por escenarios

Este método toma en cuenta previsiones de crecimiento de la población, número de viviendas cobertura del servicio eléctrico y consumo específico por categorías de consumo.

ii. Modelos econométricos

- Métodos de suavizamiento exponencial o doble suavizamiento.

Es un método simple de proyecciones que suele ser útil cuando se cuenta con pocos datos históricos.

- Modelos ARMA

El modelo utilizado para estimar la demanda tiene la siguiente estructura en forma general:

$$E_t = f(\text{PIB}_{t-1}, D, \text{AR}_n, E_{n-1}) + \varepsilon$$

Donde:

- $E_t$  Energía en el año “t”
- $\text{PIB}_{t-1}$  Producto Interno Bruto en el año “t-1”
- $\text{AR}_n$  Autocorrelación en los errores de orden “n”

- D Variables dummy utilizadas opcionalmente
- $\varepsilon$  Error Aleatorio

Una vez realizada la estimación se debe validar el modelo tomando en cuenta los siguientes factores:

- ✓ Significancia de los coeficientes del modelo mediante el estadístico “t”
- ✓ No existencia de auto correlación en los errores
- ✓ Prueba de normalidad
- ✓ Prueba de heteroscedasticidad
- ✓ Coherencia de las proyecciones con la teoría económica

Debido a la relación que existe entre el PIB y el consumo de electricidad, es frecuente que en las regresiones se encuentre correlación serial en los errores, Por esta razón, se utilizan variables autoregresivas (AR) y de medias móviles (MA) que garantizan estimadores insesgados.

Para el tratamiento de datos atípicos en la estadística se utilizan variables Dummy (D).

Los resultados de estas proyecciones correspondientes a cada Empresa Distribuidora se presentan en el Anexo 2.3, cuyo resumen es el siguiente:

PROYECCIÓN DE DE LA S EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

Año	CRE	ELECTROPAZ	ELFEC	SEPSA	SEPSA Lípez	SEPSA Sur	SEPSA Atocha	CESSA	ELFEO	Trinidad	ENDE	Total
2012	2,356	1,494	1,079	189	0.6	35	52	237	398	76	17	5,934
2013	2,528	1,559	1,148	208	0.6	38	57	281	423	82	19	6,344
2014	2,712	1,627	1,216	229	0.6	41	63	304	449	87	21	6,749
2015	2,910	1,698	1,287	251	0.6	42	67	318	477	94	23	7,167
2016	3,122	1,772	1,363	270	0.6	44	72	332	507	99	24	7,606
2017	3,350	1,849	1,442	290	0.6	47	79	347	539	105	25	8,073
2018	3,594	1,929	1,525	311	0.6	49	85	364	573	112	26	8,569
2019	3,857	2,013	1,613	334	0.6	51	92	382	608	118	27	9,097
2020	4,138	2,101	1,706	358	0.6	54	100	401	646	126	29	9,660
2021	4,440	2,192	1,804	385	0.6	57	109	422	687	133	30	10,258
2022	4,764	2,287	1,906	413	0.6	60	118	444	730	141	32	10,895

#### 5.5.4 Proyección de la Demanda de Energía de Consumidores No Regulados y Grandes Demandas

Los Consumidores No Regulados son la Empresa Metalúrgica Vinto, COBOCE, la Empresa Minera Inti Raymi (EMIRSA) y la Empresa Minera San Cristóbal.

Las Grandes Demandas corresponden a las demandas mineras que son atendidas por SEPSA: San Bartolomé, San Vicente y Don Diego.

Para proyectar esta demanda se revisaron las declaraciones realizados por los Agentes en la Programación de Mediano Plazo, verificando la consistencia de la

información. En todos los casos se ha supuesto que los valores se mantienen constantes al extenderlos durante el periodo de análisis.

Los resultados de las proyecciones se presentan en el anexo 2.4, cuyo resumen es el siguiente:

**PROYECCIÓN DE ENERGÍA CONSUMIDORES NO REGULADOS Y GRANDES DEMANDAS (GWh)**

Año	San Vicente	San Bartolome	Don Diego	COBOCE	Vinto	Emirsa	San Cristobal	TOTAL
2012	17	76	32	83	58	20	392	678
2013	17	76	37	100	68	21	392	711
2014	17	76	38	124	68	37	392	752
2015	17	76	37	169	68	37	392	796
2016	17	76	38	169	68	37	392	797
2017	17	76	38	169	68	37	392	797
2018	17	76	38	169	68	37	392	797
2019	17	76	39	169	68	37	392	798
2020	17	76	39	169	68	37	392	798
2021	17	76	40	169	68	37	392	798
2022	17	76	40	169	68	37	392	799

### 5.5.5 Proyección de Energía de Nuevas Demandas

En esta categoría se encuentran las demandas de los sistemas aislados de Tarija, Chaco, Misiones, las demandas mineras de la zona de Tupiza y Villazón y los proyectos industriales y mineros de Litio, ECEBOL, Karachipampa, Huanuni, San Buenaventura y las demandas mineras de la zona de Villazón.

Los resultados de la proyección se presentan en el anexo 2.5, cuyo resumen es el siguiente:

**PROYECCIÓN DE ENERGÍA DE NUEVAS DEMANDAS (GWh)**

Año	Tarija	Chaco	Camargo	Huanuni	Karachipampa	ECEBOL 1	ECEBOL 2	Litio	Misiones	San Buenaventura	Minería Tupiza-Villazón	Total
2012	83	0	3	0	42	0	0	0	0	0	0	128
2013	174	48	5	119	84	0	0	15	0	0	0	446
2014	190	62	6	119	84	52	52	140	0	0	0	706
2015	208	67	6	119	84	52	52	210	59	14	29	901
2016	227	72	7	119	84	65	65	210	63	14	31	958
2017	247	86	7	119	84	65	65	245	68	14	33	1,034
2018	270	88	7	119	84	65	65	245	72	14	35	1,066
2019	295	94	8	119	84	78	78	245	77	14	38	1,130
2020	322	100	8	119	84	78	78	280	82	14	40	1,206
2021	351	106	9	119	84	78	78	280	87	14	43	1,250
2022	384	113	9	119	84	78	78	280	92	14	43	1,295

### 5.5.6 Proyección de la Demanda de Energía de Nuevas Cargas Especiales

De acuerdo a la metodología del punto 4.5.1, se calcula la demanda de Nuevas Cargas Especiales a partir de la demanda agregada obtenida por el método de cointegración y los proyectos, de la cual se resta la demanda de las Empresas Distribuidoras, de los Consumidores No Regulados y la demanda de los Proyectos. Los resultados obtenidos se muestran en el siguiente cuadro:

Proyección Total de Energía SIN (GWh)

Año	Total SIN	Empresas Distribuidoras	No Regulados Grandes Demandas	Nuevas Demandas	Nuevas Cargas Especiales
2012	6,718	5,934	678	128	0
2013	7,466	6,344	711	446	0
2014	8,184	6,749	752	706	0
2015	8,870	7,167	796	901	6
2016	9,452	7,606	797	958	91
2017	10,088	8,073	797	1,034	185
2018	10,720	8,569	797	1,066	287
2019	11,424	9,097	798	1,130	399
2020	12,184	9,660	798	1,206	521
2021	12,960	10,258	798	1,250	653
2022	13,786	10,895	799	1,295	797

En los anexos 2.3, 2.4 y 2.5, se presentan los modelos utilizados y la proyección de la demanda de energía y potencia máxima anual para cada una de las Empresas Distribuidoras, Consumidores No Regulados, Grandes Demandas y Nuevas Demandas.

### 5.5.7 Proyección de la Demanda de Energía y Potencia Mensual

La proyección de la demanda de energía y potencia mensual de largo plazo se obtiene, a partir de la siguiente metodología:

### 5.5.8 Proyección de la Demanda de Energía Mensual

Para estimar los retiros mensuales de cada centro de demanda durante el período proyectado, inicialmente se calcula un factor de distribución mensual de energía con respecto a la energía anual, utilizando la siguiente relación:

$$Factor_{mes(i),año(j)} = \frac{Energía_{mes(i),año(j)}}{Energía_{año(j)}}$$

Se observa que los valores de este factor siguen una estacionalidad típica que refleja la variabilidad mensual del consumo en cada centro. En la proyección se utilizó como factor el promedio de los últimos cinco años.

La energía mensual se obtiene multiplicando el factor mensual por la energía anual previamente estimada.

$$Energía_{mes(i),año(j)} = Factor_{mes(i),año(j)} * Energía_{año(j)}$$

En el siguiente cuadro se presenta la demanda de energía mensual del sistema que se obtiene por agregación de las demandas de los centros de consumo:

DEMANDA DE ENERGÍA EN EL SIN (MWh)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
1996	222,277	207,592	231,985	222,402	235,088	225,213	237,248	237,551	230,005	241,185	232,185	240,954	2,763,686
1997	244,821	213,248	244,555	245,128	249,080	243,357	254,092	256,023	255,912	267,406	252,679	261,798	2,988,099
1998	261,935	234,134	268,403	262,225	269,345	265,298	277,640	273,295	266,316	281,200	268,291	275,464	3,203,545
1999	272,323	247,363	285,766	270,145	277,214	272,699	282,991	279,564	287,273	298,849	284,423	291,945	3,350,556
2000	287,105	272,419	280,807	274,997	282,161	278,567	281,096	286,095	278,660	294,474	278,107	282,259	3,376,747
2001	280,925	254,800	288,412	279,895	280,796	275,310	282,522	292,029	280,268	298,616	282,854	288,810	3,385,235
2002	294,435	258,853	295,433	293,063	296,324	282,850	299,559	302,242	294,001	313,724	298,115	303,604	3,532,203
2003	297,972	271,307	295,904	293,070	306,603	299,714	308,156	308,207	308,020	308,380	300,634	305,838	3,603,803
2004	311,615	287,804	324,332	308,106	305,753	304,528	314,304	315,997	318,604	331,429	317,321	331,234	3,771,027
2005	324,689	296,308	337,171	328,901	327,491	319,930	334,512	346,155	331,375	347,993	344,124	355,670	3,994,320
2006	346,262	318,787	366,102	346,669	352,311	350,237	360,440	370,303	360,517	381,731	371,316	381,166	4,305,840
2007	371,004	334,080	388,196	373,147	377,287	372,247	383,896	396,623	414,168	436,742	412,752	426,256	4,686,399
2008	424,428	391,783	428,450	419,789	423,220	407,510	438,157	439,848	426,585	450,376	440,006	447,838	5,137,991
2009	442,243	398,081	449,936	444,685	441,476	422,332	452,059	455,264	458,823	477,438	474,985	479,669	5,396,993
2010	464,909	425,661	505,481	467,442	472,477	462,095	483,405	479,712	500,704	520,043	504,423	527,669	5,814,020
2011	502,381	462,711	524,359	506,567	506,025	494,601	518,159	522,404	525,181	555,371	538,017	553,450	6,209,224
2012	536,172	491,943	558,390	539,526	538,988	526,802	572,690	577,301	580,384	613,557	594,459	609,916	6,740,129
2013	605,598	554,030	632,506	611,017	612,131	597,689	625,708	631,464	633,506	668,974	655,936	672,397	7,500,956
2014	668,350	611,525	692,985	669,179	671,150	654,888	685,420	691,711	693,408	731,832	709,563	727,056	8,207,066
2015	722,616	661,548	749,188	723,554	725,945	707,980	739,199	746,071	748,504	791,381	768,078	786,127	8,870,191
2016	770,268	705,030	798,644	770,915	773,537	754,063	787,351	794,908	797,355	843,309	818,460	837,728	9,451,568
2017	822,072	752,371	852,813	822,868	825,952	804,675	840,200	848,102	851,023	900,428	873,660	894,101	10,088,265
2018	873,843	799,625	906,597	874,326	877,522	854,619	892,379	901,076	904,076	956,925	928,489	950,269	10,719,746
2019	931,612	852,352	966,539	931,698	935,117	910,380	950,623	960,188	963,181	1,019,819	989,513	1,012,761	11,423,782
2020	994,031	909,295	1,031,263	993,660	997,341	970,618	1,013,512	1,023,998	1,026,998	1,087,698	1,055,377	1,080,235	12,184,025
2021	1,057,617	967,309	1,097,305	1,056,856	1,060,678	1,031,927	1,077,580	1,089,073	1,092,155	1,157,088	1,122,721	1,149,197	12,959,507
2022	1,125,389	1,029,152	1,167,697	1,124,187	1,128,164	1,097,240	1,145,818	1,158,378	1,161,562	1,231,036	1,194,487	1,222,680	13,785,790

### 5.5.9 Proyección de la Demanda Máxima Mensual

La demanda máxima mensual por centro de consumo se calcula dividiendo la energía horaria promedio del mes entre el factor de carga.

$$DMax_{mes(i),año(j)} = \frac{Energía_{mes(i),año(j)}}{N^{\circ} dias_{mes(i)} * 24hrs} = \frac{Energia Pr omedioHora_{mes(i),año(j)}}{FC_{mes(i),año(j)}}$$

La proyección se realizó para cada mes considerando una tasa de crecimiento para el factor de carga.

### 5.5.10 Proyección de la Demanda Máxima Coincidental Mensual

La demanda máxima coincidental es la demanda que se registra en el centro de demanda en el momento en que se produce la demanda máxima del sistema

Para un centro de demanda, el Factor de Coincidentalidad es la relación que existe entre su demanda coincidental y su demanda máxima:

$$Fcoin_{mes(i),año(j)} = \frac{Dcoincidental_{mes(i),año(j)}}{D max_{mes(i),año(j)}}$$

En los centros de consumo compuestos por varios nodos interconectados entre sí; es decir, donde se realizan intercambios de energía, se distribuye la carga del centro de demanda entre los nodos a través de coeficientes de participación para cada nodo.

1. Energía mensual proyectada para cada nodo:

$$EnergiaNodo_n = \alpha_n * EnergiaCentroDemanda$$

2. Demanda coincidental mensual proyectada por nodos.

$$DcoinNodo_n = \alpha_n * Dcoincidental$$

Las proyecciones de potencia máxima y potencia coincidental de los Consumidores No Regulados, Grandes Demandas y Nuevas Demandas se obtuvieron en base a la información suministrada por los Agentes y las empresas estatales, verificando su consistencia.

Las proyecciones de potencia máxima y potencia coincidental de las Nuevas Cargas Especiales se obtuvieron suponiendo un factor de carga promedio de 0.8 y un factor de coincidentalidad de 0.9.

En los anexos del 2.I al 2.VI, se presentan las proyecciones de la demanda de energía y potencia coincidental mensual para cada una de las Empresas Distribuidoras, Consumidores No Regulados y Grandes Demandas, Nuevas Demandas y Nuevas Cargas Especiales.

### 5.5.11 Proyección de la Demanda de Potencia del Sistema

El siguiente cuadro presenta la demanda máxima de potencia del sistema que se obtiene mediante la suma de las demandas coincidentales de los centros de consumo:

DEMANDA DE POTENCIA EN EL SIN (MW)

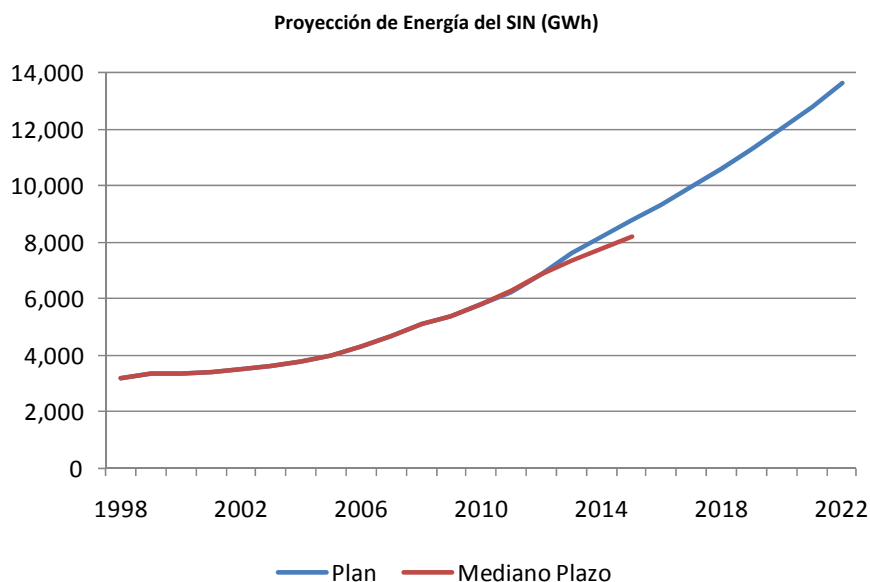
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
1997	546	550	551	561	564	571	572	578	584	582	578	576	584
1998	576	585	586	603	607	607	617	622	610	615	613	612	622
1999	601	586	613	612	617	620	633	634	640	642	644	633	644
2000	621	632	634	630	632	637	625	642	645	638	625	619	645
2001	611	631	630	641	639	639	636	647	645	642	638	643	647
2002	631	641	643	656	656	652	674	674	667	670	668	669	674
2003	656	668	665	684	677	676	661	676	683	675	680	671	684
2004	679	677	688	688	671	676	683	695	697	700	705	698	705
2005	699	721	725	728	727	726	727	746	739	740	753	759	759
2006	742	762	767	786	766	778	781	787	794	796	809	813	813
2007	783	797	821	839	816	821	818	836	886	875	895	874	895
2008	884	897	897	875	873	842	881	899	892	886	881	866	899
2009	859	863	871	885	868	849	873	902	909	915	929	939	939
2010	917	921	943	962	934	948	946	982	998	999	985	1,010	1,010
2011	965	1,012	993	1,040	1,013	996	1,030	1,038	1,042	1,051	1,061	1,087	1,087
2012	1,055	1,072	1,056	1,105	1,076	1,060	1,134	1,143	1,149	1,160	1,168	1,193	1,193
2013	1,183	1,201	1,194	1,246	1,216	1,198	1,232	1,244	1,249	1,262	1,281	1,307	1,307
2014	1,295	1,316	1,297	1,353	1,320	1,302	1,339	1,350	1,357	1,370	1,378	1,404	1,404
2015	1,398	1,418	1,397	1,457	1,423	1,403	1,438	1,452	1,461	1,477	1,485	1,512	1,512
2016	1,483	1,505	1,482	1,546	1,511	1,489	1,527	1,540	1,552	1,568	1,577	1,606	1,606
2017	1,577	1,600	1,577	1,645	1,607	1,583	1,623	1,638	1,651	1,669	1,677	1,708	1,708
2018	1,671	1,695	1,670	1,741	1,702	1,676	1,718	1,734	1,748	1,767	1,776	1,809	1,809
2019	1,775	1,801	1,773	1,849	1,807	1,779	1,823	1,841	1,855	1,876	1,885	1,921	1,921
2020	1,886	1,914	1,884	1,964	1,921	1,890	1,937	1,955	1,972	1,994	2,004	2,043	2,043
2021	2,001	2,029	1,998	2,082	2,036	2,003	2,052	2,073	2,090	2,114	2,124	2,166	2,166
2022	2,122	2,152	2,118	2,208	2,158	2,123	2,175	2,198	2,216	2,242	2,252	2,297	2,297

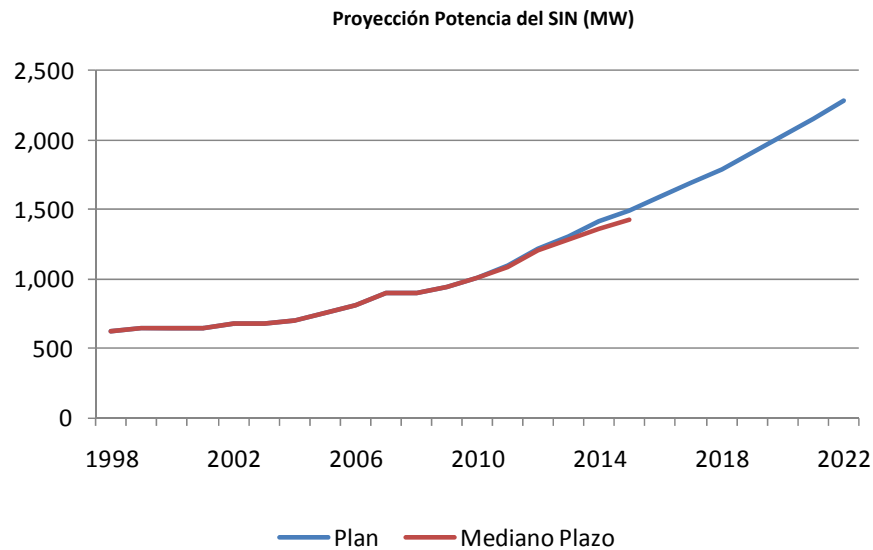
### 5.5.12 Proyección de la demanda de energía y potencia anual del SIN

Un resumen de las proyecciones de energía y potencia anual del SIN hasta el año 2022, es el siguiente:

Demanda de Energía y Potencia en el SIN					
Año	Energía		Potencia		Factor de Carga
	(GWh)	Tc	(MW)	Tc	
1997	2,988	8.1%	584		0.58
1998	3,204	7.2%	622	6.6%	0.59
1999	3,351	4.6%	644	3.5%	0.59
2000	3,377	0.8%	645	0.1%	0.60
2001	3,385	0.3%	647	0.3%	0.60
2002	3,532	4.3%	674	4.2%	0.60
2003	3,604	2.0%	684	1.5%	0.60
2004	3,771	4.6%	705	3.0%	0.61
2005	3,994	5.9%	759	7.7%	0.60
2006	4,306	7.8%	813	7.1%	0.60
2007	4,686	8.8%	895	10.1%	0.60
2008	5,138	9.6%	899	0.4%	0.65
2009	5,397	5.0%	939	4.5%	0.66
2010	5,814	7.7%	1,010	7.5%	0.66
2011	6,209	6.8%	1,087	7.6%	0.65
2012	6,740	8.6%	1,193	9.8%	0.64
2013	7,501	11.3%	1,307	9.5%	0.66
2014	8,207	9.4%	1,404	7.5%	0.67
2015	8,870	8.1%	1,512	7.6%	0.67
2016	9,452	6.6%	1,606	6.2%	0.67
2017	10,088	6.7%	1,708	6.3%	0.67
2018	10,720	6.3%	1,809	5.9%	0.68
2019	11,424	6.6%	1,921	6.2%	0.68
2020	12,184	6.7%	2,043	6.3%	0.68
2021	12,960	6.4%	2,166	6.0%	0.68
2022	13,786	6.4%	2,297	6.1%	0.69

Estos resultados en forma gráfica se presentan a continuación:





En estos gráficos se presenta tanto la proyección realizada en el Plan como la realizada en el estudio de Mediano Plazo del periodo noviembre 2011 – octubre 2015. La diferencia entre estas proyecciones se debe principalmente a que el Plan considera adicionalmente la categoría Nuevas Demandas (incorporación al SIN de los sistemas aislados de Tarija, Chaco, Beni y Las Misiones y nuevos emprendimientos industriales y mineros).

### 5.6. Demanda de Energía Semanal por Bloques Horarios

Para obtener la alternativa óptima de expansión, se utiliza el Modelo OPTGEN, que en su etapa de simulación de la operación considera etapas mensuales en 5 bloques horarios (extra punta, punta, alto, medio y bajo).

Para realizar este proceso, se calculan factores de distribución mensual que desagregan la energía mensual en los bloques de extra punta, punta, alto, medio y bajo. Esta desagregación se ha realizado sobre la base de los registros del Sistema de Medición Comercial del año 2010, agrupando la demanda en los bloques de la siguiente forma:

**Asignación de Horas del Día en Bloques Horarios**

Bloque	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
Extra Punta		20	20				
Punta	20 y 21	21	21	20 y 21	20 y 21		
Alto	19 y 22	19 y 22	19 y 22	19 y 22	19 y 22	19 a 22	20 y 21
Medio	8 a 18, 23 y 24	8 a 18 y 23 a 24	8 a 18 y 23 a 24	8 a 18 y 23 a 24	8 a 18 y 23 a 24	8 a 18 y 23 a 24	19, 22 y 23
Bajo	1 a 7	1 a 7	1 a 7	1 a 7	1 a 7	1 a 7	1 a 18 y 24

## 6. SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EXISTENTE

### 6.1. Oferta actual de generación

El parque generador existente a octubre del 2011 es el que se indica en el siguiente cuadro, donde la capacidad efectiva de las centrales termoeléctricas corresponde a temperaturas máximas para una probabilidad de excedencia de 98% en la hora de punta (entre hs 19:00 y hs 20:00)

Potencia Disponible a octubre de 2011 (MW)

	Número de Unidades	En Borne de Generador	En Borne de Alta Tensión
<b>Hidroeléctricas</b>			
Sistema Zongo	21	187.77	183.82
Sistema Corani	9	148.73	147.00
Sistema Taquesi	4	89.27	87.69
Sistema Miguillas	9	21.11	20.66
Sistema Yura	7	19.04	18.44
Kanata	1	7.54	7.10
Quehata	3	2.28	2.19
<i>Subtotal</i>	<i>54</i>	<i>475.74</i>	<i>466.90</i>
<b>Termoeléctricas *</b>			
Guaracachi (35 °C)	7	247.18	238.11
Santa Cruz (35 °C)	2	38.78	38.04
Carrasco (36 °C)	2	101.89	99.59
Bulo Bulo (36 °C)	2	87.28	82.58
Entre Rios (36 °C)	4	98.66	97.07
V. Hermoso (28 °C)	4	68.49	67.05
Aranjuez –TG (25 °C)	1	17.09	16.66
Aranjuez –MG (25 °C)	7	10.73	10.45
Aranjuez –DF (25 °C)	3	7.56	7.47
Kenko (17 °C)	2	17.90	17.53
Karachipampa(18 °C)	1	13.49	13.35
Guabirá	1	21.00	20.66
Moxos	12	12.70	12.22
Trinidad	8	2.50	2.41
<i>Subtotal</i>	<i>56</i>	<i>745.25</i>	<i>723.19</i>
<b>TOTAL</b>		<b>1,220.99</b>	<b>1,190.09</b>

\* A temperatura máxima para una probabilidad de excedencia de 98% en la hora de punta

## 6.1.1 Ampliaciones y retiros en generación

En el presente estudio se consideran fijos los siguientes proyectos de generación:

Proyectos de Generación Decididos

FECHA DE ADICIÓN	CENTRAL O UNIDAD	MW	OBSERVACIONES
Noviembre de 2011	Carrasco - TM2500	24.4	Plan De Emergencia
Diciembre de 2011	Moxos - Diesel	20.0	Plan De Emergencia
Febrero de 2012	Kenko - TM2500	17.5	Plan De Emergencia
Julio de 2012	Hidroeléctrica San Jacinto	7.0	Ingreso de la interconexión con Tarija
Julio de 2012	La Tablada	6.3	Ingreso de la interconexión con Tarija
Julio de 2012	SECCO	18.0	Ingreso de la interconexión con Tarija
Septiembre de 2012	Valle Hermoso - TITAN 1 y 2	20.4	Plan De Emergencia
Septiembre de 2012	Valle Hermoso - TITAN 3 y 4	20.4	Plan De Emergencia
Septiembre de 2012	Kenko - TRENT 60WLE	32.2	Plan De Emergencia
Enero de 2013	Bulo Bulo - LM6000PC	44.8	Ingreso al parque generador
Marzo, Junio y Dic de 2013	3 TG a gas en el Chaco	134.3	Ingreso al parque generador
Enero de 2014	Guabirá y UNAGRO	39.0	Ingreso al parque generador
Junio de 2014	Misicuni Fase I	80.0	Ingreso al parque generador
Junio de 2015	San Buenaventura	10.5	Ingreso al parque generador

## 6.1.2 Información básica de generadores térmicos

En el Anexo 3.1, se presentan las principales características de las unidades de generación térmica existentes.

## 6.1.3 Información básica de generadores hidroeléctricos

En el Anexo 3.2, se presentan las principales características de las unidades de generación hidroeléctrica existentes.

## 6.1.4 Información básica del sistema de transmisión existente

En el Anexo 3.3, se presentan las principales características del sistema de transmisión existente.

## 6.1.5 Ampliaciones y Retiros en Transmisión

Se consideran fijos los siguientes proyectos de expansión del sistema de transmisión:

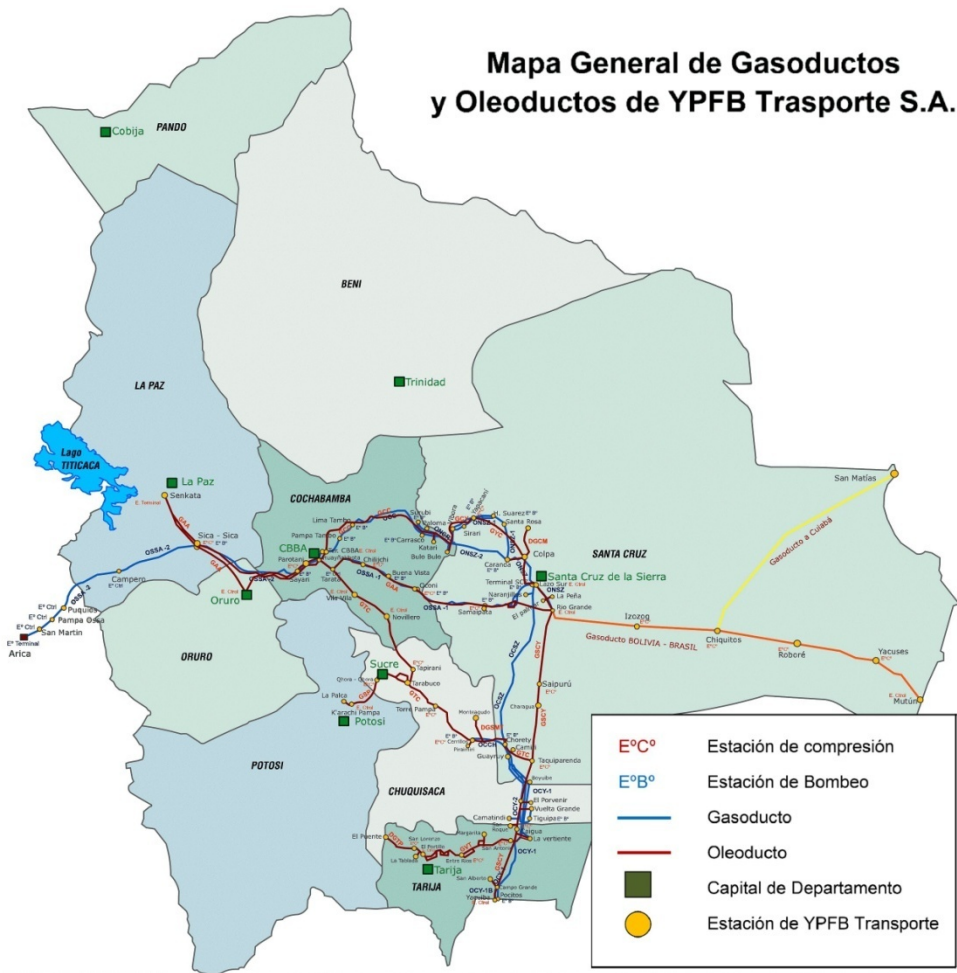
Proyectos de Transmisión Decididos

AÑO	PROYECTOS	TENSION (kV)	LONGITUD (Km)	CAPACIDAD (MW)
Enero de 2012	Subestación Chimore (Div. línea Carrasco-San José) *	230		
Abril de 2012	Adecuación Subestación Larecaja *	115		
Mayo de 2012	Elev. Tensión línea Potosi - Punutuma *	115	73	74
Julio de 2012	Línea Punutuma - Tarija *	230	252	130
Noviembre de 2012	Ampliación Subestación Arocagua *	115		
Noviembre de 2012	Subestación Cataricagua (Div. línea Catavi-Vinto) *	115		
Marzo de 2013	Línea Tarija - Chaco (DTI)	230	150	143
Junio de 2014	Línea Santivañez - Viloma -La Cumbre	230	277	150
Junio de 2014	Transformador La Cumbre	230/115		143
Junio de 2014	Línea Misicuni-Viloma	230	15	150

(\*) Proyectos en ejecución

## 7. OFERTA DE GAS NATURAL

La siguiente figura muestra la red principal de gasoductos existentes en el país.



Actualmente, los departamentos de Cochabamba, Oruro y La Paz se abastecen a través del gasoducto Río Grande - Parotani que tiene una capacidad de 75 MMPCD (millones de pies cúbicos por día). Adicionalmente, estos departamentos son abastecidos por el aporte de la reconversión del Oleoducto Carrasco Cochabamba (OCC) y los tramos 1 y 3 del gasoducto en construcción Carrasco - Cochabamba (GCC) con 33 MMPCD, lo cual incrementa la inyección de gas natural al GAA hasta 108 MMPCD.

Los departamentos de Sucre y Potosí se abastecen a través del gasoducto Taquipirenda - Tarabuco (GTC), que tiene una capacidad de 21 MMPCD.

Tarija se abastece del Gasoducto Villamontes - Tarija (GVT), que tiene una capacidad de 13.8 MMPCD.

## 7.1. Proyectos de Expansión de Gasoductos

Los proyectos de expansión de la red de gasoductos del Mercado Interno informados por YPFB Transportes para el Mercado Interno se presentan a continuación:

### Gasoducto GCC (Carrasco - Cochabamba)

- Hasta el año 2012: 120.0 MMPCD

### Gasoducto GAA (Huayñacota - Senkata)

- Hasta el año 2013: 66.1 MMPCD
- Hasta el año 2015: 77.7 MMPCD
- Hasta el año 2016: 83.3 MMPCD

### Gasoducto GVT (Villamontes - Tarija)

- Hasta el año 2012: 64.0 MMPCD

### Gasoducto GTC (Taquioperenda - Cochabamba) - GTS (Tarabuco - Sucre)

- Hasta el año 2012: 29.4 MMPCD (sujeto a optimización GTC)
- Hasta el año 2015: 37.9 MMPCD (sujeto a expansión GTC)


Los costos asociados a estas expansiones se presentan a continuación:

Proyectos de Expansión de Gasoductos de YPFB Transporte S.A

Proyecto	Tramo / Ducto	Puesta en Operación	Capacidad Meta (MMPCD)	Cap. Incr. (MMPCD)	Inversión (MMUS\$)	Inv. Unitaria (MUS\$/MPCD)
Cbba - La Paz	GAA, Tramo Huayñacota-Senkata	2011	De 43.9 a 54.3	10.4	13.4	
	GAA, Tramo Huayñacota-Senkata	2013	De 54.3 a 66.1	8.8	23.9	
	GAA, Tramo Huayñacota-Senkata	2015	De 66.1 a 77.7	11.6	17.2	
	GAA, Tramo Huayñacota-Senkata	2016	De 77.7 a 88.3	10.6	8.3	
	TOTAL La Paz			41.4	62.8	1,517
Cbba - Sucre	Taquioperenda-Tarabuco	2012	De 21.0 a 29.4	8.4	5.9	
	Tarabuco-Sucre	2015	De 29.4 a 37.9	8.5	20.8	
	TOTAL Sucre			16.9	26.7	1,580
Sucre - Potosí	Sucre-Potosí	2012	De 6.8 a 8.9	2.1	7.2	
	Sucre-Potosí	2014	De 8.9 a 11.2	2.3	4.3	
	TOTAL Sucre-Potosí			4.4	11.5	2,614
Vill - Tarija	Villamontes-Tarija	2012	De 13.8 a 64.0	50.2	14.6	291

Debido a la falta de capacidad de los gasoductos existentes en La Paz, Sucre, Potosí y Tarija, el costo de inversión de las unidades térmicas a gas natural en estas zonas considera el costo asociado a la expansión de los mismos.

De acuerdo a la información suministrada por YPFB, las ampliaciones de capacidad señaladas se utilizarán para todas las categorías de consumo (industrial, transporte, residencial, eléctrico, etc.). Por ejemplo, se precisarán 3.5 MMPCD en Karachipampa



para satisfacer la demanda de este Complejo Metalúrgico, lo que disminuye la capacidad incremental en Potosí de 4.4 MMPCD a 0.9 MMPCD en el año 2014.

En Santa Cruz, Carrasco, Cochabamba y Chaco se considera que no existen restricciones de suministro de gas natural para la generación de energía eléctrica por lo que no se toman en cuenta costos de expansiones de gasoductos asociados a la generación de energía eléctrica.

## **8. PROYECTOS CANDIDATOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN**

Los proyectos candidatos de generación considerados en el presente estudio se dividen en dos categorías: Proyectos con energías renovables y Proyectos con generación en base a gas natural. A continuación se presenta los mismos:

### **8.1 Proyectos Candidatos de Generación con Energías Renovables**

Los proyectos candidatos de generación con energías renovables utilizados en el presente estudio son el Proyecto Hidroeléctrico de San José, el Proyecto Geotérmico de Laguna Colorada, el Proyecto Múltiple Misicuni Fase II, los proyectos Umopalca y Palillada en la cuenca del río Miguillas, los proyectos de San Cristóbal, Anazani y Santa Rosa en la cuenca del río Unduavi, el Proyecto Múltiple Rositas y el Proyecto Hidroeléctrico Huacata.

Todos los proyectos indicados, a excepción del Proyecto Huacata, forman parte del Plan Óptimo de Expansión por lo que sus características se presentan en el punto 11 de este documento.

El embalse del Proyecto múltiple Huacata aprovecha las aguas de los ríos Huacata y Quebrada Negra, y consta de un sistema de obras de derivación del río Huacata, embalse de regulación Quebrada Negra y obras hidráulicas para los sistemas de agua potable, riego y central hidroeléctrica.

El embalse de regulación del proyecto Huacata, regulará las aguas de los ríos Huacata y de la Quebrada Negra, para la dotación de un caudal de  $0.86 \text{ m}^3/\text{s}$  durante 5 meses de estiaje (Julio a Noviembre), con una garantía del 90%. Este flujo de agua regulada equivalente a un volumen de agua de  $11.3 \text{ hm}^3$ , permitirá la generación de energía hidroeléctrica durante los meses de estiaje asegurando una potencia firme en las horas de máxima demanda en el sistema de  $5.83 \text{ MW}$  durante todo el año, para un caudal de  $1.4 \text{ m}^3/\text{s}$ .

El costo económico de generación es de  $115.9 \text{ US\$/MWh}$ , cuyo detalle se presenta en el anexo 4.

Este proyecto no ha sido seleccionado en el presente plan de expansión por sus elevados costos. Sin embargo, considerando su carácter múltiple, se recomienda analizar los otros beneficios de este proyecto (agua potable y riego) para establecer su viabilidad económica.

### **8.2 Proyectos Candidatos con Generación a Gas Natural**

Como proyectos candidatos se consideran turbinas a gas de ciclo abierto y unidades de ciclo combinado. Para la selección de los proyectos se consideran todas las unidades publicadas en el Gas Turbine World Handbook 2010. Para las inversiones en Bolivia, se considera el precio FOB indicado en la revista, incrementado en 50%, de acuerdo a la metodología de cálculo del Precio Básico de la Potencia vigente en el sector.

Los costos de generación han sido calculados utilizando los siguientes parámetros:

**PARAMETROS ADOPTADOS**

Potencia	MW	Fuente: Gas Turbine World Handbook 2010
Heat Rate	BTU/kWh	Fuente: Gas Turbine World Handbook 2010
Precio Básico	MUS\$	Fuente: Gas Turbine World Handbook 2010
Precio Real	1.5 * Precio Basico	
Poder Calorífico de gas	950 BTU/PC	
Costo Económico Gas	6.7 US\$/MPC con impuestos	
Pérdidas Transformacion	2 %	
Incremento Consumo al 85%	1/0.95	
O&M variable	1.278 US\$/MWh	Ciclo Abierto
O&M variable	2.87 US\$/MWh	Ciclo Combinado
Tiempo Operación	5000 horas/año	
Vida Util	20 años	
O&M Fijo	1.5 % Inversion	

*Nota: El precio de oportunidad del gas corresponde al año 2019*

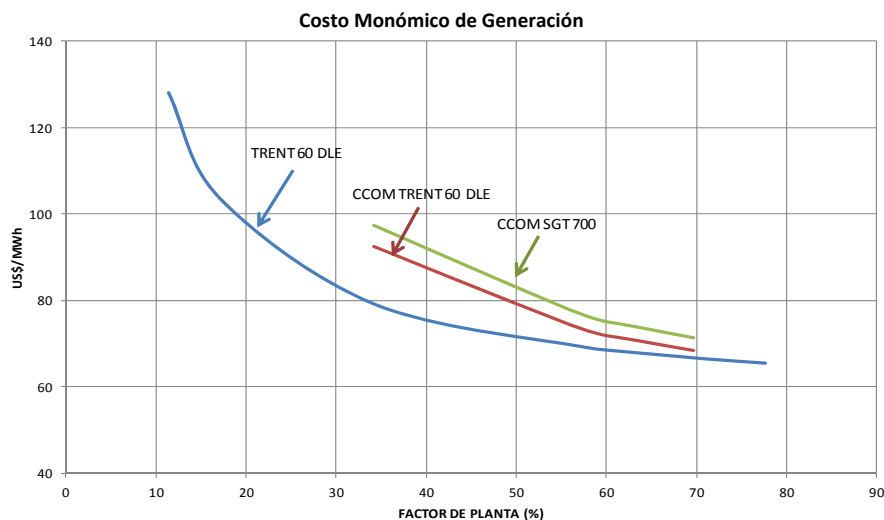
Los costos de generación de las unidades térmicas listadas en el World Handbook, considerando 5000 horas de operación por año, son los siguientes:

**UNIDADES TERMICAS CANDIDATAS**  
CONDICIONES ISO (Bolivia) - PRECIO GAS 6.7 US\$/MPC - 5000 Horas por año

Modelo	Potencia MW	Heat Rate Btu/kWh	Costo Inversión US\$/kW	Precio Monómico US\$/MWh
<b>CICLO ABIERTO</b>				
Trent60 DLE	51.69	8138	482	69.44
LM6000PH	51.00	8135	484	69.47
LM6000PD	43.07	8173	505	70.36
LM6000PF	42.73	8222	542	71.83
LM6000PG	53.50	8582	474	72.12
LM6000PC	43.84	8519	500	72.50
LM2500 PH STIG	27.63	8450	560	73.85
RB211-GT61 DLE	32.12	8680	536	74.65
LM2500+ RD	33.17	8774	533	75.16
FT8-3 TwinPac	62.01	9215	448	75.47
SGT-800	47.00	9096	482	75.75
LM2500PR	30.46	8854	544	76.03
LM2500+ RC	36.33	9184	490	76.57
PG6591C	45.40	9315	484	77.23
RB211-GT62 DLE	29.50	9055	544	77.34
PG6111FA	77.10	9760	416	78.11
LM2500PK	30.98	9287	527	78.37
FT8-3 Power Pac	30.85	9260	535	78.43
LM2500PR	29.32	9182	554	78.49
RB211-G62 DLE	27.52	9415	549	79.87
SGT-700	29.06	9480	541	80.05
LM2500PK	29.32	9629	536	80.88
GT8C2	56.30	10080	449	81.20
H-25	31.00	9806	528	81.81
PG6581(B)	42.10	10642	450	84.93
MF-221	30.00	10670	522	87.31
PG5371PA	26.30	11990	525	96.08
<b>CICLO COMBINADO</b>				
SCC-800 2x1 (2xSGT-800)	135.10	6274	928	72.32
2xTrent 60 DLE (2xTrent)	129.90	6464	927	73.55
ScC-700 2x1 (2xSGT700)	83.60	6589	1,011	76.92
2RB211-GT62(2xRB211)	79.50	6640	1,019	77.51
H2025 (2xH-25)	87.80	6785	992	77.62
Trent 60 WLE	101.90	6965	953	77.63
FT8-3 TwinPac (2xSGT600)	74.20	6653	1,033	78.00
2xRB211-G62 (2RB211)	75.50	6799	1,023	78.65

Para el presente estudio se utiliza la turbina aeroderivada TRENT60 DLE como unidad térmica candidata de ciclo abierto. Respecto a las turbinas industriales, las turbinas aeroderivadas tienen la ventaja adicional de eliminar los tiempos de indisponibilidad por concepto de mantenimientos mayores (en las turbinas industriales estos tiempos son alrededor de 45 días) ya que por su tamaño compacto permiten el reemplazo de la turbina durante el tiempo de mantenimiento. Por ejemplo en nuestro país, durante los mantenimientos mayores de las de unidades aeroderivadas en Bulo Bulo, Kenko y Karachipampa, las empresas generadoras alquilan turbinas por lo que prácticamente no han existido periodos de indisponibilidad asociados a los mantenimientos mayores.

A continuación se presenta una comparación de las unidades de ciclo combinado respecto a la turbina Trent DLE:



Como se observa en este gráfico, las turbinas a gas tienen costos monómicos desde 120 US\$/MWh para operación en punta hasta 62 US\$/MWh para operación en base. Los costos monómicos de operación para ciclos combinados están en un rango de 80 US\$/MWh para operación en semibase hasta 72 US\$/MWh para operación en base. Por esta razón, en el presente informe sólo se utilizan las turbinas a gas de ciclo abierto como unidades térmicas candidatas.

### 8.2.1 Características de las unidades térmicas en función a su ubicación

En las turbinas a gas, la capacidad efectiva disminuye con la altura y con la temperatura, es decir, a mayor altura y temperatura la capacidad es menor.

En forma opuesta, el consumo específico aumenta con la temperatura, es decir, a menor temperatura, la eficiencia de las unidades es mayor.

Los sitios de menor altitud (Carrasco, Guaracachi) están asociados a temperaturas mayores que los sitios de mayor altitud (La Paz, Sucre). Esto hace que el efecto negativo de disminución de capacidad por altura se vea aminorado por el aumento de capacidad debido a la disminución de la temperatura. De la misma forma, en los sitios de mayor altitud (que tienen menor temperatura que los sitios de menor altitud), el consumo de gas es menor que en los sitios de menor altitud para el mismo nivel de potencia.

En las publicaciones especializadas, tanto la capacidad efectiva como el consumo específico están referidos a condiciones ISO (15 grados centígrados a nivel del mar).

Para establecer la capacidad efectiva y el consumo específico en los lugares de emplazamiento real de las turbinas, es necesario utilizar factores de corrección que relacionan las condiciones ISO a las condiciones del sitio en función de la altura y la temperatura media de los sitios de ubicación. Estos factores se presentan en los siguientes cuadros:

**TURBINAS A GAS**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA CAPACIDAD EFECTIVA**  
**(DE CONDICIONES ISO A CONDICIONES EN SITIO)**

	Corrección por altura		Corrección por Temperatura		Factor Combinado	
	m.s.n.m.	Factor	Temp.Medía	Factor	T. Media	T.Max.Prob.
Guaracachi	416	0.951	25	0.931	0.885	0.823
Carrasco	245	0.971	25	0.931	0.904	0.841
Cochabamba	2,620	0.727	18	0.979	0.712	0.662
Sucre	2,890	0.704	15	1.000	0.704	0.655
Tarija	1,850	0.798	19	0.972	0.776	0.722
Chaco	720	0.917	23	0.944	0.866	0.805
La Paz	4,000	0.627	10	1.035	0.649	0.604

**TURBINAS A GAS**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN DEL HEAT RATE**  
**(DE CONDICIONES ISO A CONDICIONES EN SITIO)**

	Temp. Media	Factor
Guaracachi	25	1.024
Carrasco	25	1.024
Cochabamba	18	1.007
Sucre	15	1.000
Tarija	19	1.010
Chaco	23	1.019
La Paz	10	0.988

Utilizando estos factores de corrección, la capacidad efectiva y el heat rate de la turbina seleccionada (TRENT60 DLE) en los distintos lugares de emplazamiento es la siguiente:

**TURBINA TRENT60 DLE**

Sitio	Temp. Media	Capacidad	
		en sitio (MW)	Heat Rate (BTU/kWh)
ISO	15	51.69	8,138
Guaracachi	25	45.75	8,332
Carrasco	25	46.73	8,332
Cochabamba	18	36.80	8,197
Sucre	15	36.39	8,140
Tarija	19	40.11	8,217
Chaco	23	44.76	8,293
La Paz	10	33.55	8,044

## 8.2.2 Costos de Inversión de la Turbina Trent DLE

En los lugares donde se requiere ampliar la capacidad de los gasoductos para instalar turbinas a gas (Sucre, Potosí, Tarija y La Paz), es necesario añadir al costo de inversión de la turbina el costo de ampliación del gasoducto correspondiente (estos costos unitarios fueron calculados en el capítulo 6 de este documento). A continuación se presenta el costo de inversión en gasoductos para instalar una unidad Trent 60 DLE en los sitios mencionados:

COSTO DE INVERSIÓN EN GASODUCTOS PARA TURBINA TRENT60DLE					
	Capacidad al 91% (MPCD)	COSTO GASODUCTO			INVERSION GASODUCTO (MMUS\$)
		Capa.Inc (MMPCD)	Inversión (MMUSD)	Costo Unitario (MUS\$/MPCD)	
Guaracachi	9,223				
Carrasco	9,421				
Cochabamba	7,300				
Sucre	7,167	16.9	26.7	1,580	11.3
Tarija	7,975	50.2	14.6	291	2.3
Chaco	8,983				
La Paz	6,530	41.4	62.8	1,517	9.9
Potosí	6,530	4.4	18.5	4,194	27.4

Los costos de inversión de la turbina en función de su localización y la necesidad de gasoductos se presentan a continuación:

COSTO DE INVERSION (MUS\$)			
	TURBINA	GASODUCTO	TOTAL
Guaracachi	24,911		24,911
Carrasco	24,911		24,911
Cochabamba	24,911		24,911
Sucre	24,911	11,324	36,235
Tarija	24,911	2,319	27,231
Chaco	24,911		24,911
La Paz	24,911	9,905	34,816
Potosí	24,911	27,382	52,293

## 8.2.3 Comparación de Costos de Operación

Como se mencionó anteriormente, una de las ventajas de la turbina Trent 60 DLE es su alta eficiencia en comparación al resto de las turbinas. A continuación se presenta una comparación entre los costos de operación de las unidades térmicas existentes y la turbina seleccionada:

**COSTO DE OPERACIÓN DE UNIDADES TÉRMICAS A TEMPERATURA PROMEDIO  
COSTO DEL GAS NATURAL = 6.7 US\$/MPC CON IMPUESTOS**

SITIO	UNIDAD	TEMP °C	POTENCIA INYECTADA (MW)	COSTOS AL 91%	
				HEAT RATE MMBTU/MWh	COSTO US\$/MWh
Santa Cruz	GCH1	25	18.39	13.75	86.14
	GCH11	25	62.06	10.73	67.61
	GCH10COM	25	102.20	7.38	48.14
	<b>TRENT60GCH</b>	25	44.83	8.65	54.83
Carrasco	BUL1	25	43.43	9.26	58.63
	CAR1	25	52.78	10.13	63.92
	ERIOS1	25	26.38	10.28	64.87
	<b>TRENT60CAR</b>	25	45.79	8.65	54.83
Cochabamba	VHE1	18	18.15	12.09	75.98
	<b>TRENT60 VHE</b>	18	36.06	8.51	53.98
Sucre	ARJ8	15	17.97	12.23	76.82
	ARJ9	15	1.46	9.72	61.46
	<b>TRENT60 SUC</b>	25	35.66	8.45	53.61
La Paz	KEN1	10	9.15	12.69	79.63
	<b>TRENT60 KEN</b>	10	32.87	8.35	53.00
Potosí	KAR	9	14.32	12.14	76.25
Tarija	TAB1	15	2.94	13.11	82.26
	<b>TRENT60 TAR</b>	18	39.31	8.53	54.10
Chaco	CHA01, 02, 03	28	34.60	8.61	54.59
	<b>TRENT60 CHA</b>	28	43.86	8.61	54.59

Como se observa, la alta eficiencia de la turbina seleccionada implica importantes ahorros en combustible y costos operativos con respecto a las turbinas existentes. Debido a que el costo de combustible influye directamente en el costo marginal se puede indicar que el uso de turbinas eficientes al disminuir el costo marginal disminuirá las tarifas al consumidor final.

### 8.3 Proyectos candidatos de transmisión

En la siguiente tabla se presentan los proyectos candidatos de transmisión que fueron considerados en el presente estudio.

Área	Proyectos Candidatos de Expansión	Tensión (KV)	Longitud (Km)	Capacidad (MW)
Central	Subestación Coboce, Div. LT CAT-VHE	115		
Central	Subestación Sacaba, Div. LT SIS-ARO	115		
Central	Transformador 100 MVA en S/E Viloma	230/115		95.0
Central	Línea Santivañez-Viloma (segunda terna)	230	35.0	150.0
Central	Línea San José-Santivañez	230	75.8	142.5
Central	Línea Carrasco-San José	230	134.0	163.0
Central	Línea San José-Viloma	230	87.0	142.5
Central	Línea Corani-Arocagua	115	35.0	74.0
Central	Transformador 100 MVA en S/E Santivañez	230/115		95.0
Central	Línea Santivañez-Coboce	115	23.0	81.0
Central	Línea Valle Hermoso-Coboce	115	45.0	81.0
Oruro	Transformador 50 MVA en S/E Vinto (Nuevo)	115/69		47.5
Oruro	Transformador 100 MVA en S/E Vinto (Segundo transformador)	230/115		95.0
Beni	Línea Chimoré-Moxos	230	275.0	142.5
Beni	Transformador 100 MVA en S/E Moxos	230/115		95.0
Beni	Línea Moxos-Trinidad (segunda línea)	115	86.2	74.0
Beni	Línea Yucumo-San Buena Ventura	115	120.0	74.0
Norte	Subestación La Cumbre	115		
Norte	Línea Santivañez-Mazocruz-La Cumbre (doble terna incompleta)	230	304.3	284.0
Norte	Línea Palca-Mazocruz	230	30.8	150.0
Norte	Línea Palca-Ovejuyo-Cota cota	115	11.5	74.0
Norte	Subestación Palca (incluye transformador)	230/115		95.0
Norte	Línea Mazocruz-Cota cota	115	21.0	74.0
Norte	Línea Miguillas-Mazocruz	230	102.0	150.0
Norte	Línea Pichu-Cumbre	115	59.0	74.0
Norte	Línea Tangara-Vilcara-Miguillas	230	21.0	167.0
Oriental	Línea Montero-Mineros	115	35.0	74.0
Oriental	Línea Carrasco-Urubó	230	164.0	142.5
Oriental	Subestación Valle Sanchez (incluye transformador)	230/115		142.5
Oriental	Transformador 150 MVA en Subestación Palmasola	230/69		142.5
Oriental	Línea Rositas-Palmasola (doble terna)	230	125.9	284.0
Oriental	Línea Rositas-Palmasola (simple terna)	230	125.9	142.5
Oriental	Línea Palmasola-Urubó	230	20.4	150.0
Oriental	Línea Palmasola-Guaracachi	230	16.7	150.0
Sur	Línea Rositas-Sucre	230	280.0	142.5
Sur	Subestación Potosí (nuevo nodo retiro SEPSA)	115		
Sur	Línea Laguna Colorada-San Cristóbal (simple terna)	230	170.0	142.5
Sur	Transformador 100 MVA en S/E Punutuma	230/115		95.0
Sur	Capacitor de 12 MVAR en S/E Karachipampa	115		
Sur	Transformador 100 MVA en S/E Sucre	230/115		95.0
Sur	Línea Sucre-Karachipampa-Potosí	115	114.0	85.0
Sur	Subestación Karachipampa (incluye transformador)	115/69		47.5
Sur	Línea Sucre-Potosí	230	114.0	142.0
Sur	Transformador 75 MVA en S/E Potosí	230/115		71.0
Sur	Repotenciamiento Línea Karachipampa - Potosí (Cond Butte)	69	10.0	32.0
Sur	Repotenciamiento Línea Atocha - Villazón (Cond Butte)	69	176.1	32.0
Sur	Línea Punutuma-Quiburi	115	100.0	74.0
Sur	Línea Punutuma-Uyuni	115	90.1	74.0
Sur	Línea Uyuni-Quiburi	115	64.7	74.0
Sur	Línea San Cristóbal-Río Grande	230	40.0	142.5
Sur	Subestación Uyuni (incluye transformador)	230/115		48.0
Sur	Línea Villazón-Laguna Colorada	230	250.0	143.0
Sur	Línea Villazón-San Cristóbal	230	220.0	143.0
Sur	Línea Villazón-Tarija	115	118.0	74.0
Sur	Transformador 50 MVA en S/E Villazón	115/69		47.5
Sur	Línea Villazón-Tarija	230	118.0	142.5

Es importante señalar que el desarrollo de la red de transmisión del SIN requiere la construcción de líneas en 230 kV de mayor capacidad que las líneas actuales. Esto puede lograrse incrementando la temperatura máxima de operación del conductor y/o utilizando varios conductores por fase para aumentar la potencia natural y reducir considerablemente la impedancia de la línea, lo que le permite operar con mayores márgenes de estabilidad.

## 9. SUFICIENCIA DEL PARQUE DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN (CRITERIO n-1)

El criterio n-1 es un criterio de confiabilidad utilizado en la expansión de los sistemas eléctricos, que establece que el sistema eléctrico debe ser capaz de abastecer la demanda total del sistema ante la indisponibilidad permanente de uno de sus elementos sin exceder las capacidades máximas de transmisión y sin vulnerar las condiciones de desempeño mínimo.

Este criterio es equivalente a indicar que en cualquier nodo del sistema la demanda debe ser satisfecha por al menos dos medios alternativos de suministro.

A continuación se presentan algunos países donde se aplica este criterio de confiabilidad:

APLICACIÓN CRITERIO n-1 EN OTROS PAISES

País / Sistema	Criterio de expansión utilizado	
	Determinístico	Probabilístico
Alemania	n-1; n-2 en contingencias específicas	
Francia	n-1	Si
Holanda	n-1; n-2 en escenarios específicos	Planificada / controlada
Brasil	n-1	Se incorpora planificación probabilística
Japón	n-1 en red principal; n-2 en Tokio	Solo para análisis de desprendimientos
Canadá	n-2 en red principal y grandes ciudades	Se incorpora paulatinamente
EEUU	n-1 en general, n-2 excepcionalmente	
Escocia	n-1 en red principal, n-2 entre ciudades	En adopción
Reino Unido	n-2 en red principal y centros de carga	Se incorpora paulatinamente
India	n-1 en red principal de 500 kV	
Malasia	n-1 en general, n-2 excepcionalmente	
Israel	n-1 en general, n-2 en ciudades principales.	
Australia	n-1	
Italia	n-2	
Nueva Zelanda	n-1	
Chile	n-1	Costo esperado de falla de corto plazo

En esta tabla se observa que en los países más desarrollados, se utiliza el criterio n-2 para las redes principales.

En el Perú se ha establecido como meta de planificación que, para el año 2015, el sistema eléctrico debe satisfacer el criterio de confiabilidad n-1.

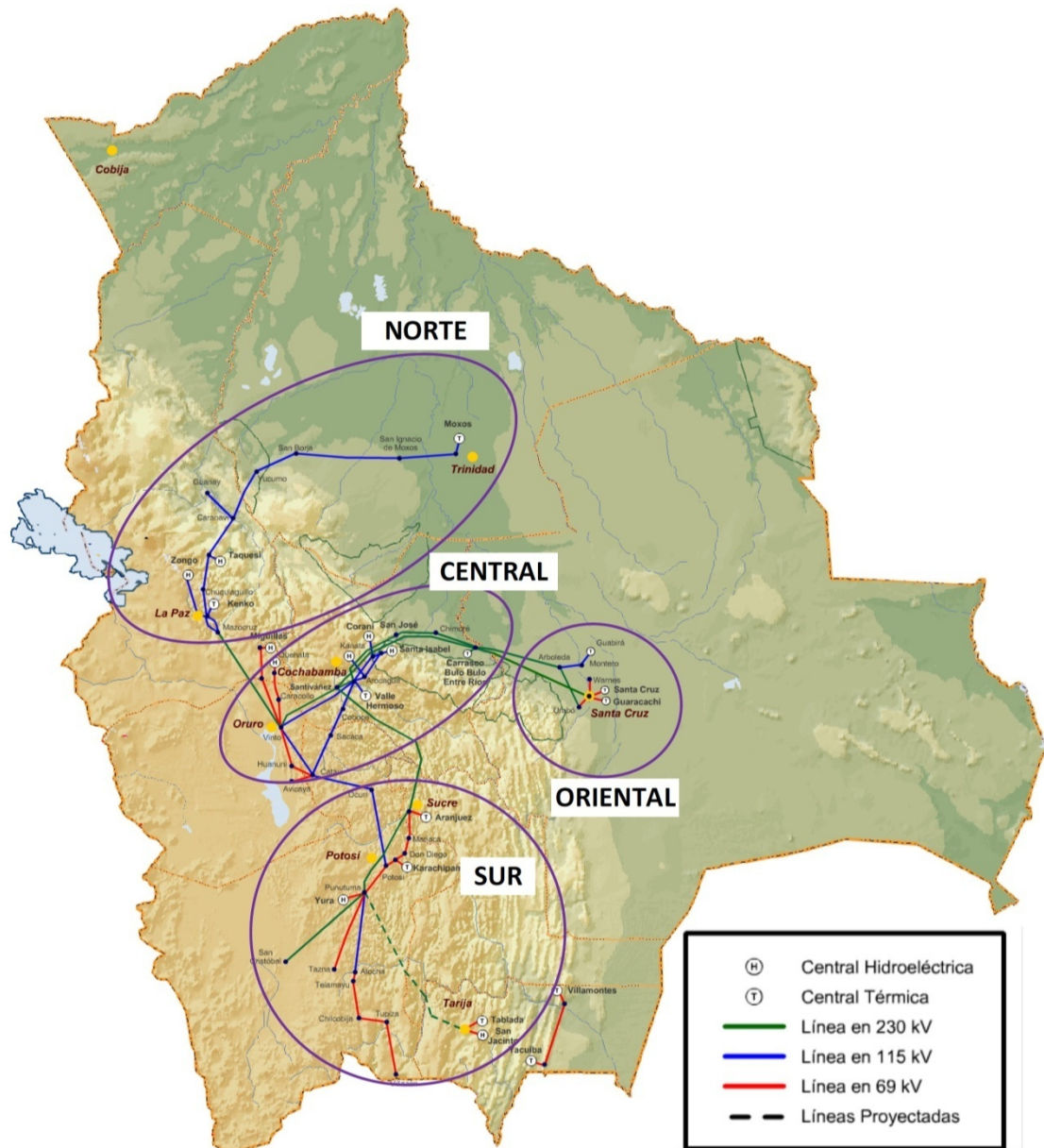
Si es que este criterio no se considera en la planificación, podrían existir zonas en las que se deben efectuar racionamientos ante indisponibilidades de elementos de transmisión. Estas zonas tendrían una calidad de servicio inferior a las de otras zonas en las que la indisponibilidad de elementos de transmisión no ocasiona racionamientos. Por lo indicado, la aplicación del criterio n-1 permite que todos los usuarios del sistema tengan una calidad de servicio más o menos similar, universalizando el criterio que no deben existir diferentes categorías de usuarios en función de la calidad de suministro.

Por las razones expuestas, en el presente estudio se utiliza el criterio n-1 como herramienta de planificación.

## 9.1 Criterio n-1 entre Áreas del SIN

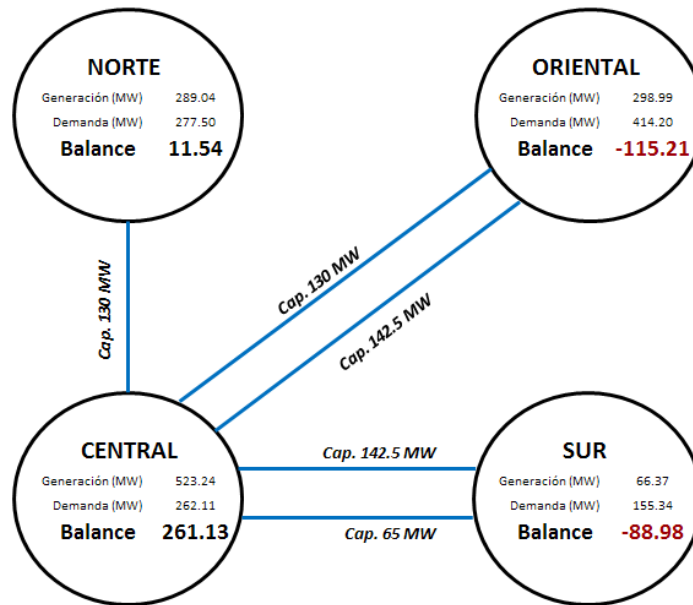
En la siguiente figura se presenta las áreas que componen el Sistema Interconectado Nacional. Estas áreas se utilizan para realizar un primer análisis de confiabilidad n-1 por áreas.

Áreas del Sistema Interconectado Nacional



A continuación se presenta un balance de potencia por áreas, para el año 2011:

### Balance por Áreas – Año 2011

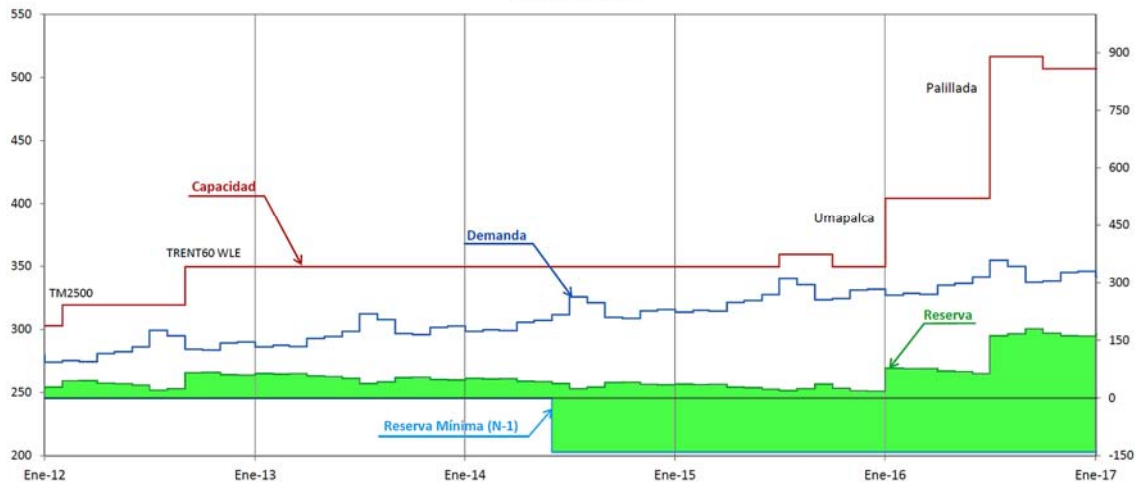


Los resultados del balance de potencia para el periodo de estudio 2012 - 2022 se presentan a continuación:

### Área Norte

El área norte comprende los departamentos de La Paz y Beni. Esta área está conectada al resto del SIN por medio de la línea Vinto – Kenko (ver figura anterior). El análisis n-1 de esta área implica que cuando la línea Vinto – Kenko esté indisponible, la generación local del área de La Paz y Beni tiene que ser suficiente para atender la demanda. En la siguiente figura se presenta un balance de potencia de esta área:

### ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD N-1 AREA NORTE



La línea azul representa la demanda máxima mensual del área. La línea roja representa la capacidad de generación disponible, que es igual a la capacidad efectiva disminuida en 4% por concepto de mantenimientos en las centrales hidroeléctricas y 7% en las centrales térmicas. En la parte inferior (valores en el eje secundario), la línea verde representa la reserva local de generación (diferencia entre la capacidad disponible y la demanda ante indisponibilidad de la línea Vinto – Kenko). La reserva de transmisión ante indisponibilidad de la línea Vinto – Kenko es igual a cero, hasta el ingreso de la línea Santiváñez – La Cumbre a mediados del año 2014, punto en el cual se incrementa hasta llegar a la línea inferior celeste.

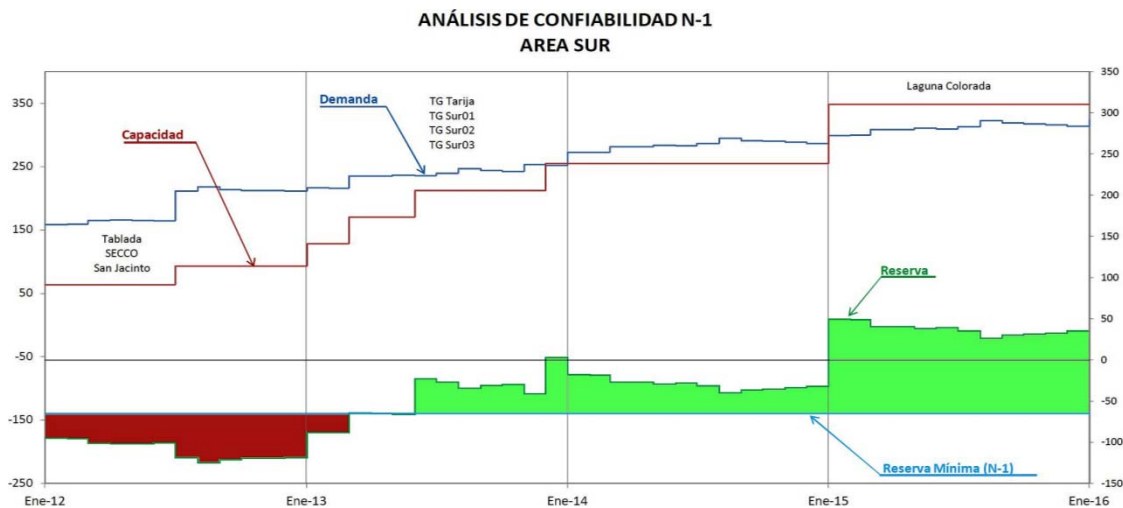
Como se puede observar, con el ingreso de las unidades generadoras del Plan de Emergencia en La Paz, la generación es siempre mayor a la demanda, por lo que no existiría racionamiento ante la indisponibilidad de la línea Vinto Kenko.

En junio del 2014, está previsto el ingreso de la línea Santiváñez – La Cumbre; con lo que al existir dos líneas que conectan el área norte con el área central, la condición n-1 (salida de la nueva línea Santiváñez - Cumbre), implica que la demanda de La Paz y Beni puede ser atendida con la generación local y la línea Vinto – Kenko (capacidad de 130 MW). Esta nueva disponibilidad de potencia es suficiente para satisfacer el criterio n-1 hasta el año 2021 con el ingreso de los proyectos hidroeléctricos de Miguillas y Unduavi.

Aplicando el criterio n-1 al área de Trinidad, se observa que para evitar racionamientos ante indisponibilidades de la línea Caranavi - Trinidad, debería existir generación local ó alternativamente un nuevo vínculo de transmisión hacia Trinidad. En el presente informe se supone que existe generación local de respaldo hasta el año 2015, año en el que se prevé el ingreso de las líneas Chimoré - Moxos en 230 kV y Moxos - Trinidad en 115 kV.

## Área Sur

En la figura de áreas del SIN presentada al inicio de este capítulo, se observa que el área sur está conectada al SIN a través de las líneas Catavi - Potosí (capacidad de 65 MW) y Santiváñez - Sucre (capacidad de 142.5 MW). El criterio n-1, en este caso, implica que ante indisponibilidades de la línea Santiváñez - Sucre, la generación local más la transferencia de la línea Catavi - Potosí debería ser mayor a la demanda del área sur. A continuación se presenta el balance realizado para esta área:



En este caso la línea azul del eje secundario representa los 65 MW de transferencia a través de la línea Catavi – Potosí. Se observa (área de color rojo en la parte inferior izquierda) que existirán racionamientos importantes en esta área. En julio de 2012 está prevista la incorporación de la demanda de la ciudad de Tarija y de las unidades generadoras existentes mediante el ingreso de la línea Punutuma – Tarija. Bajo estas nuevas condiciones, el déficit en el área persiste por lo que se prevé el ingreso de una turbina de gas en Tarija para enero de 2013.

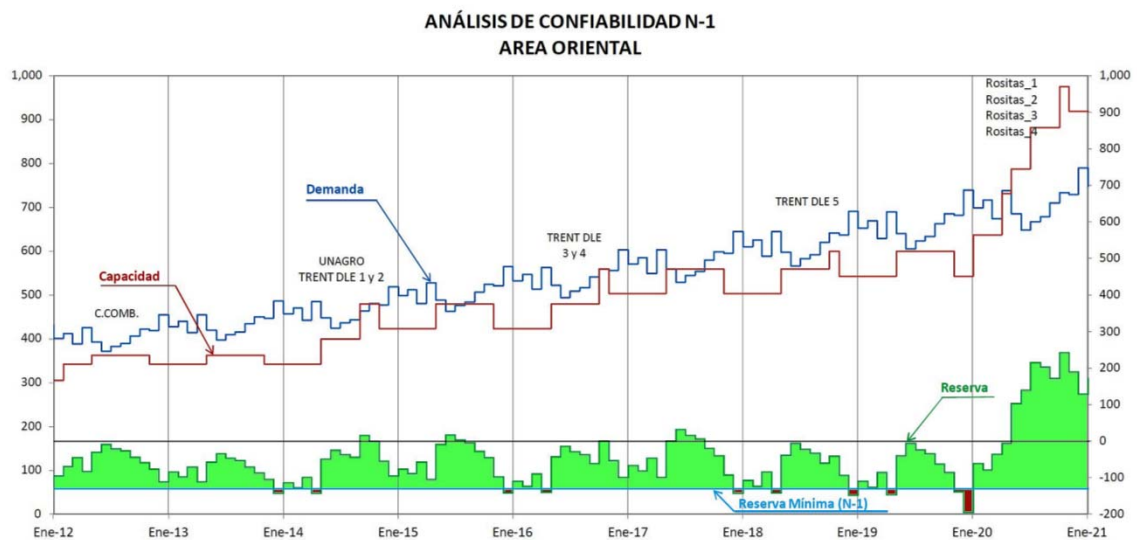
A partir de marzo de 2013, se prevé el ingreso de tres turbinas a gas en el Chaco a partir del ingreso de la primera unidad el criterio n-1 se satisface plenamente. Asimismo, con el ingreso del proyecto Laguna Colorada en enero de 2015, este criterio se satisface hasta el año 2021. El ingreso de Laguna Colorada permitirá, adicionalmente satisfacer el criterio n-1 para las demandas del Proyecto del Litio y de la zona de San Cristóbal.

Como ya se analizó en la anterior versión del POES, ante indisponibilidad de la línea Punutuma – Atocha, existirán racionamientos en toda el área de influencia de esta línea que se extiende desde Punutuma hasta Villazón. Para satisfacer el criterio n-1, se ha previsto la incorporación de la línea Tarija – Villazón, en 230 kV, en Enero de 2015, además del repotenciamiento de la línea en 69 kV Atocha – Tupiza – Villazón.

En el presente informe se propone la construcción de la línea Villazón – Laguna Colorada para posibilitar la exportación de energía eléctrica a Chile desde Laguna Colorada, adicionalmente esta línea cerraría un anillo en 230 kV en el área sur.

### Área Oriental

El área oriental está conectada al SIN a través de las líneas en 230 kV, Carrasco - Guaracachi y Carrasco - Arboleda - Urubó (con una capacidad total de transporte de 272.5 MW). El criterio n-1, en este caso, implica que ante indisponibilidades de la línea Carrasco - Urubó, la generación local más la transferencia de la línea Carrasco - Guaracachi debería ser mayor a la demanda del área oriental. A continuación se presenta el balance realizado para esta área:



En este caso la línea azul del eje secundario representa los 130 MW de transferencia a través de la línea Carrasco - Guaracachi. El Plan de Expansión prevé la instalación de 2 unidades Trent 60 DEL en septiembre del 2014, 2 nuevas unidades en octubre del 2016 y la quinta unidad en octubre de 2018. Subsisten únicamente pequeños racionamientos en el área Oriental (área de color rojo en la parte inferior) ante la indisponibilidad de la línea Carrasco - Arboleda - Urubó.

A partir del ingreso de Rositas (2020) este criterio se satisface plenamente.

## 9.2 Criterio n-1 en años característicos

Siguiendo la metodología de obtención de la alternativa óptima de expansión, se realiza el análisis de confiabilidad n-1 en los años característicos 2013, 2017 y 2022.

Para realizar este análisis se efectúan simulaciones del sistema de generación y transmisión con el Modelo NCP, suponiendo una disponibilidad de 96% en el sistema de generación (4% de reserva) y una capacidad efectiva de las unidades térmicas correspondientes a la temperatura máxima probable. Las simulaciones con el Modelo NCP se realizan considerando la indisponibilidad (una a la vez) de todas las líneas de transmisión del sistema, en cada uno de los años característicos.

Los modelos OPTGEN y NCP se utilizan en forma iterativa; es decir, se utiliza el modelo OPTGEN para obtener una alternativa óptima de expansión, luego esta alternativa es analizada con el modelo NCP para verificar el criterio n-1. En caso de que existan déficits en algunos nodos, se definen nuevas restricciones y se vuelve a procesar los modelos OPTGEN y NCP, hasta encontrar una solución óptima que satisfaga el criterio de confiabilidad n-1 en los años característicos (2013, 2017 y 2022).

Como resultado de este análisis, los refuerzos de transmisión en los años característicos son los siguientes:

### Año 2013

- No se requieren refuerzos.

### Año 2017

- Repotenciamiento de la línea en 69 kV Karachipampa - Potosí. Este proyecto elimina el déficit en el área Sur ante la indisponibilidad del transformador 115/69 kV en Subestación Potosí.
- Repotenciamiento de la línea en 69 kV Tupiza - Villazón, este proyecto elimina el déficit en Subestación Atocha ante la indisponibilidad de la línea en 115 kV Punutuma – Atocha.

### Año 2022

- El proyecto, transformador 230/115 kV en la Subestación Santivañez y la línea en 115 kV Santivañez – Irpa Irpa (COBOCE), eliminan el déficit en el área Central ante la indisponibilidad de la línea en 230 kV Santivañez - Vinto o de la línea en 115 kV Valle Hermoso – Irpa Irpa. Finalmente esta línea también elimina el déficit en el área Norte ante la indisponibilidad de la línea Miguillas - Palca.

## 10. VERIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN SEMANAL

De acuerdo a la metodología de obtención de la alternativa óptima de expansión, después de obtener una alternativa óptima de expansión que satisface el criterio de confiabilidad n-1 en los años característicos (2013, 2017 y 2022), se verifica la operación semanal del sistema para semanas típicas de estos años característicos. En el presente estudio se verificó la operación para una semana típica del periodo lluvioso y para una semana típica del periodo seco en cada uno de los años característicos.

Se verifica la operación semanal con el Modelo NCP, que simula la operación de las 168 horas de la semana, respetando las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM), referidas principalmente a la reserva rotante, seguridad de áreas, requerimientos de regulación de tensión y flujo máximo en corredores de transmisión. El resultado es la generación horaria de cada una de las unidades generadoras, que sirve de base para los estudios de funcionamiento del sistema mediante modelos de corriente alterna.

Es importante mencionar que esta operación semanal es idéntica al predespacho semanal que se realiza en forma periódica en el CNDC y que sirve de base para el despacho en tiempo real.

Los resultados de este proceso muestran que la alternativa óptima de expansión identificada satisface todos los criterios técnicos.

## 11. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Para el análisis AC del comportamiento del sistema se considera la información de la proyección de la demanda, los resultados de las simulaciones energéticas realizadas con los programas SDDP y NCP, el plan de obras de generación y transmisión definidos en el POES y la información de la red completa del SIN.

Las actividades que se realizan en el análisis AC son las siguientes:

- 1) Análisis de las condiciones operativas de cada área del SIN para los años de corte (2013, 2017 y 2022) del periodo 2012 a 2022, mediante simulaciones en estado estacionario, en condiciones normales y contingencia, observando los voltajes de nodo y los flujos de potencia por líneas y transformadores del sistema de transmisión, para niveles de demanda máxima, media y mínima de los periodos seco y lluvioso anuales.
- 2) Análisis de la seguridad del sistema considerando contingencias simples (n-1), en régimen estacionario y en régimen dinámico. Para las contingencias más severas se realizan estudios de estabilidad básicos.
- 3) Cálculo de corto circuito trifásico para las condiciones de máxima demanda de los años de corte.

En base a los resultados de las simulaciones mencionadas en los puntos 1 y 2, se definen los refuerzos de transmisión (líneas, transformadores y/o compensación reactiva) necesarios en el sistema.

El programa de sistemas de potencia utilizado para las simulaciones es el *Power Factory* de *DigSilent*.

### 11.1 Referencia Técnica

Para el evaluar el comportamiento del sistema, se toma como referencia técnica a las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN (CDM), que definen los rangos de variación permitidos en parámetros representativos del sistema (voltajes, frecuencia, carga máxima de componentes, niveles de reserva, etc.).

#### a) Tensiones en barras

<b>Tensión Nominal</b>	<b>Estado normal</b>	<b>Estado de emergencia</b>	
		<b>Inmediatamente posterior a la contingencia</b>	<b>Posterior a la contingencia</b>
230 KV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.065 pu
115 KV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.070 pu
69 KV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 u	de 0.90 a 1.050 pu

## b) Frecuencia en el sistema

	<b>Estado normal</b>	<b>Estado de emergencia</b>
Limites	de 49.75 a 50.25Hz	de 49.50 a 50.50 Hz

## c) Carga máxima de componentes

<b>Estado normal</b>	<b>Estado de emergencia</b>	
100% de la capacidad nominal	Sobrecarga para periodos inferiores a 15 minutos, informado por el Agente	Sobrecarga para periodos mayores a 15 minutos, informado por el Agente

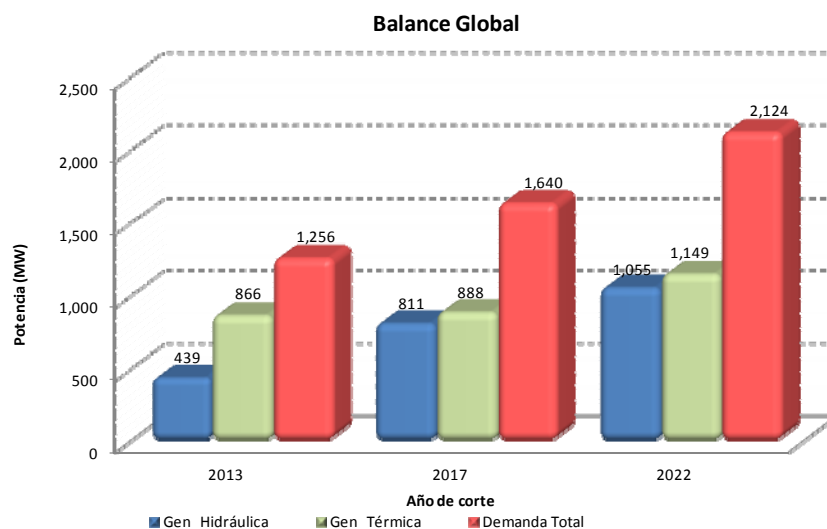
## 11.2 Casos de estudio

Los casos para el análisis AC se preparan a partir de los resultados de la operación semanal realizados con el modelo NCP, para condiciones de máxima demanda de los años de corte 2013, 2017 y 2022. Asimismo, se consideran para el análisis los casos de demanda media del periodo seco y demanda mínima del periodo lluvioso, donde existen transferencias grandes de potencia entre áreas, y se generan potenciales riesgos en la operación del sistema.

En la siguiente tabla se presenta el balance de potencia de los casos analizados, para la condición de demanda máxima del sistema.

ÁREA/SISTEMA	2013 (MW)	2017 (MW)	2022 (MW)
<b>CENTRAL</b>			
Gen. Hidráulica	142	361	350
Gen. Térmica	366	168	314
Generación Central	508	529	663
Demanda Central	215	265	350
<b>NORTE</b>			
Gen. Hidráulica	252	406	362
Gen. Térmica	69	54	70
Generación Norte	321	459	432
Demanda Norte	275	340	417
<b>ORIENTAL</b>			
Gen. Hidráulica	0	0	300
Gen. Térmica	267	403	502
Generación Oriental	267	403	803
Demanda Oriental	428	557	748
<b>ORURO</b>			
Gen. Hidráulica	21	21	21
Gen. Térmica	0	0	0
Generación Oruro	21	21	21
Demanda Oruro	105	132	168
<b>SUR</b>			
Gen. Hidráulica	24	24	22
Gen. Térmica	165	263	263
Generación Sur	189	287	285
Demanda Sur	233	346	442
<b>BALANCE TOTAL</b>			
Gen. Hidráulica	439	811	1,055
Gen. Térmica	866	888	1,149
Generación Total	1,305	1,699	2,203
Demanda	1,256	1,640	2,124

Estos valores en forma gráfica se presentan a continuación:



En las figuras I.1 a I.3 del Anexo 6 se presentan los resultados de flujos de carga (en el diagrama STI), para las condiciones de demanda máxima de los años 2013, 2017 y 2022. Al respecto, en la siguiente tabla se muestran los flujos de potencia por los principales transformadores del STI.

ÁREA/SISTEMA	SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CAPACIDAD (MW)	2013 (MW)	2017 (MW)	2022 (MW)
CENTRAL	Valle Hermoso	VHE_230/115 kV	143	68	94	93
	Viloma	VLO_230/115 kV	95		51	54
NORTE	La Cumbre	CUM_230/115 kV	95		27	39
	Mazocruz	MAZ_230/115 kV	143	32	30	6
	San Ignacio de Moxos	MOX_230/115 kV	95		2	21
	Palca	PCA_230/115 kV	95		49	55
ORIENTAL	Palmasola	PAA_230/69 kV	143			53
	Urubó	URU_230/69 kV	143	63	48	31
	Valle Sánchez	VSA_230/115 kV	143		11	43
ORURO	Catavi	CAT01_115/69 kV	24	15	14	19
	Catavi	CAT02_115/69 kV	24		14	19
	Vinto	VIN01_230/115 kV	95	72	93	56
	Vinto	VIN02_230/115 kV	95			56
	Vinto	VIN01_115/69 kV	48	24	32	29
	Vinto	VIN02_115/69 kV	48	24	32	29
SUR	Atocha	ATO_115/69 kV	24	14	6	11
	Karachipampa	KAR_115/69 kV	48		18	18
	Potosí	POT_115/69 kV	48	19	22	25
	Punutuma	PUN_115/69 kV	24		11	8
	Punutuma	PUN_230/115 kV	95		32	35
	Sucre	SUC_230/115 kV	95		33	58
	Sucre	SUC_230/69 kV	57	27	28	38
	Tarija	TJA_230/115 kV	71	17	18	52
	Villazón	VIL_230/69 kV	57		26	31

En la siguiente tabla se presentan los flujos de potencia por las principales líneas del STI.

ÁREA/SISTEMA	LÍNEA	CAPACIDAD (MW)	2013 (MW)	2017 (MW)	2022 (MW)
CENTRAL	ARO_COR115	74	64	64	67
	ARO_SAB115	74	48	46	38
	ARO_VHE115	74	22	14	5
	CAR_CHI230	130	88	1	113
	CAR_SAN230	130	75	3	82
	CBC_VHE115	74	38	55	23
	CHI_SJO230	130	73	24	65
	SAB_SIS115	74	63	64	74
	SAN_IRP115	81			55
	SAN_SUC230	143	42	64	47
	SAN_VIN230	130	40	64	107
	SAN_VLO230	150		132	64
	SJO_SAN230	143		32	68
	SJO_VHE230	130	78	57	91
	VHE_SAN230	130	10	38	2
NORTE	MIG_VLO230	143		77	14
	CHI_MOX230	95		2	21
	CUM_CHS115	150	63	65	47
	CUM_PCA230	150		27	39
	VIN_MAZ230	130	32	29	6
ORIENTAL	ARB_URU230	143	63	48	3
	CAR_ARB230	143	89	82	47
	CAR_VSA230	130		83	32
	PAA_GCH230	150			99
	PAA_URU230	150			29
	VSA_GCH230	130		70	11
SUR	ARJ_MAR069	74	10	8	13
	CAT_OCU115	74	11	6	12
	POT_PUN15	130	30	36	31
	PUN_LCA230	140	70	46	8
	PUN_UYU230	143		17	37
	RST_SUC230	143			118
	SUC_PUN230	143	15	3	64
	TJA_VIL230	143		18	9
VIL_LCO230	143		8	22	

### 11.3 Análisis por Áreas del SIN

En el capítulo 8, se analizó la suficiencia de los sistemas de generación y transmisión del SIN para identificar problemas de suministro en algunas áreas y/o nodos de retiro del STI con el modelo NCP.

En base a la información anterior, se realiza el análisis AC en condiciones normales y de contingencia, observando los voltajes de nodo y los flujos de potencia en las conexiones, para identificar y definir los refuerzos de transmisión (líneas, transformadores y/o compensación reactiva) necesarios en cada área.

## 11.4 Sistema Sur

En el sistema sur que agrupa a las áreas Potosí, Sucre, Tarija y Chaco, se efectuó el análisis en forma integral, porque, la indisponibilidad o incorporación de proyectos de transmisión o generación influyen en la totalidad del sistema sur.

En el área Potosí se analiza por separado los nodos Potosí, Karachipampa y Punutuma, por su importancia.

### 11.4.1 Nodo Potosí

La alimentación a la ciudad de Potosí y el Complejo Minero San Bartolomé se realiza desde el nodo Potosí 69 kV; y se requiere que la unidad Karachipampa esté despachada para una mejor regulación de voltaje en la zona. En caso de contingencia (n-1) de las líneas Catavi - Potosí, Santivañez - Sucre o el transformador de Potosí, los voltajes en la zona caen a valores fuera del rango definido por las CDM; por lo que, debe ser desconectada la carga de San Bartolomé en forma automática para evitar el colapso del área Potosí. Lo anterior refleja la debilidad del área Potosí y la necesidad de implementar refuerzos de transmisión y/o generación en la zona.

El año 2012 ingresa el primer refuerzo de transmisión para el área Potosí (planteado en dos versiones anteriores del POES), que corresponde a la elevación de tensión de la línea Potosí-Punutuma a 115 kV. Un proyecto complementario que debe ser implementado es el nodo de retiro POT115 para desconcentrar la carga de POT069.

En la Figura II.1 del Anexo 6 se presentan los flujos de potencia para el año 2013, con la unidad Karachipampa en operación para atender la carga del Complejo Metalúrgico Karachipampa (10.9 MW), caso contrario existen problemas de regulación de voltaje en la zona.

La contingencia de la línea SAN - SUC230 (54 MW) afecta seriamente al área Potosí, porque la transferencia por la línea CAT - POT115 (108%) ocasiona fuertes caídas de voltaje en el nodo POT115, que durante el transitorio cae hasta 0.84 pu. Como la línea no admite sobrecarga se debe desconectar carga en Potosí, o despachar mayor generación en el sistema Chaco - Tarija para disminuir la transferencia desde el área central. Con las unidades de SECCO en Tarija, el flujo por la línea Catavi - Potosí después de la falla es del orden del 76% y el voltaje en POT115 es igual a 0.90 pu durante el transitorio.

Ante contingencia del transformador de Potosí, la demanda del nodo POT069 es alimentada por las líneas ARJ - KAR069 y KAR - POT069 con sobrecargas de 23% y 12%, respectivamente. Como estas líneas no admiten sobrecarga debe cortarse la carga de San Bartolomé (Ver la figura II.2 del Anexo 6). Como una solución temporal, podría trasladarse uno de los transformadores de 25 MVA 115/69 kV retirados de Vinto, e instalarlo en la S/E Potosí en standby.

La contingencia de la línea POT - PUN115 ocasiona sobrecarga de las líneas POT - KAR069 y ARJ - KAR069, y fuertes caídas de voltaje en el área, incluso por debajo de los límites definidos en las CDM (Ver Figura II.3 del Anexo 6); para evitar el colapso del área se debe cortar carga de San Bartolomé y Karachipampa.

El año 2014, para reforzar el área Potosí y atender sin restricciones la demanda de Karachipampa, ingresa la línea Sucre – Karachipampa - Potosí en 115 kV, con una subestación de rebaje en Karachipampa, mediante un transformador de 50 MVA 115/69 kV y un banco de capacitores de 12 MVar en 115 kV que apoya a la regulación de voltaje de la zona en condiciones normales de operación y en contingencia. Complementando este proyecto, se requiere el repotenciamiento de la línea KAR - POT069 (cambio de conductor), para asegurar el suministro a la carga conectada en POT069 aún con el transformador de Potosí indisponible. Por otra parte, la S/E Karachipampa 115 kV puede significar un nuevo nodo de alimentación para la ciudad de Potosí, a fin de desconcentrar la demanda de la S/E Potosí.

El año 2015, se incrementa la generación en el sistema sur con el ingreso del proyecto Laguna Colorada; la contingencia de la línea Santivañez - Sucre ya no afecta al sistema sur, debido a que las transferencias desde el área central son menores.

El año 2017, la transferencia desde el sistema central por la línea Santivañez - Sucre se incrementa nuevamente y su desconexión provoca bajos voltajes en el área Potosí, pero dentro del rango permitido por las CDM (Ver Figura II.4 del Anexo 6).

El año 2022, la operación de esta área en condiciones normales de operación es satisfactoria (Ver Figura II.5 del Anexo 6). La contingencia de la línea Sucre - Punutuma 230 kV ocasiona caídas de voltajes en el área Potosí y una ligera sobrecarga de 5 % en el transformador Sucre 230/115 kV, que puede ser solucionada rápidamente mediante un redespacho en línea.

#### **11.4.2 Nodo Punutuma**

La alimentación a Minera San Cristóbal depende totalmente de la disponibilidad de las líneas en 230 kV Santivañez - Sucre y Sucre - Punutuma, porque ante falla de una de ellas, un esquema suplementario de protección desconecta la carga de San Cristóbal para evitar el colapso total del sistema sur. Por otra parte, la zona de Telamayu, Villazón y Tupiza tiene problemas de regulación de voltaje. La contingencia de la línea Punutuma - Atocha o Atocha - Telamayu interrumpe el suministro a todas las cargas asociadas a estas líneas. Los voltajes en las barras Tupiza y Villazón alcanzan el límite admisible (0.95 pu) si se considera un banco de 1 MVar en Tupiza.

El año 2012, el sistema aislado Tarija se interconecta al SIN mediante las líneas Punutuma - Las Carreras - Tarija en 230 kV, y se incorporan al SIN las centrales La Tablada (6.3 MW), San Jacinto (7 MW) y SECCO (18 MW).

El año 2013 ingresa una unidad de 40 MW en Tarija y la central Chaco con 120 MW y se conecta al sistema mediante la línea Chaco - Tarija 230 kV. Por lo que se requiere incorporar en la S/E Punutuma un transformador de 100 MVA 230/115 kV en reemplazo del actual de 50 MVA 115/69 kV, para facilitar las transferencias de potencia de la red de 230 kV a 115 kV donde existe mayor demanda (ver Figura II.1 del Anexo 6). Con las incorporaciones mencionadas, las contingencias de las líneas SAN - SUC230 o SUC - PUN230 afectan en menor medida a las cargas de San Cristóbal, Punutuma y Tarija.

El año 2014 ingresan demandas importantes en la zona de influencia de San Cristóbal, es decir, los proyectos del Litio (en Rio Grande), la fábrica de cemento en Quiburi

(ECEBOL) y la demanda de Uyuni, con demandas iniciales de 11 MW; 6 MW y 3.3 MW, respectivamente. Para atender estas demandas se estudiaron como alternativas de suministro, una línea en 115 kV desde Punutuma y la división de la línea Punutuma - San Cristóbal en la subestación de maniobra Uyuni 230 kV. La alternativa 115 kV no permite abastecer las demandas futuras del litio (40 MW) y la cementera (12 MW), por lo que esta alternativa fue descartada.

La solución adoptada es la alternativa en 230 kV, es decir, la alimentación al Litio se realizará mediante la línea San Cristóbal – Río Grande 230kV, en la S/E Uyuni donde se instalará un transformador de 50 MVA 230/115 kV, para alimentar la carga de ECEBOL se construirá la línea Uyuni - Quiburi 115 kV; y para alimentar la carga de Uyuni se instalará un transformador de 15 MVA, 115/24.9 kV. Sin embargo, la continuidad de alimentación a estas cargas depende de la disponibilidad de la línea Punutuma - Uyuni hasta el ingreso de Laguna Colorada.

En enero 2015 se fortalece el sistema sur con el ingreso de 100 MW en la central Laguna Colorada que se conecta al SIN mediante la línea Laguna Colorada-San Cristóbal 230 kV. Este proyecto mejora la confiabilidad de suministro a la carga de los proyectos San Cristóbal, el Litio, Uyuni y ECEBOL vinculadas a la línea Punutuma-Uyuni-San Cristóbal.

Este mismo año, ingresa la línea Tarija-Villazón 230 kV y un transformador de 230/69 kV en Villazón, para brindar mayor confiabilidad a las demandas de la zona de Tupiza y Villazón, especialmente cuando no están disponibles las líneas Punutuma-Atocha-Telamayu 69 kV. Un proyecto complementario que se requiere es el repotenciamiento de la línea Telamayu-Tupiza-Villazón 69 kV, para ampliar su capacidad de transmisión, en caso de contingencia de la línea Tarija-Punutuma 230 kV. El proyecto Tarija - Villazón además está relacionado a la posibilidad de exportar energía a la Quiaca-Argentina. La incorporación de la línea Villazón - Laguna Colorada en 230 kV, permite mejorar la confiabilidad de las demandas industriales de San Cristóbal, el Litio y ECEBOL, además de posibilitar la exportación de electricidad al norte Chileno.

A partir del año 2017 no existen mayores problemas en la operación del sistema sur como se puede apreciar en las figuras II.4 y II.5 del Anexo 6.

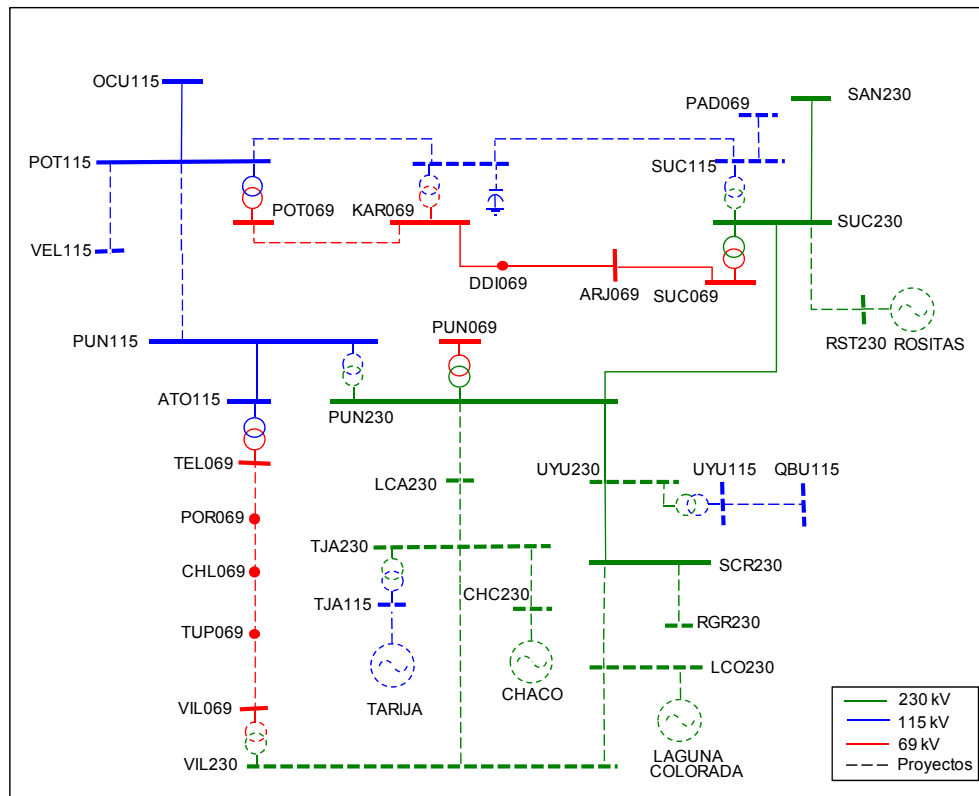
### **11.4.3 Área Sucre**

El área Sucre tiene un buen nivel de confiabilidad, porque además de tener generación local está interconectada con las áreas Central, Potosí y Tarija, mediante las líneas Sucre-Santiváñez 230 kV, Aranjuez-Karachipampa 69 kV y Sucre - Punutuma - Tarija - Chaco 230 kV.

El año 2014, ingresa la línea Sucre - Potosí en 115 kV y un transformador de 100 MVA 230/115 kV en la S/E Sucre, desde donde será construida la línea Sucre - Padilla en 115 kV. El nodo SUC115 se puede constituir en un nuevo nodo de retiro para Sucre.

El año 2020, con el ingreso del Proyecto Múltiple Rositas se interconecta los sistemas sur y oriental mediante la línea Sucre - Rositas 230 kV. La contingencia de esta línea ocasiona una redistribución de los flujos en el sistema, principalmente por las líneas de 230 kV y se sobrecarga la línea Carrasco - Chimoré con 27%.

La siguiente figura muestra los refuerzos considerados en el sistema sur hasta el año 2022.



### 11.5 Área Norte

El área norte es afectada por la reducción de energía hidroeléctrica durante el periodo de estiaje, por lo que, en algunas horas del bloque medio se realizan transferencias elevadas de potencia desde el área central, a través del único vínculo que es la línea Vinto-Mazocruz-Kenke para atender adecuadamente la demanda de esta área. Sin embargo, estas transferencias son limitadas por la capacidad de la línea Santivañez - Vinto 230 kV, que es igual a 130 MW.

Por lo indicado, la confiabilidad del área norte depende de la disponibilidad de las líneas mencionadas. Asimismo, en el bloque bajo del periodo lluvioso la transferencia hacia el área central está restringida a 130 MW por la capacidad de las líneas Kenke - Mazocruz 115 kV y Mazocruz - Vinto 230 kV.

El año 2012 se conectan dos unidades térmicas en Kenke (con 17.5 MW y 32.5 MW) que contribuyen a reducir las transferencias por la línea Santivañez-Vinto en aproximadamente 20%. Este año para resolver los problemas de seguridad operativa de las líneas vinculadas al Tap Chuquiaguillo, se requiere anticipar la puesta en servicio de la subestación La Cumbre 115 kV en sustitución del Tap Chuquiaguillo, con lo que quedarán definidas las líneas en 115 kV Kenke-Cumbre, Tiquimani - Cumbre y Cumbre - Chuspata.

El año 2013, en condiciones normales de operación se observa que las transferencias por las líneas Santivañez-Vinto 230kV y Vinto-Mazocruz 230 kV, en el bloque medio del periodo seco, se reducen al orden de 80% y 60% de su capacidad (Ver Figura III.1 del Anexo 6).

En la figura III.2 del Anexo 6 se muestra las condiciones de operación del área norte para el bloque medio del periodo seco donde la transferencia al área norte es de 81 MW. En caso de contingencia de la línea Vinto-Mazocruz o Mazocruz-Kenke, el área norte no se colapsa, porque operan los esquemas de desconexión automática de carga DAC y EDAC del área norte, según se observa en la Figura III.2 del Anexo 6.

El año 2014, ingresa la línea Santivañez-Cumbre 230 kV y mejora sustancialmente la confiabilidad de suministro al área norte, porque es el segundo circuito de interconexión entre las aéreas norte y central. Por otra parte, la subestación La Cumbre constituye un nuevo nodo de retiro para la ciudad de La Paz, desde donde ELECTROPAZ construirá la línea Cumbre-Avenida Arce 115 kV para reforzar el sistema de subtransmisión de la ciudad de La Paz. Asimismo, el año 2015 entra en servicio la línea Chimoré-San Ignacio de Moxos 230 kV y constituye el tercer circuito de conexión con el área central.

El año 2016, se incorporan al SIN las centrales Palillada (109 MW) y Umapalca (58 MW) del proyecto hidroeléctrico Miguillas, mediante la conexión de la línea Umapalca-Miguillas 230 kV a la subestación Miguillas 230 kV. Asimismo, se implementa un nuevo punto de retiro para la ciudad de La Paz en la S/E Palca 230/115 kV (próxima a la zona de Ovejuyo) y la línea Palca-Cota Cota 115 kV. ELECTROPAZ por otra parte incorporará la S/E Calacoto y los proyectos de elevación de tensión a 115 kV de las líneas Alto Achachicala-Munaypata - El Alto, para satisfacer el crecimiento de la demanda de La Paz.

El año 2017, las condiciones de operación del área Norte han mejorado sustancialmente porque tiene tres líneas de interconexión con el área central y un parque de generación importante correspondiente a las centrales del Zongo, Taquesi, Kenke y Trinidad. En la Figura III.4 del Anexo 6 se aprecia que las transferencias hacia el área central desde los nodos Miguillas y Kenke son iguales a 77 MW y 29 MW, respectivamente.

La contingencia de la línea Miguillas-Viloma, en el bloque bajo del periodo lluvioso, ocasiona sobrecargas en el transformador de Mazocruz (2%) y las líneas KEN\_SEN115 (9%) y MAZ\_VIN230 (14%), que pueden ser corregidas mediante un redespacho en línea (Ver Figura III.5 del Anexo 6).

El año 2018, ELECTROPAZ refuerza su red de subtransmisión con la elevación de tensión de la línea Avenida Arce-Tembladerani-El Alto a 115 kV.

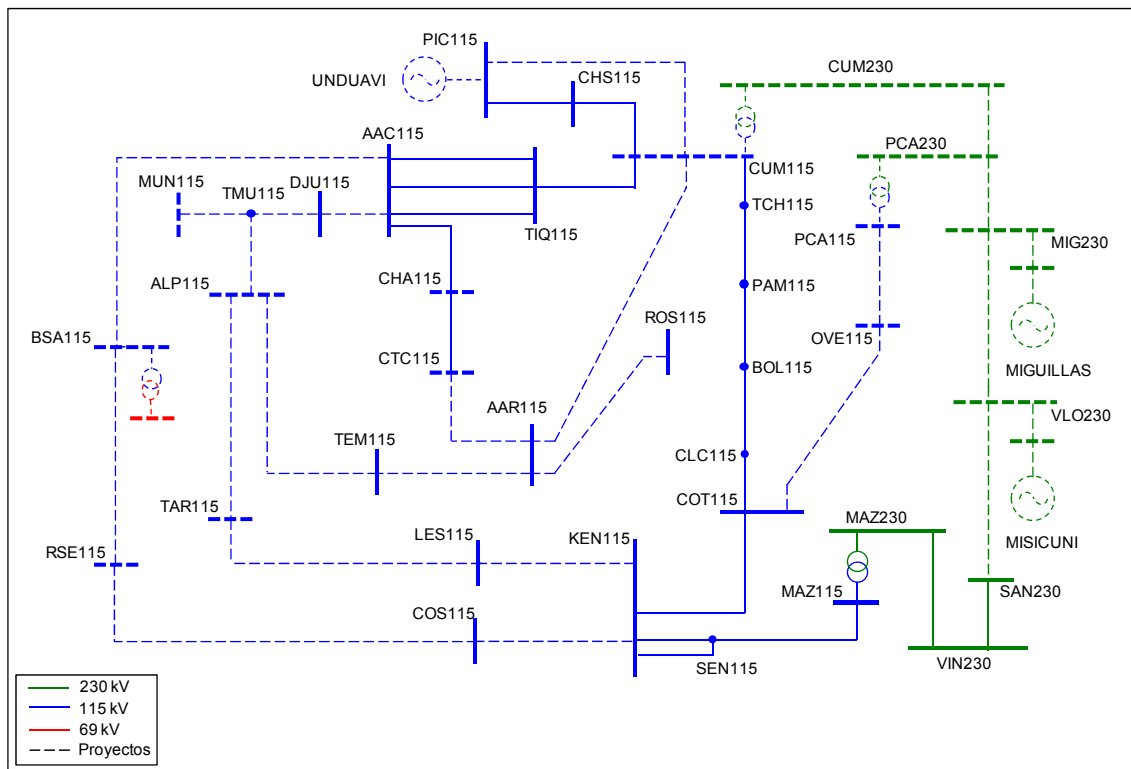
El año 2019 se conectan al SIN las centrales San Cristóbal (17 MW), Anazani (19 MW) y Santa Rosa (9 MW) del proyecto Unduavi, a través de las líneas Pichu-Chuspipata-Cumbre 115 kV y la nueva línea Pichu-Cumbre 115 kV.

El año 2020, ELECTROPAZ realiza el cambio de tensión de la línea Kenke-Tarapacá a 115 kV, para reforzar la red de subtransmisión de La Paz.

El año 2022, en condiciones normales de operación un 86% de la generación de Miguillas se transfiere al área norte por la línea Miguillas-Palca (Ver la Figura III.6 del Anexo 6).

La desconexión de la línea Miguillas-Palca es una contingencia severa que ocasiona la pérdida de una transferencia de 94 MW hacia el área norte, por lo que amerita un análisis dinámico del sistema. En la Figura III.7 del Anexo 6 se muestra el comportamiento dinámico del sistema y se observa en las gráficas de frecuencia que las áreas central (VHE115), oriental (GCH069) y norte (KEN115) tienen diferentes modos de oscilación los primeros 5 segundos, y el área norte que tiene menor amortiguamiento oscila contra las otras áreas. Asimismo, en la gráfica de flujos de potencia se observa el incremento de las transferencias hacia el área norte por las líneas de interconexión con el área Central. La línea SAN\_VIN230 se sobrecarga un 17%; esta sobrecarga puede ser eliminada mediante un redespacho de generación.

En la siguiente figura se muestra los refuerzos de transmisión y generación del área norte hasta el año 2022.



### Zonas Larecaja y Trinidad

El año 2012, las zonas Larecaja y Trinidad son alimentadas radialmente desde el Tap Chuquiaguillo; sin embargo, en el extremo de línea en la central Moxos de Trinidad existe generación con motores diesel. Las condiciones operativas de esta zona mejoran relativamente con la puesta en servicio de los siguientes proyectos: adelanto en la construcción de la S/E Cumbre 115 kV en lugar del Tap Chuquiaguillo y la implementación de los equipos de maniobra y protecciones en las subestaciones Chuspipata y Caranavi.

El año 2013, en condiciones normales de operación (Bloque máximo), la transferencia hacia el sistema Beni desde Caranavi es igual a 11.61 MW y la generación despachada en Trinidad es igual a 10 MW (Ver la Figura IV.1 del Anexo 6). En caso de indisponibilidad de cualquier tramo de la línea Caranavi-Trinidad, la demanda del sistema Beni puede ser atendida con los motores diesel de la central Moxos de Trinidad.

La contingencia de la línea Pichu-Chuspipata en el bloque bajo del periodo lluvioso ocasiona la formación de un pequeño sistema aislado (Taquesi-Larecaja-Trinidad) con una demanda de 11 MW y una generación de 78 MW correspondiente a las centrales Chojlla, Yanacachi y Moxos; por lo que después de la falla existe exceso de generación que desconecta las unidades de Taquesi.

El año 2015, el sistema Beni se interconecta con el área central mediante la línea Chimoré - San Ignacio de Moxos 230 kV, e ingresa la central San Buenaventura que se conecta al SIN a través de la línea San Buenaventura - Yucumo 115 kV. Asimismo, ingresa la segunda línea Trinidad-San Ignacio de Moxos por la condición n-1 de confiabilidad para el suministro a la ciudad de Trinidad. En estas condiciones, los motores de Moxos ya no son despachados.

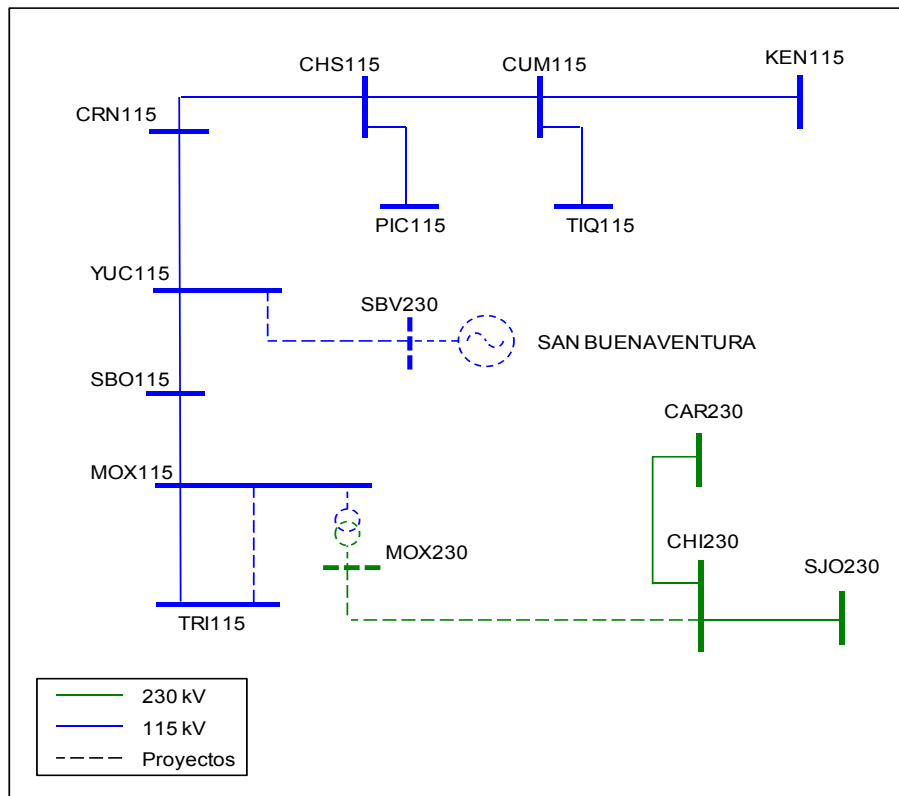
Con la contingencia de la línea Chuspipata-Cumbre, toda la producción de las unidades de Taquesi trata de ser evacuada por las líneas Chuspipata - Caranavi - Trinidad que debido a la elevada transferencia ocasiona fuertes caídas de voltaje en las barras desde Yucumo hasta Trinidad. Para resolver este problema se debe reducir la generación de Taquesi en 10 MW, mediante algún esquema suplementario.

El año 2017, las transferencias hacia el sistema Larecaja-Trinidad por las líneas Chimoré -Moxos 230 kV y Caranavi - Yucumo 115kV son iguales a 2.6 MW y 9.5 MW en la época de zafra cuando están despachadas las unidades de San Buenaventura (Ver la Figura IV.2 del Anexo 6).

En caso de contingencia de la línea Chuspipata - Cumbre 115 kV aplica el criterio mencionado en el párrafo anterior. Sin embargo, este problema es resuelto con la incorporación de la línea Pichu - Cumbre 115 kV asociada al proyecto hidroeléctrico Unduavi.

El año 2022, la operación de esta zona tanto en condiciones normales (Ver la Figura IV.3 del Anexo 6) como de contingencia es adecuada. La contingencia de la línea Chimoré - Moxos 230 kV ocasiona caídas de voltaje en las barras de Moxos y Trinidad, pero dentro del rango admisible por las CDM (Ver la Figura IV.4 del Anexo 6)

En la siguiente figura se muestra los refuerzos de transmisión en el sistema Beni.



## 11.6 Área Central

### Nodos de Retiro Arocagua y Valle Hermoso

La subestación Arocagua es el principal nodo de retiro de ELFEC para alimentar a la ciudad de Cochabamba (un 60%), desde donde se alimenta radialmente a las subestaciones Central, Quillacollo y Cala Cala. El año 2012, para mejorar la confiabilidad de este nodo, se conecta la línea Corani - Valle Hermoso a la S/E Arocagua, de esta manera, las centrales Corani y Santa Isabel quedan conectadas directamente a la S/E Arocagua.

ELFEC, para desconcentrar la carga retirada desde Arocagua, construye la S/E Colcapirhua aproximadamente a la mitad de la línea Central - Quillacollo. Con este proyecto, las cargas de Colcapirhua y Quillacollo son abastecidas radialmente desde el nodo Valle Hermoso con las líneas Valle Hermoso-Rafael Urquidi - Colcapirhua-Quillacollo. La S/E Colcapirhua toma parte de la carga de las subestaciones Central y Quillacollo.

El año 2013, para la condición de máxima demanda las líneas Corani - Arocagua 115 kV y Arocagua-Santa Isabel 115 kV se cargan al 80% de su capacidad (Ver Figura V.1 del Anexo 6).

En esta condición, la contingencia de una de estas líneas ocasiona un 32% de sobrecarga sobre la otra línea (Ver Figura V.2 del Anexo 6). Como estas líneas no tienen

capacidad de sobrecarga debe eliminarse rápidamente esta anomalía, para lo que debe analizarse la posibilidad de implementar esquemas suplementarios de protección, como desconexión automática de carga (DAC) en Arocagua o esquemas de control que reduzcan rápidamente la generación de la central generadora donde está conectada la línea fallada. Para resolver este problema se debería también estudiar alternativas como: a) repotenciar las líneas COR\_ARO115 y SIS\_ARO115 y b) construir una segunda línea Corani - Arocagua 115 kV. Por otra parte, ingresa la S/E Sacaba y constituye para ELFEC un nuevo nodo de retiro, desde donde se construye la línea Sacaba-Paracaya 115kV para alimentar las demandas del cono sur y Valle Alto de Cochabamba, donde existen problemas de regulación de voltaje.

El año 2014, ingresa la segunda línea de interconexión entre Cochabamba y La Paz, además del Proyecto Múltiple Misicuni que se conecta a esta línea en la S/E Viloma. La S/E Viloma, constituye en un nuevo nodo de retiro para ELFEC con la incorporación de un transformador de 100 MVA 230/115 kV, desde donde ELFEC construirá la línea Viloma - Quillacollo 115 kV para mejorar la confiabilidad de suministro a las cargas de Colcapirhua y Quillacollo alimentadas radialmente desde Valle Hermoso.

El año 2014 la demanda de COBOCE es igual a 27 MW y la contingencia de la línea Valle Hermoso-Irpa Irpa ocasiona una caída de tensión igual a 0.87 pu en la barra IRP115 (tensión inferior a lo admisible en las CDM); por lo que, debe instalarse un banco de capacitores de 12 MVAR en la barra de 115 kV de Irpa Irpa, para tener una mejor regulación de voltaje, tanto en condiciones normales como de contingencia

El año 2015, se conecta la central hidroeléctrica San José en la barra 230 kV de la subestación del mismo nombre, y además entra en servicio la línea San José-Santivañez 230 kV, para incrementar la capacidad de transmisión del sistema central. El año 2016, ingresan las centrales Umopalca y Palillada del proyecto Miguillas y el tramo Viloma - Santivañez se carga de manera importante con la generación de Misicuni y Miguillas, por lo que, en este tramo debe implementarse la segunda terna.

En el año 2017, (figura V.3 del anexo 6) se observa que debido al incremento de generación hidroeléctrica en el SIN, de los proyectos Miguillas, Misicuni y San José, disminuyen las transferencias desde Carrasco, mientras que el flujo por la línea doble terna Viloma a Santivañez es igual a 134 MW.

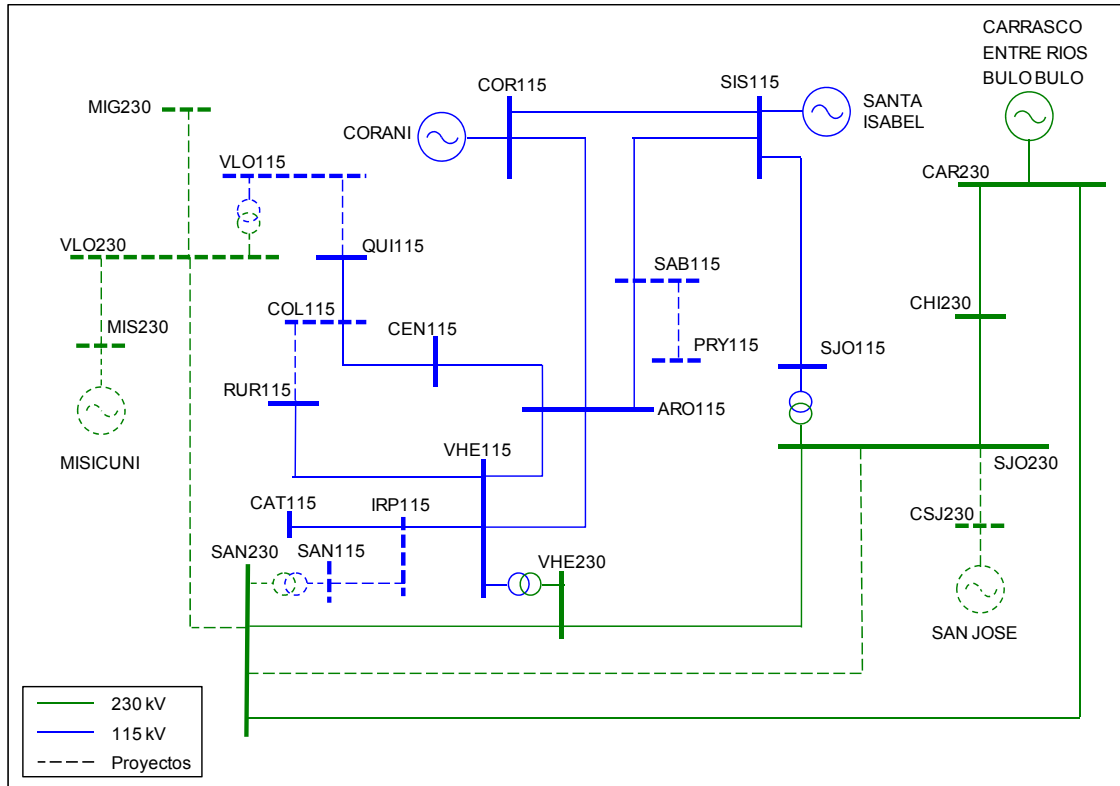
La contingencia de la línea Miguillas - Palca, incrementa la transferencia por la línea Viloma - Santivañez hasta 229 MW en el transitorio y luego de 2 segundos se estabiliza en 202 MW, en su recorrido hacia el área norte por las líneas Santivañez-Vinto-Mazocruz - Kenko (Ver la figura V.4 del anexo 6). Asimismo se observa en las gráficas de frecuencia que las áreas central (VHE115), oriental (GCH069) y norte (KEN115) tienen diferentes modos de oscilación los primeros 4 segundos, y el área norte que tiene menor amortiguamiento oscila contra las otras áreas.

El año 2020, la contingencia de la línea Valle Hermoso - Irpa Irpa ocasiona una fuerte caída de voltaje en Coboce y sobrecarga en las líneas Santivañez - Vinto y Vinto - Catarigua, por lo que, se requiere reforzar la zona de Coboce con la incorporación de un transformador de 100 MVA 230/115 kV en Santivañez y la línea Santivañez - Coboce 115 kV. Este proyecto permite reducir los flujos por el transformador de Valle Hermoso.

El año 2022, se aprecia que las líneas Carrasco - Chimoré, Corani - Arocagua y Santa Isabel - Sacaba están con el 83%, 88% y 96% de su capacidad. (Ver figura V.5 del Anexo 6)

La contingencia de la línea Carrasco - Chimoré, sobrecarga un 30% la línea Carrasco - Santivañez y puede ser resuelta mediante redespacho de generación.

En la siguiente figura se muestran los refuerzos del área central para el periodo de estudio.



### 11.7 Área Oruro

El área Oruro es alimentada desde las subestaciones Vinto y Catavi, así como desde las centrales del Valle de Miguillas.

El año 2012 ingresa la subestación Catarigua 115 kV (División línea Catavi - Vinto 115 kV) y la línea Cataricagua - Lucianita 115 kV para alimentar la demanda minera del Complejo Huanuni. Por otra parte, los transformadores de Vinto 115/69 kV y Catavi 115/69 kV se encuentran operando en condiciones normales con el 83% y 80% de su capacidad, respectivamente.

El año 2013, debido al crecimiento de la demanda en Oruro se incorporan dos transformadores de 50 MVA 115/69 kV en la subestación Vinto en lugar de los dos transformadores de 25 MVA existentes, donde uno de los transformadores de 50 MVA es trasladado desde S/E Punutuma. Asimismo, ELFEO incorpora la línea Vinto-Socomani 69 kV para reforzar su red de subtransmisión en previsión de la contingencia

de la línea Vinto - Sud 69 kV. En la Figura VI.1 del Anexo 6 se observa que el flujo por el transformador de Catavi se reduce a 66%, debido a que la carga de Huanuni es ahora alimentada desde la S/E Cataricagua 115 kV.

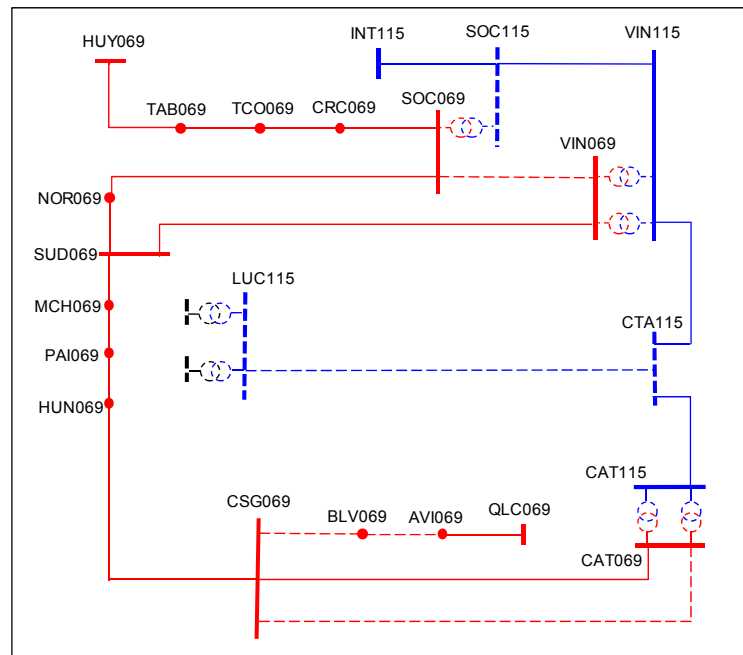
En caso de contingencia del transformador de Catavi o la línea Cuadro Siglo - Catavi 69 kV, el voltaje en Cuadro Siglo cae hasta 0.72 pu y es desconectada la carga (11.7 MW) de las subestaciones de Bolívar, Avicaya y Quillacas, por el relé de bajo voltaje instalado en Cuadro Siglo (Ver la Figura VI.2 del Anexo 6). Sin embargo, la primera contingencia puede ser descartada, si uno de los transformadores de 25 MVA retirados antes de Vinto es trasladado a Catavi.

En el bloque medio del periodo seco, la transferencia del área central hacia Oruro es principalmente por la línea Santiváñez-Vinto, por lo que, la desconexión de esta línea ocasiona sobrecarga de 2% en la línea Valle Hermoso - Vinto 115 kV y caídas de voltaje pero dentro del rango admisible por las CDM, en el área de Oruro.

El año 2017, el transformador de Vinto 230/115 kV se encuentra al 96% de su capacidad y se observa que con la segunda línea Cuadro Siglo - Catavi 69 kV, la operación del área Oruro es satisfactoria (Ver la Figura VI.3 del Anexo 6). Por otra parte, ELFEO realiza el repotenciamiento de la línea Cuadro Siglo-Avicaya 69 kV por crecimiento de la demanda en la zona.

El año 2018, ingresa el segundo transformador de Vinto 230/115 kV por crecimiento de la demanda de Oruro, y ELFEO incorpora un transformador de 50 MVA 115/69 kV en la S/E Socomani y se conecta a la línea Vinto - Intiraymi 115 kV. Este proyecto permite reducir las transferencias por los transformadores de Vinto 115/69 kV.

El año 2022, los transformadores de Catavi se encuentran al 90% de su capacidad (Ver la Figura VI.4 del Anexo 6). La siguiente figura muestra los refuerzos de la zona de Oruro considerados en esta sección.



## 11.8 Área Oriental

El área oriental tiene aproximadamente un 38% de la demanda total del SIN, y una parte de ella es suministrada desde el área central mediante las líneas Carrasco - Guaracachi 230 kV y Carrasco - Arboleda-Urubó 230 kV; el resto por las centrales térmicas Guaracachi, Santa Cruz y Guabirá. Actualmente, la red de subtransmisión en 69 kV de Santa Cruz es casi totalmente mallada y realizan sus retiros de energía desde las subestaciones Guaracachi, Urubó y Parque Industrial. En cambio, la alimentación a la demanda del norte de Santa Cruz es efectuada radialmente desde la subestación Arboleda mediante la línea Arboleda - Montero 115 kV.

En consideración al importante crecimiento de la demanda de Santa Cruz, la distribuidora CRE ha desarrollado un plan de expansión de su sistema para el periodo 2012-2022, el cual ha sido considerado en este estudio.

El año 2013 la operación del área oriental es realizada sin mayores problemas, tanto en condiciones normales como de contingencia n-1 de las líneas de interconexión en 230 kV con el sistema central. En la Figura VII.1 del 1 Anexo 6, se observa una importante transferencia desde el área central por las líneas Carrasco-Guaracachi (81 MW) y Carrasco-Arboleda (88 MW) y la generación total en las centrales mencionadas es igual a 267 MW.

El año 2014, ingresa la central UNAGRO y entrega su producción al SIN mediante la línea Mineros-Montero 115 kV, que forma parte del Sistema Misiones, así como, la elevación de tensión de la línea Montero - Warnes a 115 kV. Asimismo ingresan dos unidades de 40 MW en Santa Cruz para satisfacer el balance de potencia en esta área, ante indisponibilidad de alguna de las líneas de interconexión 230 kV con el área central. CRE para reforzar su red de 69 kV incorpora las líneas Palmar - Mapaiso, Guaracachi - Trompillo II y el cambio de conductor de mayor capacidad en la línea Feria Exposición - Mapaiso.

El año 2016, se incrementa la generación en el área oriental con el ingreso de otra unidad de 40 MW en la nueva central Urubó y la tercera unidad de 40 MW en Santa Cruz, en previsión a que una de las líneas de interconexión con el área central esté indisponible. Asimismo, cuando las unidades de Guabirá y UNAGRO no estén despachadas, existirán problemas de regulación de voltaje en la red del sistema norte de Santa Cruz, por lo que la continuidad de suministro a esta zona depende de la disponibilidad de la línea Arboleda - Montero.

Para solucionar estos problemas se prevé el ingreso de la subestación Valle Sánchez, que divide la línea Carrasco - Guaracachi, con un transformador de 150 MVA 230/115 kV, y también la línea Valle Sánchez - Warnes 115 kV.

El año 2017 la demanda del sistema oriental es de 557 MW, la generación del área es 403 MW y la transferencia desde el área central es igual 172 MW (Ver la Figura VII.2 del Anexo 6). Por crecimiento de la demanda, el año 2019 ingresa la segunda unidad de 40 MW en la central Urubó, así como los siguientes refuerzos de CRE en su red: S/E Plan 3000 y líneas Primero de Mayo - Plan 3000 - Palmar 69 kV.

El año 2020 ingresa el Proyecto Múltiple Rositas y se interconecta al SIN mediante dos líneas en 230 kV (una doble terna y otra de simple terna) entre la central Rositas y la

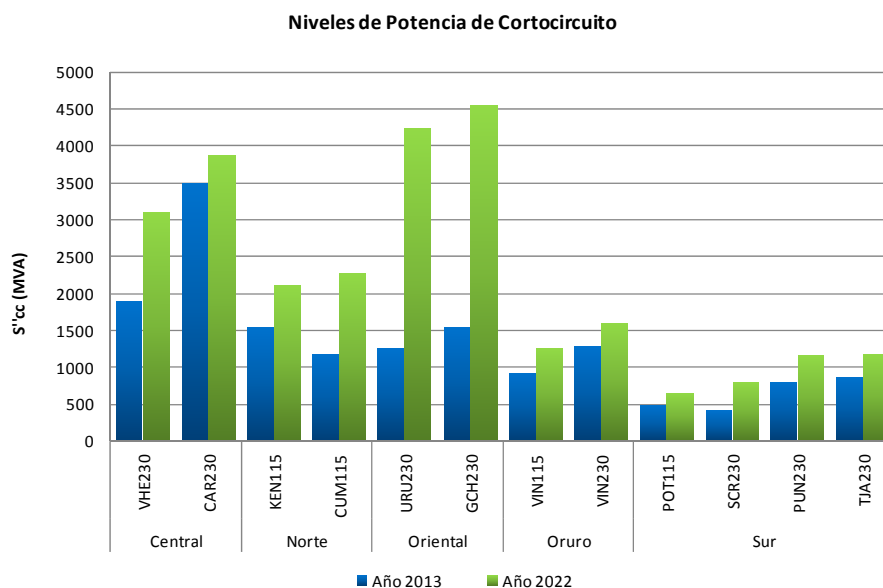


## 11.9 Niveles de Corto Circuito

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los valores de potencia y corriente de corto circuito trifásico (según la norma IEC-60909) en las barras más representativas del SIN, para los años 2012 y 2022.

Área	Nodo	Año 2013		Año 2022	
		S'cc (MVA)	I'cc (kA)	S'cc (MVA)	I'cc (kA)
Central	CAR230	3,476	9	3,874	10
	VHE230	1,894	5	3,092	8
Oriental	GCH230	1,547	4	4,552	11
	URU230	1,260	3	4,239	11
Oruro	VIN115	930	5	1,258	6
	VIN230	1,284	3	1,597	4
Norte	CUM115	1,170	6	2,286	11
	KEN115	1,541	8	2,121	11
Sur	POT115	479	2	648	3
	PUN230	798	2	1,157	3
	SCR230	405	1	800	2
	TJA230	862	2	1,178	3

En la siguiente figura se muestra que los niveles de corto circuito en algunas barras aumentan como resultado del crecimiento del sistema, con la incorporación de los proyectos de generación y/o transmisión definidos en el POES.



## 11.10 Traslado de Transformadores

En la siguiente tabla se muestra el cronograma de traslados de los transformadores de las subestaciones Punutuma, Vinto, Catavi y Villazón.

EQUIPO	S/E ORIGEN	S/E DESTINO	AÑO	COSTO (MMUS\$)
50 MVA, 115/69 kV	Punutuma	Vinto	2013	0.2
25 MVA, 115/69 kV	Vinto	Punutuma	2014	0.8
25 MVA, 115/69 kV	Vinto	Catavi	2015	1.4
60 MVA, 230/69 kV	Punutuma	Villazon	2015	1.9

## 12. EXPANSIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL SIN

Se ha expandido el área de influencia del SIN considerando los siguientes proyectos:

### 12.1 Sistema Aislado Las Misiones

El Sistema Las Misiones de CRE, actualmente es abastecido con la planta de generación a gas natural de San Ramón, a través del gasoducto Mineros - San Ramón cuya capacidad máxima de transporte permite una generación de 10.4 MW.

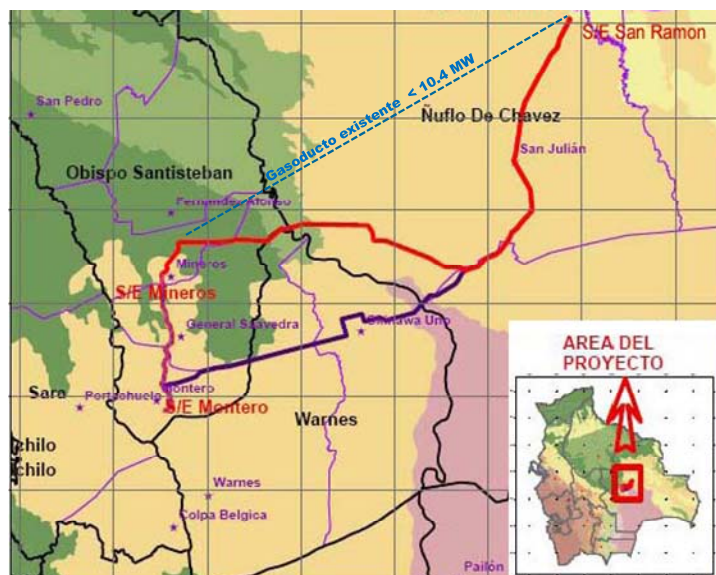
La capacidad limitada del gasoducto permitirá abastecer la demanda de energía eléctrica hasta el año 2014; por esta razón, es necesario analizar posibles alternativas de suministro que permitan abastecer la demanda a partir del 2015.

Las alternativas consideradas son las siguientes:

- Seguir abasteciendo la demanda con unidades térmicas a gas natural para lo que es necesario construir un nuevo gasoducto desde Colpa hasta San Ramón.
- Abastecer la demanda con unidades adicionales a diesel oil.
- Conectar el Sistema Aislado al Sistema Interconectado Nacional por medio de una línea en 115 kV, de Montero a San Ramón.

El análisis económico realizado muestra que la alternativa más ventajosa es la interconexión al SIN, por lo que este proyecto es considerado en el POES a partir del año 2015.

La línea Montero - San Ramón en 115 kV, conectará el sistema aislado "Las Misiones" al SIN y de esta manera se dispondrá de una capacidad de abastecimiento suficiente en el mediano y largo plazo, tomando en cuenta que la línea tendrá una capacidad térmica de 87 MVA. Además el proyecto da la opción de vincular a futuro la generación y subestación Mineros donde se conectará el proyecto de generación de UNAGRO que funciona con biomasa. En la siguiente figura se presenta el trazo previsto para la línea de interconexión:



La línea de interconexión, al desplazar la generación térmica a gas natural de la zona de San Ramón, tiene la ventaja adicional de permitir el aprovechamiento del gasoducto Mineros – San Ramón para otros fines con un efecto de crecimiento económico multiplicador para el desarrollo del área de las Misiones y las zonas aledañas de San Julián, Los Troncos, San Ramón, San Javier y Ascensión de Guarayos.

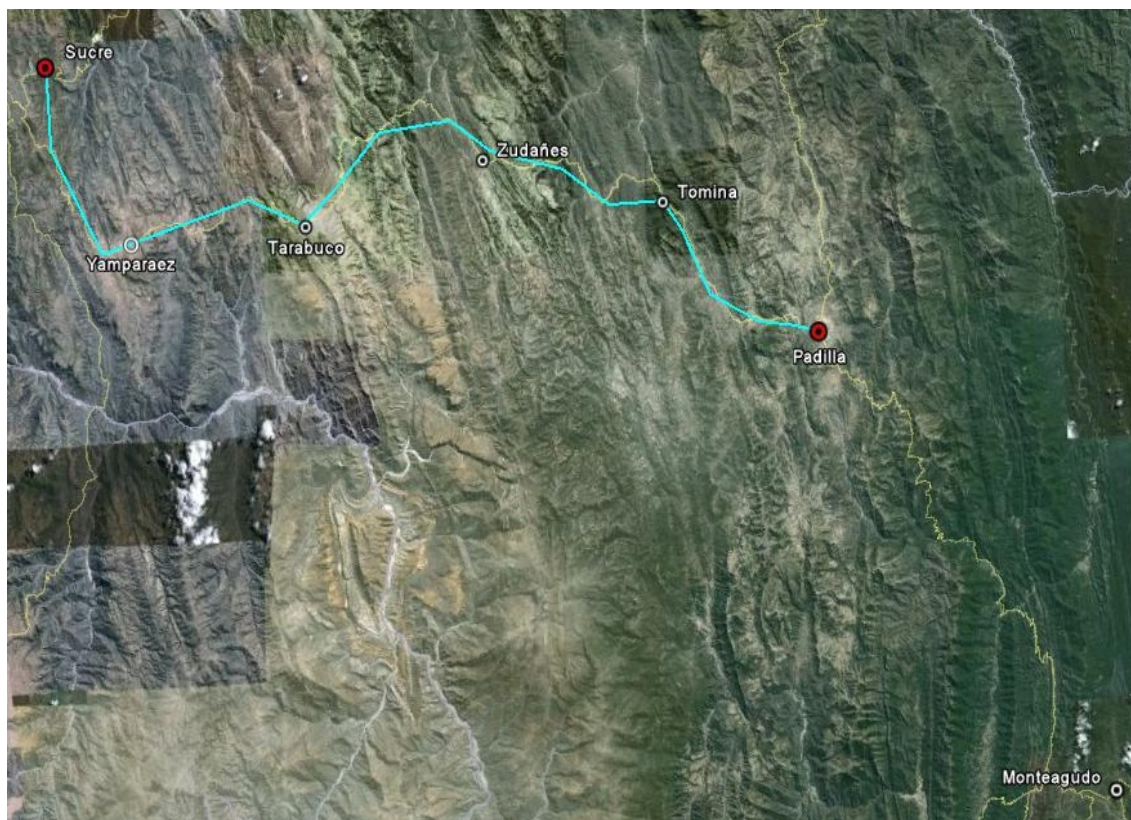
## 12.2 Línea Sucre – Padilla

El alimentador rural Aranjuez - Padilla 24.9 kV, conductor 2/0 AWG y 122 km de longitud actualmente alimenta la zona este de Chuquisaca, a las poblaciones Yamparaez, Tarabuco, Zudañez, Padilla y otros. La demanda actual es 4.4 MW y 5.7 MW el año 2015.

Debido al crecimiento de la demanda, el suministro a esta zona sólo puede ser realizado hasta el año 2014, porque a partir del año 2015 existen problemas de regulación de voltaje y sobrecarga en el alimentador rural Aranjuez - Padilla 24.9 kV.

Para resolver los problemas mencionados, en el POES se propone la construcción de la línea en alta tensión Sucre - Padilla 115 kV. Con este proyecto se podrá ampliar la cobertura del servicio eléctrico hacia las provincias de Tomina, Azurduy, Hernando Siles y Luis Calvo del departamento de Chuquisaca.

Asimismo, desde la S/E Padilla se prevé la interconexión hacia Monteagudo mediante la línea Monteagudo - Padilla 24.9 kV (actualmente en ejecución), lo que permitirá anexas al SIN los sistemas aislados de Monteagudo, Huacareta y Muyupampa.



Si existe atraso en el ingreso de la línea Sucre - Potosí 115 kV y el transformador 230/115 en S/E Sucre, la línea Sucre - Padilla debería ser construida con las características de una línea en 115 kV (conductor IBIS), pero operada inicialmente en 69 kV. En ese caso, el transformador de la S/E Padilla debería tener doble relación en alta 115-69/24.9 kV.

### 12.3 Zona de Uyuni

#### 12.3.1 Proyectos industriales

Según información de las empresas COMIBOL y ECEBOL en los próximos años pondrán en funcionamiento los proyectos del litio en el salar de Uyuni y la fábrica de cemento en la zona de Quiburi. En la siguiente figura se muestra la ubicación geográfica de las demandas asociadas a la zona Uyuni.



La demanda prevista para los proyectos industriales se presenta en la siguiente tabla:

AÑO	LITIO MW	ECEBOL MW
2013	12	2
2014	18	6
2015	27	8
2016	32	10
2017	32	10
2018	36	10
2021	36	12
2022	36	12

Para el suministro a los proyectos industriales se analizaron las siguientes alternativas:

- a. Alternativa 1.- Proyecto de la ex prefectura de Potosí.
- b. Alternativa 2.- Uyuni 230 kV





Por otra parte, según información de SEPSA en la zona de Tupiza existen pequeñas empresas mineras, que en conjunto suman una demanda de 6 MW que no puede ser abastecida desde el SIN por las restricciones de la red antes mencionadas.



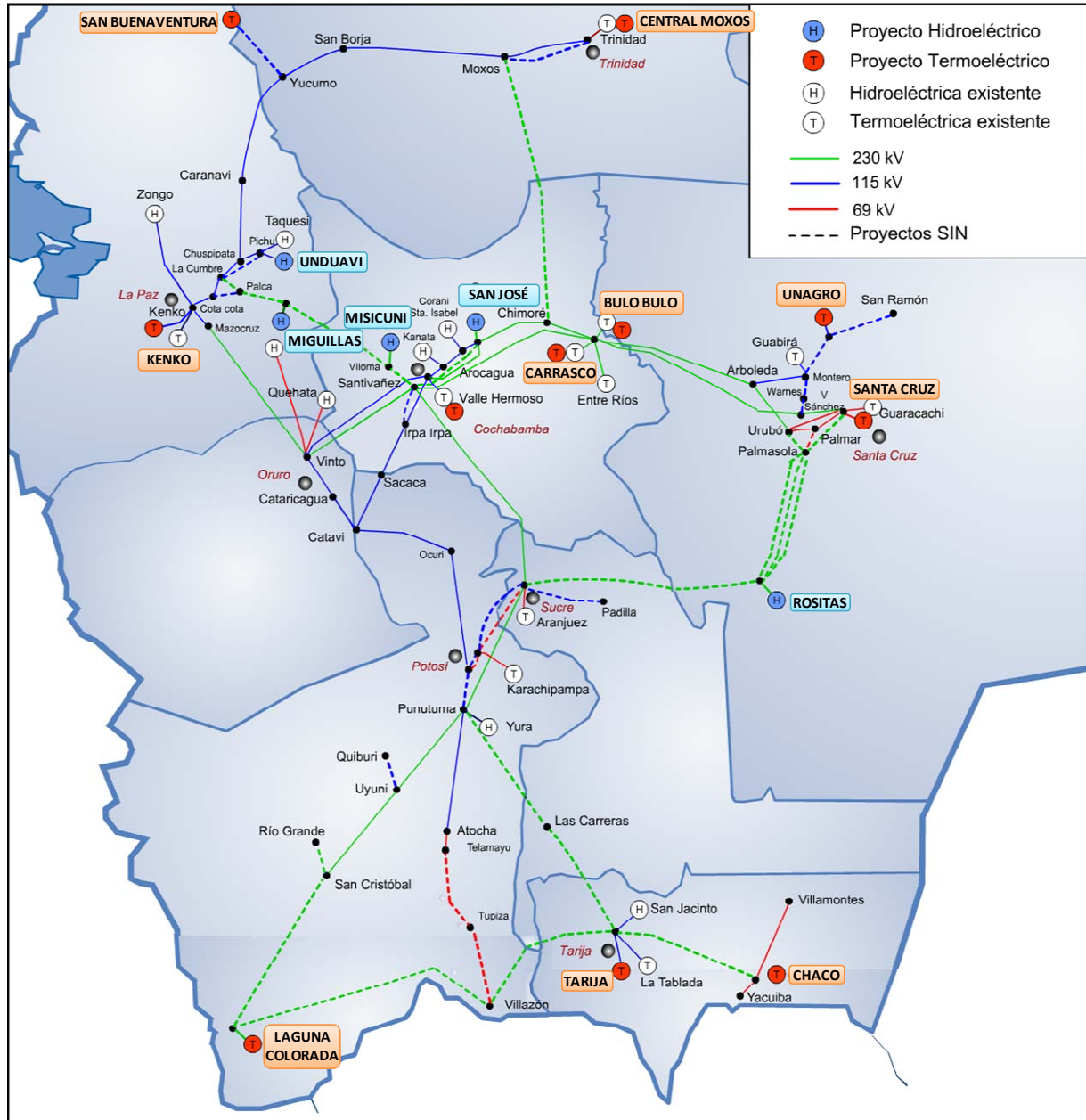
Para incorporar esta nueva demanda minera al SIN y mejorar la calidad de servicio a las cargas asociadas a la línea Telamayu - Villazón, en el POES se considera la línea Tarija - Villazón 230 kV, más un transformador 230/69 kV a conectarse en Villazón.

Este proyecto evitará que las empresas mineras de la zona de Tupiza consuman diesel para generar electricidad, a un costo aproximado de 250 US\$/MWh, y permite exportar energía a la zona de La Quiaca - Argentina.

### 13. PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN 2012 - 2022

Utilizando la metodología descrita en el capítulo 2 de este documento, se ha obtenido el Plan Óptimo de Expansión del SIN (POES) para el período 2012 – 2022. La configuración del sistema para el año 2022 se presenta a continuación:

**Sistema Interconectado Nacional Año 2022**



### 13.1 Plan de Obras en generación

El plan de expansión prevé la ejecución de obras de generación de acuerdo al siguiente cronograma:

PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN

Fecha de Ingreso	Localización	Tecnología	Proyectos		Capacidad (MW)	Costo (MM\$US)
			Decididos	Expansión		
nov-11	Carrasco	Térmica a Gas	TM2500		24.4	
dic-11	Trinidad	Diesel	Moxos		20.0	
ene-12	Santa Cruz	Ciclo Combinado	GCH12		80.0	
feb-12	La Paz	Térmica a Gas	TM2500		17.5	
jul-12	Tarija	Térmica a Gas	Tablada 1		2.7	
jul-12	Tarija	Térmica a Gas	Tablada 2		3.5	
jul-12	Tarija	Térmica a Gas	SECCO		18.0	
jul-12	Tarija	Hidroeléctrica	San Jacinto		7.0	
sep-12	Cochabamba	Térmica a Gas	TITAN 1 y 2		20.4	
sep-12	Cochabamba	Térmica a Gas	TITAN 3 y 4		20.4	
sep-12	La Paz	Térmica a Gas	TRENT 60WLE		32.2	
ene-13	Tarija	Térmica a Gas		TG01TA	40.1	24.9
ene-13	Bulo Bulo	Térmica a Gas		BUL03	44.8	27.0
mar-13	Chaco	Térmica a Gas	TG01 Chaco		44.8	24.9
jun-13	Chaco	Térmica a Gas	TG02 Chaco		44.8	24.9
dic-13	Chaco	Térmica a Gas	TG03 Chaco		44.8	24.9
ene-14	Santa Cruz	Biomasa	UNAGRO		39.0	
jun-14	Cochabamba	Hidroeléctrica	Misicuni Fase 1		80.0	95.5
sep-14	Santa Cruz	Térmica a Gas		TG01GC	45.8	24.9
sep-14	Santa Cruz	Térmica a Gas		TG02GC	45.8	24.9
ene-15	Potosí	Geotérmica		Laguna Colorada	100.0	227.5
ene-15	La Paz	Biomasa	San Buenaventura		10.5	
jun-15	Cochabamba	Hidroeléctrica		San José	120.0	122.6
ene-16	La Paz	Hidroeléctrica		Umapalca (Miguillas)	58.1	231.2
jul-16	La Paz	Hidroeléctrica		Palillada (Miguillas)	109.0	
oct-16	Santa Cruz	Térmica a Gas		TG03GC	45.8	24.9
oct-16	Santa Cruz	Térmica a Gas		TG04GC	45.8	24.9
ene-17	Cochabamba	Hidroeléctrica		Misicuni Fase 2	40.0	103.3
oct-18	Santa Cruz	Térmica a Gas		TG05GC	45.8	24.9
mar-19	La Paz	Hidroeléctrica		San Cristóbal (Unduavi)	17.0	
mar-19	La Paz	Hidroeléctrica		Anazani (Unduavi)	19.0	59.2
mar-19	La Paz	Hidroeléctrica		Santa Rosa (Unduavi)	9.0	
ene-20	Santa Cruz	Hidroeléctrica		Rositas	400.0	669.3

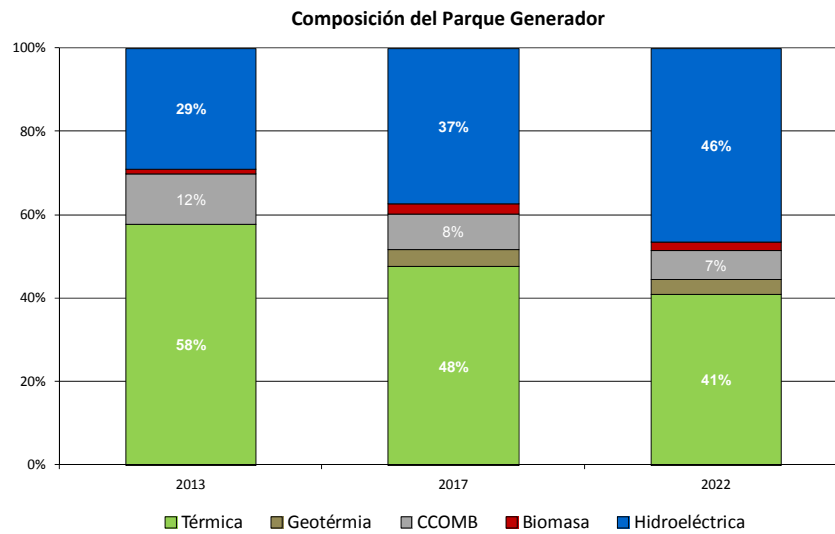
#### Plan de Emergencia

Unidades Existentes en Tarija

Es importante aclarar que los costos referenciales de la tabla anterior son sin impuestos. Asimismo, es necesario realizar un estudio de ubicación del emplazamiento óptimo de las turbinas de Santa Cruz, indicadas como TGGC.

### 13.2 Composición de la potencia disponible del SIN

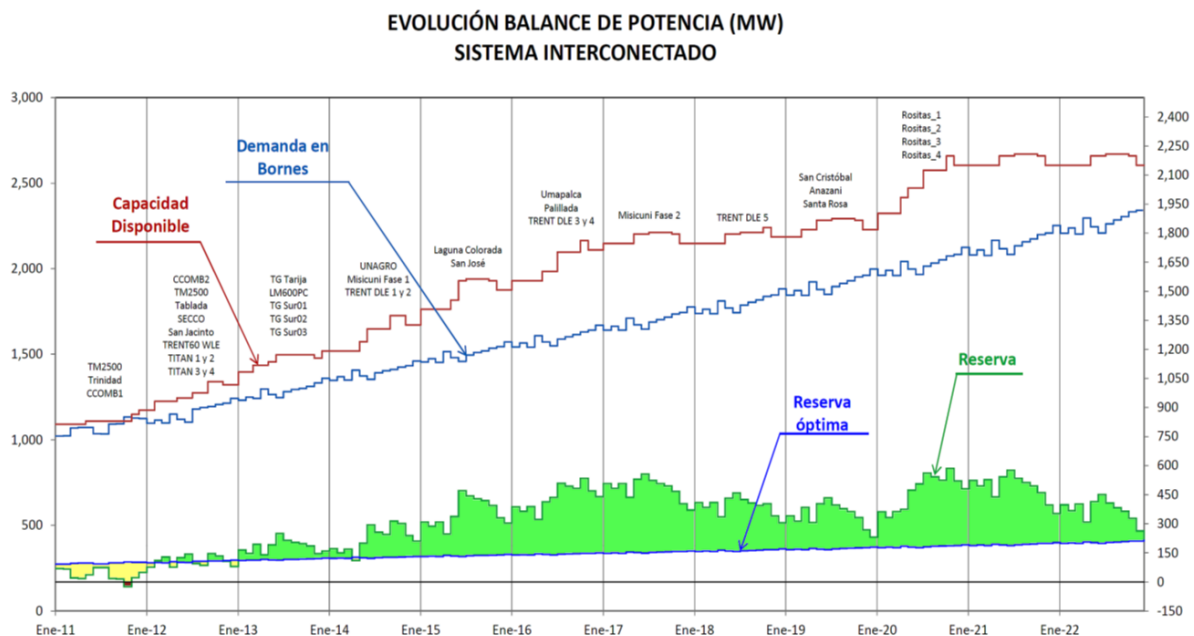
La composición de la potencia disponible del SIN por fuente de energía, de acuerdo a la capacidad total disponible y al ingreso de nuevos proyectos, se presenta en el siguiente gráfico:



Como se observa en este gráfico, la participación de la capacidad térmica disminuye de 58% el año 2013 a 41% en el año 2022, mientras que la participación de la capacidad hidroeléctrica aumenta de 29% el año 2013 hasta 46% el año 2022.

### 13.3 Balance de potencia

En el siguiente gráfico se presenta la evolución del balance de potencia (generación - demanda) del SIN para el horizonte de planificación período 2012 – 2022:



En la parte superior se presenta, referida al eje vertical izquierdo, la capacidad disponible y la demanda. En la parte inferior de este gráfico se presenta, referida al eje vertical derecho, la reserva del sistema (en verde) y la reserva rotante óptima (línea azul) que, de acuerdo a la normativa actual, debería ser igual o mayor al 9% de la demanda a nivel de generación.

### 13.4 Plan de expansión en transmisión

El plan de expansión prevé la ejecución de obras de transmisión de acuerdo al siguiente cronograma:

**PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN MMUS\$ (sin impuestos)**

AÑO	EQUIPO	PROYECTOS		TENSIÓN (kV)	LONGITUD (Km)	CAPACIDAD (MW)	COSTO (MMUS\$)
		DECIDIDOS	EXPANSIÓN				
Ene-12	SE	Chimore (Div. línea Carrasco-San José) (1)		230			1.2
Abr-12	SE	Adecuación Larecaja (1)		115			0.4
May-12	LT	Elev. tensión Potosí - Punutuma (1)		115	73.2	74.0	1.9
Jul-12	LT	Punutuma - Tarija (1)		230	252.4	130.0	42.6
Ago-12	SE		La Cumbre	115			2.0
Sep-12	SE		Potosí (Nuevo nodo retiro SEPSA)	115			0.7
Nov-12	SE	Ampliación Arocagua (1)		115			1.7
Nov-12	SE	Cataricagua (Div. línea Catavi-Vinto) (1)		115			1.9
Ene-13	SE		Coboce (Div. línea Catavi-Valle Hermoso)	115			1.7
Mar-13	TR		Punutuma	230/115		95.0	5.5
Mar-13	LT	<b>Tarija - Chaco (DTI) (2)</b>		230	150.0	142.5	26.2
Abr-13	TR		Vinto	115/69		47.5	1.3
Jun-13	SE		Sacaba (Div. línea Santa Isabel-Arocagua)	115			1.7
Ene-14	LT		San Cristóbal - Río Grande	230	40.0	142.5	9.7
Ene-14	SE		Uyuni (S/E con Transformador)	230/115		47.5	6.7
Ene-14	LT		Repotenciamiento Karachipampa - Potosí	69	10.2	32.0	0.3
Ene-14	TR		Sucre	230/115		95.0	5.3
Ene-14	LT		Sucre-Karachipampa-Potosí	115	114.0	85.0	12.5
Ene-14	SE		Karachipampa (S/E y Transformador)	115/69		48.0	4.3
Ene-14	CP		Karachipampa, 12 MVAR	115			0.9
Jun-14	LT	Santivañez - Viloma -La Cumbre		230	276.5	150.0	59.8
Jun-14	TR	La Cumbre		230/115		142.5	6.2
Jun-14	LT	<b>Misicuni-Viloma (2)</b>		230	15.0	150.0	3.7
Jun-14	TR		Viloma	230/115		95.0	5.3
Ene-15	LT		<b>San Cristóbal-Laguna Colorada (2)</b>	230	170.0	142.5	27.8
Ene-15	LT		Tarija-Villazón	230	118.0	142.5	19.3
Ene-15	LT		Villazón-Laguna Colorada	230	250.0	142.5	42.1
Ene-15	LT		Moxos- Trinidad (Segunda línea)	115	86.2	74.0	10.4
Ene-15	LT		Chimoré-Moxos	230	275.0	142.5	40.9
Ene-15	TR		Moxos	230/115		95.0	5.3
May-15	LT		<b>Yucumo-San Buenaventura (2)</b>	115	120.0	74.0	12.1
Jun-15	LT		<b>Central San José-San José (2)</b>	230	9.0	142.5	3.0
Jun-15	LT		<b>San José-Santivañez (2)</b>	230	75.8	142.5	10.6
Ene-16	LT		Repotenciamiento Atocha - Villazón	69	176.1	32.0	4.2
Ene-16	LT		Santivañez-Viloma (Segunda terna)	230	35.0	150.0	3.5
Ene-16	LT		<b>Tangara-Vilcara-Miguillas (2)</b>	230	21.0	167.0	10.0
Ene-16	SE		Palca (S/E y Transformador)	230/115		95.0	7.3
Ene-16	LT		Línea Palca-Ovejuyo-Cota Cota	115	11.5	95.0	3.1
Jun-16	SE		Valle Sanchez (S/E y Transformador)	230/115		142.5	8.5
Ene-18	TR		Vinto (Segundo transformador)	230/115		95.0	5.5
Ene-19	LT		<b>San Cristóbal-Pichu (2)</b>	115	8.1	95.0	1.7
Ene-19	LT		<b>Anazani-Pichu (2)</b>	115	1.4	95.0	1.0
Ene-19	LT		<b>Santa Rosa-Yanacachi (2)</b>	11.5	6.7	9.1	0.2
Ene-19	LT		<b>Pichu-Cumbre (2)</b>	115	59.0	95.0	7.4
Ene-20	LT		<b>Rositas-Sucre (2)</b>	230	280.0	142.5	39.1
Ene-20	LT		<b>Rositas-Palmasola (Doble terna) (2)</b>	230	125.9	334.0	35.9
Ene-20	LT		<b>Rositas-Palmasola (Simple terna) (2)</b>	230	125.9	167.0	20.7
Ene-20	LT		Palmasola-Urubó	230	20.4	150.0	4.2
Ene-20	LT		Palmasola-Guaracachi	230	16.7	150.0	3.5
Ene-20	TR		Palmasola	230/69		142.5	6.0
Ene-20	TR		Santivañez	230/115		95.0	5.3
Ene-20	LT		Santivañez-Coboce	115	23.0	81.0	3.6

(1) Proyectos en ejecución.

(2) Líneas de transmisión asociadas a proyectos de generación.

## 13.5 Inversiones y cronograma de desembolsos

La desagregación anual de las inversiones ha sido realizada a criterio propio del CNDC, respetando los montos totales informados por los agentes.

Se debe considerar que para iniciar la construcción de un proyecto es necesario que las siguientes actividades hayan sido ejecutadas:

- Actualización de Estudios
- Trámites de Licencias Ambientales
- Licencias Regulatorias
- Financiamiento

Se estima que estas actividades requerirán, para su ejecución, por lo menos un año. El cronograma de inversiones requeridas, en MMUS\$ sin impuestos, es el siguiente:

CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS EN MMUS\$ (sin impuestos)

Proyecto	Operación	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
<b>1 Unidad Térmica en Carrasco *</b>	nov-11											
<b>Unidades Térmicas a Diesel en Trinidad *</b>	dic-11											
<i>Chimore (Div. Línea Carrasco-San José)</i>	ene-12	0.5	0.7									1.2
<b>1 Unidad Térmica en La Paz *</b>	feb-12											
<i>Adecuación Larecaja</i>	abr-12		0.4									0.4
<i>Elev. Tensión Potosí - Punutuma</i>	may-12	0.8	1.1									1.9
<i>Línea Punutuma - Tarija</i>	jul-12											
<i>Subestación La Cumbre en 115 kV</i>	ago-12		2.0									2.0
<b>2 Unidades Térmicas en Valle Hermoso*</b>	sep-12											
<b>2 Unidades Térmicas en Valle Hermoso*</b>	sep-12											
<i>Subestación Potosí en 115 kV</i>	sep-12		0.7									0.7
<b>1 Unidad Térmica en La Paz *</b>	sep-12											
<i>Ampliación Subestación Arocaagua</i>	nov-12		1.7									1.7
<i>Cataricaagua (Div. Línea Catavi-Vinto)</i>	nov-12	0.4	1.5									1.9
<i>1 Unidad Térmica en Tarija</i>	ene-13		19.9	5.0								24.9
<i>1 Unidad Térmica en Bulu Bulu</i>	ene-13		21.6	5.4								27.0
<i>Subestación COBOCE (Div. Línea Catavi - V. Hermoso)</i>	ene-13		1.0	0.7								1.7
<i>Transformador 100 MVA, 230/115 Punutuma</i>	mar-13		2.2	3.3								5.5
<i>1 Unidad Térmica en El Chaco</i>	mar-13		14.9	10.0								24.9
<b>Línea Chaco - Tarija en 230 kV</b>	mar-13		10.5	15.7								26.2
<i>Transformador Vinto 115/69 kV</i>	abr-13		0.5	0.8								1.3
<i>Subestación Sacaba - Div. L. Santa Isabel-Arocaagua</i>	jun-13		0.7	1.0								1.7
<i>1 Unidad Térmica en El Chaco</i>	jun-13		10.0	14.9								24.9
<i>1 Unidad Térmica en El Chaco</i>	dic-13		10.0	14.9								24.9
<i>Guabira y Yane</i>	ene-14											
<i>Línea San Cristóbal - Río Grande en 230 kV</i>	ene-14		2.9	4.9	1.9							9.7
<i>Transformador Uyuni 230/115 kV</i>	ene-14		2.0	3.3	1.3							6.7
<i>Repotenciamiento Karachipampa - Potosí 69 kV</i>	ene-14			0.1	0.2							0.3
<i>Transformador Sucre 75 MVA, 230/115 kV</i>	ene-14		2.1	3.2								5.3
<i>Línea Sucre - Karachipampa - Potosí en 115 kV</i>	ene-14		5.0	5.0	2.5							12.5
<i>S/E y Transformador Karachipampa 50 MVA, 115/69</i>	ene-14		1.7	2.6								4.3
<i>Banco de Capacitores 2x6 MVAR en Karachipampa</i>	ene-14			0.9								0.9
<i>Línea Santivañez - Viloma - Miguillas - Cumbre en 230</i>	jun-14	23.9	23.9	12.0								59.8
<i>Transformador La Cumbre 150 MVA, 230/115 kV</i>	jun-14			2.5	3.7							6.2
<i>Central Misisuni Fase I</i>	jun-14	19.1	38.2	38.2								95.5
<b>Línea Misisuni - Viloma en 230 kV</b>	jun-14		1.5	2.2								3.7
<i>Transformador Viloma 100 MVA, 230/115</i>	jun-14		2.1	3.2								5.3
<i>2 Unidades Térmicas en Santa Cruz</i>	sep-14			29.9	19.9							49.8
<i>Central Geotérmica Laguna Colorada</i>	ene-15	77.5	112.4	108.1								298.0
<b>Línea Laguna Colorada - San Cristóbal en 230 kV</b>	ene-15	11.1	11.1	5.6								27.8
<i>Línea Tarija - Villazón en 230 kV</i>	ene-15		7.7	11.6								19.3
<i>Línea Villazón - Laguna Colorada en 230 kV</i>	ene-15		16.8	16.8	8.4							42.1
<i>Línea Moxos - Trinidad en 115 kV</i>	ene-15		4.2	6.2								10.4
<i>Línea Chimoré-Moxos en 230 kV</i>	ene-15		16.4	16.4	8.2							40.9
<i>Transformador Moxos 230/115 kV</i>	ene-15			2.1	3.2							5.3
<b>Línea Yucumo - San Buenaventura en 115 kV</b>	may-15		4.8	7.3								12.1
<i>Central San José</i>	jun-15	39.2	34.3	24.5	24.5							122.6
<b>Línea Central San José - San José en 230 kV</b>	jun-15		1.2	1.8								3.0
<b>Línea San José - Santivañez en 230 kV</b>	jun-15		4.2	6.4								10.6
<i>Repotenciamiento Atocha - Villazón 69 kV</i>	ene-16		1.7	2.5								4.2
<i>Línea Santivañez - Viloma en 230 kV (2da terna)</i>	ene-16			1.4	2.1							3.5
<i>Centrales Umapalca y Palillada en río Miguillas</i>	ene-16	46.2	69.4	69.4	46.2							231.2
<b>Línea Tangara - Vilcara - Miguillas en 230 kV</b>	ene-16			4.0	6.0							10.0
<i>Transformador v S/E Palca 230/115 kV</i>	ene-16			2.9	4.4							7.3
<i>Línea Palca - Ovejuyo - Cota Cota en 115 kV</i>	ene-16			1.2	1.9							3.1
<i>Valle Sanchez (Subestación y Transformación) en</i>	jun-16			3.4	5.1							8.5
<i>2 Unidades Térmicas en Santa Cruz</i>	oct-16			19.9	19.9	10.0						49.8
<i>Central Misisuni, Fase 2</i>	ene-17			34.4	34.4	34.4						103.3
<i>Segundo Transformador Vinto 230/115 kV</i>	ene-18					2.2		3.3				5.5
<i>1 Unidades Térmica en Santa Cruz</i>	oct-18							10.0	14.9			24.9
<b>Línea Pichu - Cumbre en 115 kV</b>	ene-19							3.0	4.4			7.4
<b>Línea San Cristóbal-Pichu en 115 kV</b>	ene-19							0.7	1.0			1.7
<b>Línea Anazani-Pichu en 115 kV</b>	ene-19							0.4	0.6			1.0
<b>Línea Santa Rosa-Yanacachi en 115 kV</b>	ene-19							0.1	0.1			0.2
<i>Centrales San Cristóbal, Anazani y Santa Rosa en Río Uduvazi</i>	mar-19				14.8	14.8	14.8	14.8				59.2
<i>Central Rositas</i>	ene-20		4.0	24.7	56.9	46.5	62.4	167.2	102.2	120.0	85.3	669.3
<b>Línea Rositas - Sucre en 230 kV</b>	ene-20							15.6	15.6	7.8		39.1
<b>Línea Rositas - Palmasola (doble terna) en 230 kV</b>	ene-20							14.4	14.4	7.2		35.9
<b>Línea Rositas - Palmasola (simple terna) en 230 kV</b>	ene-20							8.3	8.3	4.1		20.7
<b>Línea Palmasola - Urubó en 230 kV</b>	ene-20								1.7	2.5		4.2
<b>Línea Palmasola - Guaracachi en 230 kV</b>	ene-20								1.4	2.1		3.5
<i>Transformador Palmasola 150 MVA, 230/69 kV</i>	ene-20								2.4	3.6		6.0
<i>Transformador Santivañez 230/115 kV</i>	ene-20								2.1	3.2		5.3
<i>Línea Santivañez - Irpa Irpa en 115 kV</i>	ene-20								1.4	2.2		3.6
<b>TOTAL</b>		<b>1.6</b>	<b>334.4</b>	<b>491.6</b>	<b>481.0</b>	<b>234.6</b>	<b>128.9</b>	<b>237.7</b>	<b>185.4</b>	<b>152.7</b>	<b>85.3</b>	<b>2,333.3</b>

Proyectos del Plan de Emergencia \*  
 Proyectos en proceso de construcción  
 Líneas de transmisión asociadas a proyectos de generación

El resumen de las inversiones en generación y transmisión se presentan en el siguiente cuadro:

**RESUMEN CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS EN MMUS\$ (Sin Impuestos)**

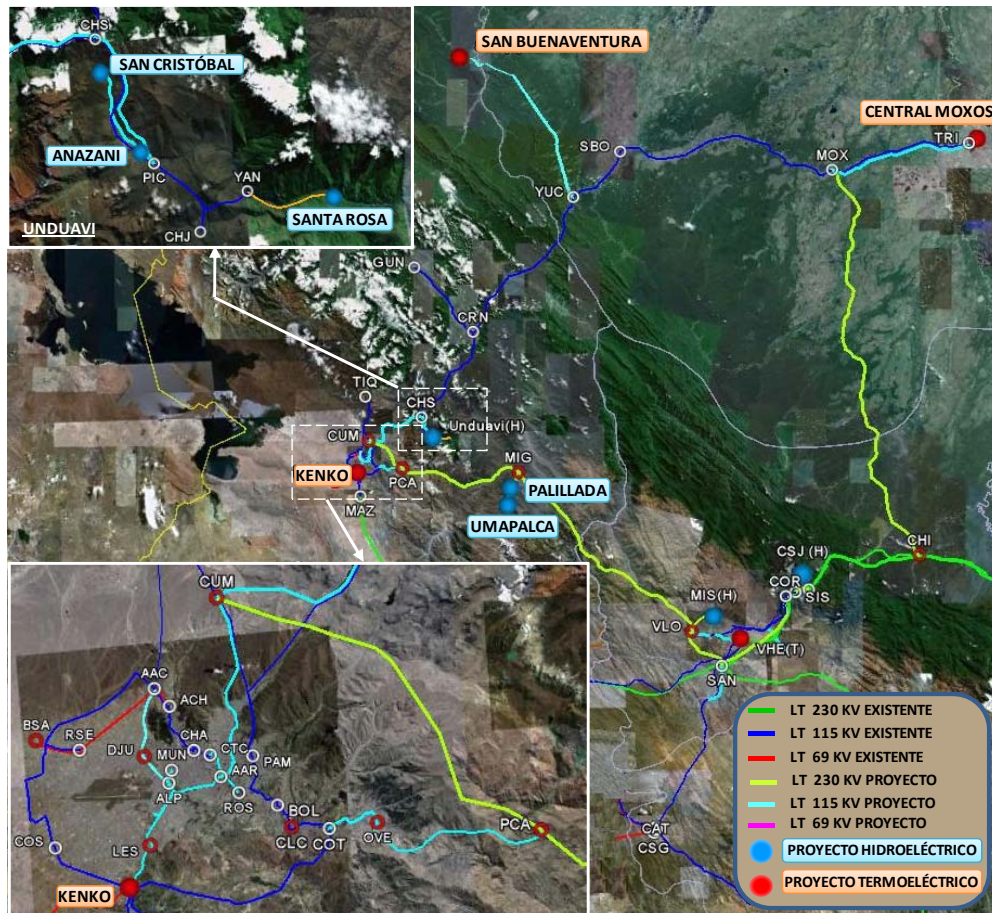
<b>Plan de Obras</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>Total</b>
Generación	-	262.5	359.1	371.3	186.4	121.6	192.0	132.0	120.0	85.3	1,830.2
Transmisión	1.6	71.9	132.5	109.7	48.2	7.3	45.7	53.5	32.7	0.0	503.1
<b>Total</b>	<b>1.6</b>	<b>334.4</b>	<b>491.6</b>	<b>481.0</b>	<b>234.6</b>	<b>128.9</b>	<b>237.7</b>	<b>185.4</b>	<b>152.7</b>	<b>85.3</b>	<b>2,333.3</b>

## 14. DESCRIPCIÓN DE PROYECTOS DE LA EXPANSIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA

A continuación se describen los proyectos de generación y transmisión que forman parte de la alternativa óptima de expansión:

### 14.1 Área Norte

Esta área está conformada por los departamentos de La Paz y Beni. Los proyectos considerados para esta área se presentan en la siguiente figura:



A continuación se presenta una descripción de los proyectos:

#### 14.1.1 Proyectos de Generación

##### 1) Diciembre 2011: 20 MW térmicos en Trinidad

En diciembre 2011 ingresarán al sistema 20 MW de generación a diesel en Trinidad, como parte del Plan de Emergencia definido en marzo de 2011 para satisfacer la demanda de energía eléctrica. El ingreso de esta generación fue prevista por ENDE para satisfacer la demanda en el área de Trinidad ante indisponibilidades de la línea Caranavi – Trinidad.

**2) Febrero 2012: Una Unidad Térmica en La Paz (17.5 MW a la temperatura promedio)**

Esta unidad es parte del Plan de Emergencia. Al incrementar la generación en el área norte, esta unidad permite mejorar la confiabilidad de abastecimiento incrementando la generación requerida por la condición de seguridad de áreas. Su ingreso estaba previsto para junio de 2011 en el POES 2011-2021.

**3) Septiembre 2012: Unidad Térmica en La Paz (32.2 MW a la temperatura promedio)**

Esta unidad es parte del Plan de Emergencia. En forma similar a la unidad anterior, esta unidad permitirá mejorar la calidad de abastecimiento al área norte. El ingreso de esta unidad estaba previsto para abril de 2012 en el POES 2011-2021.

**4) Julio 2015: Central San Buenaventura**

La Planta Industrial de Azúcar estará emplazada en la localidad de El Porvenir, Municipio de San Buenaventura, provincia Iturralde del departamento de La Paz a 25 km noroeste de San Buenaventura. La planta contará con generación de dos turbogeneradores de 15 MW que le permitirán un excedente de 10.5 MW en la época de zafra (julio a Septiembre). Este proyecto demandará del sistema 2.5 MW en el período de no zafra.

La central San Buenaventura se conectará al SIN en la S/E Yucumo mediante la línea Yucumo - San Buenaventura 115 kV de 120 km de longitud. El costo aproximado (sin impuestos) de este proyecto es de 12.1 MMUS\$.

## 5) Enero 2016 y Julio 2016: Centrales Hidroeléctricas Umapalca y Palillada

Estas centrales forman parte del aprovechamiento del río Miguillas que se presenta en la siguiente figura:



La Empresa Canadian International Power Monenco Inc. realizó el estudio de factibilidad en el año 1995. Posteriormente COBEE realizó actualizaciones a este estudio los años 2007 y 2009.

El resumen ejecutivo presentado en marzo de 2009 por COBEE tiene las siguientes características para un Factor de Planta del 60%:

### Umapalca:

Potencia	58.1	MW
Energía Media Anual	348.0	GWh/año
Factor de Productividad	7.31	MW/m <sup>3</sup> /s

### Palillada:

Potencia	109.0	MW
Energía Media Anual	655.1	GWh/año
Factor de Productividad	6.44	MW/m <sup>3</sup> /s

La central Umapalca tiene una obra de toma principal sobre el Río Miguillas, obras de toma secundarias sobre los ríos Calachaca y Jalancha y una cámara de carga subterránea de 0.061 hm<sup>3</sup>; se encuentra aguas abajo de la central Carabuco del sistema Miguillas, en actual operación.

La central Palillada tiene una obra de toma principal sobre el Río Miguillas, obras de toma secundarias sobre los ríos Ojsalla, Choro y Khewani y una cámara de carga subterránea de 0.080hm<sup>3</sup>; se encuentra aguas abajo de la central de Umapalca.

Los caudales incrementales informados por ENDE son los siguientes:

**Caudales Medios Mensuales Incrementales (m<sup>3</sup>/s) – Umapalca y Palillada En Miguillas**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
<b>Promedio</b>	24.0	24.4	21.2	11.6	8.4	7.1	6.7	7.3	8.1	9.8	11.2	14.8	12.9
<b>Máximo</b>	44.5	53.3	38.8	23.7	11.6	9.8	13.8	12.5	12.9	17.6	17.5	26.9	19.5
<b>Mínimo</b>	12.1	11.2	10.0	5.8	6.1	4.7	3.7	3.9	3.8	5.5	5.2	7.6	9.5
<b>Desv. Std.</b>	7.2	9.0	7.6	4.9	1.5	1.2	2.0	2.1	2.5	3.3	3.3	4.3	2.3

El costo de inversión en generación, que ha sido informado por ENDE, es el siguiente:

**CRONOGRAMA DESEMBOLSOS  
(MMUS\$ c/imp)**

Año	Monto
2012	53.16
2013	79.74
2014	79.74
2015	53.16
<b>TOTAL</b>	<b>265.80</b>

Las centrales Umapalca y Palillada se conectarán al SIN en la S/E Miguillas mediante las líneas Umapalca-Palillada-Miguillas 230 kV, de 21 km de longitud, 167 MW de capacidad y costo aproximado, sin impuestos, de 10 MMUS\$. La subestación Miguillas divide la línea Viloma-La Cumbre 230 kV en una zona próxima a la central Palillada.

En el siguiente cuadro se presenta los tiempos de duración de las principales actividades del proyecto:

PROYECTO	Duración (días)	Duración (meses)
<b>CENTRAL HIDROELÉCTRICA MIGUILLAS</b>		
Apertura de caminos de acceso a la zona de Umapalca	277	9
Diseño de Licitación y Documentos de Contratación	210	7
Proceso de Contratación	190	6
Construcción, Suministro, Montaje y Pruebas	1,600	53
Diseño, Fabricación y Transporte de Equipos y Tubería	740	25
Montaje, Pruebas y Puesta en Marcha	1,045	35

Estas centrales generarán un promedio de 1003.1 GWh/año con la siguiente distribución mensual:

Generación Hidroeléctrica Mensual - Centrales Umopalca y Palillada (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Regulada	20.9	18.9	20.8	19.8	20.2	19.7	19.1	18.5	14.9	14.7	18.2	20.9	226.4
De Pasada	82.3	74.3	81.2	59.9	56.2	46.4	48.3	52.2	55.5	69.2	71.0	80.2	776.7
<b>TOTAL</b>	<b>103.2</b>	<b>93.2</b>	<b>102.0</b>	<b>79.7</b>	<b>76.4</b>	<b>66.0</b>	<b>67.4</b>	<b>70.6</b>	<b>70.4</b>	<b>83.9</b>	<b>89.2</b>	<b>101.1</b>	<b>1003.1</b>

La generación regulada es la parte que se genera a partir de las aguas de la central Carabuco que se encuentra aguas arriba de la central Umopalca.

El costo de generación del proyecto es de 44.26 US\$/MWh sin impuestos, cuyo detalle se presenta en el anexo 4.

Es importante recalcar que el POES 2010-2020 recomendaba que durante el año 2010 se actualicen los estudios de este aprovechamiento debido a que el mismo era económicamente ventajoso con respecto a la generación térmica en base a turbinas a gas. Una recomendación similar se efectuó en el POES 2011-2021 (publicado el año 2010). Ya que hasta la fecha no se han concretado los estudios, se recomienda efectuar los mismos a la brevedad posible a fin de no postergar el ingreso de este proyecto que estaba previsto para el año 2015 en el POES 2010-2020 y está previsto para el año 2016 en el Plan actual.

## 6) Marzo 2019: Centrales Hidroeléctricas San Cristóbal, Anazani y Santa Rosa

En la figura siguiente se muestra el esquema del aprovechamiento hidroeléctrico.



El proyecto considera la instalación del embalse Hierbani, a una altura de 2740 m.s.n.m. sobre el río Unduavi, que permitirá contar con un caudal regulado de 3.8 m<sup>3</sup>/s a través de una tubería de gravedad de 6,189 m de longitud y una tubería forzada hasta la casa de máquinas, ubicada próxima a la localidad de San

Cristóbal, a una altura de 2280 m.s.n.m., para generar una potencia de 17 MW en la central “San Cristóbal”.

La descarga a la salida de la central San Cristóbal se regulará a través del embalse San Cristóbal, instalado a una altura de 2260 m.s.n.m., desde el que se derivará un caudal de 4.6 m<sup>3</sup>/s a través de una tubería de gravedad de 9,111 m de longitud, y una tubería de presión hasta la casa de máquinas, para generar una potencia de 19 MW en la central “Anazani”.

La descarga a la salida de la central Anazani y la descarga a la salida de la central Yanacachi Norte, actualmente en operación, serán reguladas en el embalse Yanacachi desde donde se derivará un caudal de 15 m<sup>3</sup>/s a través de una tubería de gravedad de 1,274 m de longitud y una tubería de presión hasta la casa de máquinas, instalada a una altura de 1280 m.s.n.m., para generar una potencia de 9 MW en la central “Santa Rosa”.

Las centrales tienen las siguientes características:

**San Cristóbal:**

Potencia	17	MW
Energía Media Anual	84.4	GWh/año
Factor de Productividad	4.5	MW/m <sup>3</sup> /s
Embalse	0.11	hm <sup>3</sup>

**Anazani:**

Potencia	19	MW
Energía Media Anual	94.8	GWh/año
Factor de Productividad	4.1	MW/m <sup>3</sup> /s
Embalse	0.025	hm <sup>3</sup>

**Santa Rosa:**

Potencia	9	MW
Energía Media Anual	48.8	GWh/año
Factor de Productividad	0.6	MW/m <sup>3</sup> /s
Embalse	0.167	hm <sup>3</sup>

Los caudales incrementales son los siguientes:

Caudales Medios Mensuales Incrementales (m<sup>3</sup>/s)  
San Cristóbal, Anazani y Santa Rosa

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Promedio	24.3	25.7	20.8	11.5	5.2	3.7	3.8	4.4	5.7	6.3	8.2	13.1	11.1
Máximo	45.0	46.2	31.5	34.2	10.9	7.2	7.3	9.5	14.4	14.8	19.6	23.1	15.0
Mínimo	13.7	10.7	6.2	3.3	1.9	1.0	1.3	1.0	1.0	1.9	2.7	4.4	8.6
Desv. Std.	7.8	8.1	7.0	5.7	2.2	1.8	1.7	2.2	3.0	2.6	3.8	4.7	1.7

El costo de inversión en generación de este proyecto que ha sido proporcionado por la Hidroeléctrica Boliviana es el siguiente:

**CRONOGRAMA DESEMBOLSOS  
(MMUS\$ c/imp)**

Año	Monto
2015	17.00
2016	17.00
2017	17.00
2018	17.00
<b>TOTAL</b>	<b>68.00</b>

La conexión de las centrales San Cristóbal, Anazani y Santa Rosa al SIN se efectúa mediante las siguientes líneas de transmisión:

- San Cristóbal - Pichu 115 kV, de 8.1 km de longitud, 95 MW de capacidad y costo aproximado, sin impuestos, de 1.7 MMUS\$.
- Anazani - Pichu 115 kV, de 1.4 km de longitud, 95 MW de capacidad y costo aproximado, sin impuestos, de 1.0 MMUS\$.
- Santa Rosa - Yanacachi 11.5 kV, de 6.7 km de longitud, 9.1 MW de capacidad y costo aproximado, sin impuestos, de 0.2 MMUS\$.

Asimismo, para evacuar la generación de los proyectos Unduavi y Taquesi se requiere la construcción de la línea Pichu-Cumbre 115 kV, de 59 km de longitud, 95 MW de capacidad y costo aproximado, sin impuestos de 7.4 MMUS\$.

La energía promedio generada, resultado de la simulación de la operación, es la siguiente:

Generación Hidroeléctrica Mensual - Centrales San Cristobal, Anazani y Santa Rosa (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
<b>TOTAL</b>	27.8	25.1	27.8	25.1	14.9	10.1	9.2	9.7	12.4	17.0	21.3	27.6	227.9

El costo de generación del proyecto es de 60.12 US\$/MWh sin impuestos, cuyo detalle se presenta en el anexo 4.

#### 14.1.2 Proyectos de Transmisión

##### 1) Abril 2012: Adecuación Larecaja

Proyecto en ejecución, consiste en la implementación de bahías de línea en la S/E Chuspipata, para salidas a Chuquiaguillo, Caranavi y Pichu y otra bahía en S/E Caranavi salida a Chuspipata, con el propósito de mejorar la continuidad y calidad de servicio a Caranavi y Trinidad. Este proyecto fue aprobado por la AE mediante Resoluciones AE 501/2010, de fecha 21/10/2010; y AE 226/2011 de fecha 19/03/2011. El costo aproximado (sin impuestos) de este proyecto es de 0.475 MMUS\$.

**2) Agosto 2012: Subestación - La Cumbre en 115 kV**

Este proyecto adelanta la construcción de la barra en 115 kV de la futura subestación de maniobra La Cumbre, del proyecto línea Santiváñez-La Cumbre, en reemplazo del actual Tap Chuquiaguillo, donde están conectadas las líneas hacia Tiquimani, Chuspipata y Pampahasi, para mejorar su confiabilidad operativa. El costo aproximado (sin impuestos) de este proyecto es de 2.0 MMUS\$.

**3) Junio 2014: Línea Santiváñez - Viloma - La Cumbre 230 kV**

La línea Santiváñez - Viloma - La Cumbre 230 kV es el segundo circuito de conexión entre las áreas central y norte. Según información de ENDE será construida en doble terna incompleta de 150 MW de capacidad por terna y 276.5 km de longitud. En su recorrido colectará la generación de los proyectos Misicuni y Miguillas en las subestaciones Viloma y Miguillas, respectivamente. En la subestación La Cumbre se instalará un transformador de 150 MVA 230/115 kV. Este proyecto mejorará la confiabilidad de suministro a la ciudad de La Paz. El costo aproximado (sin impuestos) de este proyecto es de 66.0 MMUS\$.

**4) Enero 2015: Subestación San Ignacio de Moxos**

Se requiere la instalación de un transformador de 100 MVA 230/115 kV para conectarse al sistema de transmisión existente Caranavi-Trinidad 115 kV. El costo aproximado (sin impuestos) de este proyecto de 5.3 MMUS\$

**5) Enero 2015: Línea Chimoré - San Ignacio de Moxos 230 kV**

Se requiere la construcción de la línea Chimoré-San Ignacio de Moxos 230 kV de 143 MW de capacidad y 275 km de longitud, para mejorar la confiabilidad y atender el crecimiento de la demanda del sistema Beni. El costo aproximado (sin impuestos) de este proyecto de 40.9 MMUS\$

**6) Enero 2015: Línea San Ignacio de Moxos-Trinidad 115 kV**

Se requiere la construcción de la segunda línea San Ignacio de Moxos-Trinidad 115 kV, de 74 MW de capacidad y 86 km de longitud, para mejorar la confiabilidad de suministro a la ciudad de Trinidad. El costo aproximado (sin impuestos) de este proyecto de 10.4 MMUS\$.

Estos últimos tres proyectos eliminan la restricción de seguridad de áreas de Trinidad, de 73 GWh de generación a diesel para el año 2014, con un costo de 19 MMUS\$. El elevado costo de generación a diesel, 250 US\$/MWh, es reemplazado con costos de generación de aproximadamente 50 US\$/MWh.

**7) Enero 2016: Subestación Palca**

Por el crecimiento de la demanda de La Paz se construye la subestación Palca como un nuevo nodo de retiro para el área norte, dividiendo la línea Miguillas-Cumbre 230 kV en una zona próxima a Ovejuyo, donde debe ser instalado un

transformador de 100 MVA 230/115 kV. El costo aproximado (sin impuestos) de este proyecto de 7.3 MMUS\$.

#### 8) Enero 2016: Línea Palca-Cota Cota 115 kV

Se construye la línea Palca-Cota Cota en 115 kV de 95 MW de capacidad y 11.5 km de longitud, para mejorar la confiabilidad y crecimiento de la demanda del área norte. El costo aproximado (sin impuestos) de este proyecto es igual a 3.1 MMUS\$.

#### 14.1.3 Proyectos de Distribución

Los proyectos de distribución considerados se muestran en la siguiente tabla:

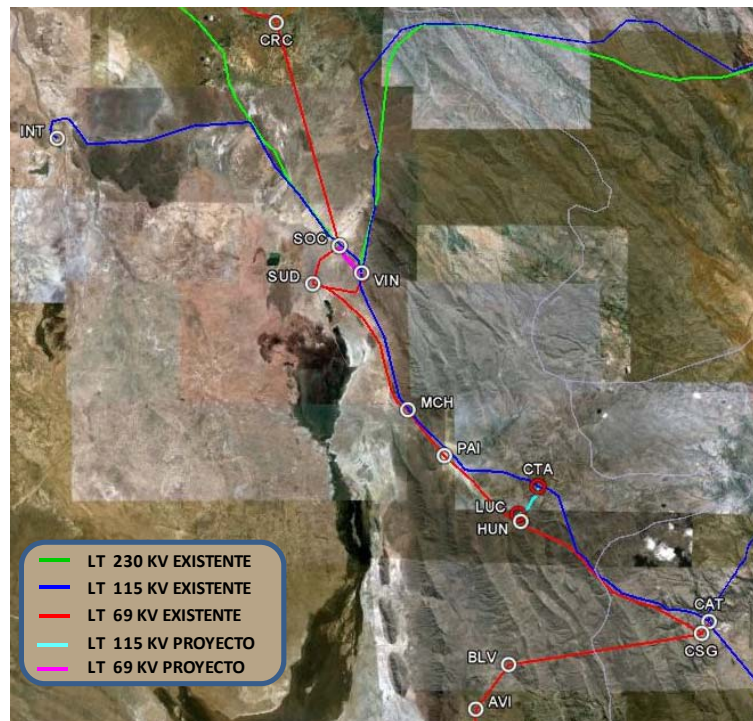
Fecha Ingreso	Proyecto	Equipo	Tensión (kV)
2013	Catacora-Av. Arce	LT	115
2013	Cambio de tensión Av Arce -Rosassani	LT	115
2014	Cumbre-Avenida Arce	LT	115
2015	Calacoto (Div LT KEN-COT)	SE	115/6.9
2016	Alto Achachicala-Munaypata-El Alto	LT	115
2017	Bautista Saavedra (Div LT AAC-KEN)	SE	115/69
2018	Avenida Arce-Tembladerani	LT	115
2018	Tembladerani-El Alto	LT	115
2019	Luis Espinal (Div LT KEN-TAR)	SE	115/12
2020	Cambio de tensión Kenko-Tarapacá.	LT	115
2020	Tarapacá-El Alto	LT	115
2021	16 de Juio (Div LT AAC-ALP)	SE	115/12

## 14.2 Área Central

Esta área está conformada por los departamentos de Cochabamba y Oruro. La siguiente figura presenta los proyectos considerados en el área Central:



Los proyectos en el área de Oruro se presentan en la siguiente imagen:



A continuación se presenta una descripción de los proyectos considerados en el área Central:

#### **14.2.1 Proyectos de Generación**

##### **1) Noviembre 2011: Unidad Térmica en Carrasco**

Esta unidad (24.4 MW a la temperatura promedio) forma parte del Plan de Emergencia y fue requerida por la incertidumbre del ingreso del Proyecto Ciclo Combinado de Guaracachi.

##### **2) Septiembre 2012: Cuatro Unidades Térmicas en Valle Hermoso**

Estas unidades (40.8 MW a la temperatura promedio) forman parte del Plan de Emergencia y fueron requeridas por la incertidumbre del ingreso del Proyecto Ciclo Combinado de Guaracachi.

##### **3) Enero 2013: Unidad Térmica en Bulu Bulu**

Esta unidad (44.8 MW a la temperatura promedio) ha sido ofertada por la empresa Bulu Bulu, y ha sido seleccionada en el Plan, debido al corto plazo de ejecución, su alta eficiencia y su precio competitivo (31 MMUS\$ con impuestos)

##### **4) Octubre 2013: Central Eólica Piloto**

Esta central piloto de 1.7 MW de capacidad se instalará en la zona de Qollpana provincia Carrasco del departamento de Cochabamba, lo cual permitirá establecer los parámetros técnicos de operación, aspectos económicos y la normativa relacionada.

Adicionalmente, ENDE ha previsto estudiar la generación eólica para emplazar sistemas aerogeneradores de potencia industrial, con el objeto de contar con una potencia instalada de 50MW.

Para este objetivo, se han identificado tres zonas de elevada velocidad de viento en los departamentos de La Paz, Oruro y Potosí. Asimismo, se han identificado nuevas zonas potenciales en la provincia Omasuyos del departamento de La Paz con una velocidad promedio de 9 m/seg, a una altura de 50 metros sobre el nivel el suelo y en el departamento de Santa Cruz en las provincias Sara, Andrés Ibáñez y Cordillera, con una velocidad promedio anual de 7 m/s, a 50 metros sobre el nivel del suelo.

##### **5) Junio 2014: Central Hidroeléctrica Misicuni, Fase 1**

Proyecto en etapa de revisión de las ofertas para su construcción. Forma parte del Proyecto Múltiple Misicuni que tiene el objetivo adicional de suministrar agua potable y de riego a la ciudad de Cochabamba, mediante el aprovechamiento de las aguas de las cuencas de los ríos Misicuni, Viscachas y Putucuni localizados en la ladera norte de la cordillera del Tunari, efectuando un represamiento y trasvase de sus aguas hacia el Valle Central de Cochabamba.

En esta fase, la fuente principal de agua para el proyecto la constituye el río Misicuni, el cual será aprovechado por medio de una represa con una capacidad de 150 hm<sup>3</sup>. El caudal promedio de esta fase es de 3.2 m<sup>3</sup>/s.

La Fase 1 de este proyecto tendrá una capacidad instalada de 80 MW.

La central Misicuni se conectará al SIN en la S/E Viloma mediante la línea Misicuni – Viloma 230 kV, de 15 km de longitud, 150 MW de capacidad y costo aproximado, sin impuestos, de 3.7 MMUS\$. La subestación Viloma forma parte de la línea Santiváñez-Cumbre 230 kV.

## 6) Junio 2015: Central Hidroeléctrica San José

El proyecto hidroeléctrico San José fue identificado en el POES 2010-2020 (publicado en noviembre de 2009) como el mejor proyecto hidroeléctrico ya que el mismo se encuentra aguas debajo de las centrales de Corani y Santa Isabel y aprovecha el embalse de Corani (138 millones de m<sup>3</sup>). Debido a la existencia de dos estudios de factibilidad (ENDE 1990 y Valle Hermoso 2008), en este plan se sugirió la realización de estudios más detallados con el fin de encontrar el diseño óptimo para esta central.

A fines del año 2010 ENDE realizó una licitación para el diseño final del proyecto, la misma que fue declarada desierta. En junio de 2011, ENDE adjudicó al consorcio SAMEJ CONSULTORES-INTEGRAL S.A. – GREGORY L. MORRIS ENGINEERING PSC-GEO HIDRA SRL el contrato para la elaboración de los estudios de diseño de esta Central. Se prevé la entrega del diseño para enero del 2012, tras lo cual ENDE realizará las gestiones necesarias para su financiamiento, su licitación y ejecución.

La central tiene las siguientes características:

### Central San José:

Potencia: 120 MW  
 Energía Media Anual: 729.7 GWh/año  
 Factor de productividad: 5.49 MW/m<sup>3</sup>/s

Los caudales incrementales son los siguientes:

Caudales Medios Mensuales Incrementales (m<sup>3</sup>/s) – San José

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Promedio	18.5	21.0	20.2	13.2	7.3	4.1	2.7	2.4	2.9	5.0	7.9	12.6	9.8
Máximo	27.8	30.0	29.6	21.2	12.8	7.1	6.2	5.1	6.6	9.3	16.9	20.5	13.6
Mínimo	11.0	13.2	9.8	6.5	4.7	2.7	1.4	1.0	0.7	1.3	1.6	4.7	7.6
Desv. Std.	4.4	4.9	5.0	3.8	2.0	1.0	1.1	1.2	1.8	1.7	3.1	4.4	1.6

Los costos presentados por ENDE, fueron actualizados al año 2011 con un factor de 5%, y son los siguientes:

**CRONOGRAMA DESEMBOLSOS  
(MMUS\$ c/imp)**

Año	Monto
2012	45.09
2013	39.45
2014	28.18
2015	28.18
<b>TOTAL</b>	<b>140.90</b>

La central San José se conectará al SIN en la S/E San José, mediante una línea en 230 kV, de 9 km de longitud y costo aproximado, sin impuestos, de 3.0 MMUS\$.

Asimismo, debido a la poca capacidad de transporte, se considera adicionalmente la construcción de la línea San José – Santiváñez 230 kV, de 143 MW de capacidad y 76 km de longitud. Este proyecto, además, permite ampliar la confiabilidad y capacidad de transmisión del área central. El costo de este proyecto sin impuestos es igual a 10.6 MMUS\$.

En el siguiente cuadro se presenta los tiempos de duración de las principales actividades del proyecto:

PROYECTO	Duración (días)	Duración (meses)
<b>CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN JOSÉ</b>		
Diseño Licitación y Contratación	290	10
Proceso de Contratación	190	6
Construcción obras civiles, obras de cabecera, tunel de aducción, chimenea de equilibrio, tunel de presión inclinado, tunel de presión horizontal	953	32
Línea y Subestaciones Eléctricas	700	23
Diseño, Fabricación y Transporte de Equipos y Tubería	740	25
Montaje, Pruebas y Puesta en Marcha	305	10
Aducciones Complementarias de la Margen Derecha del río Paracti	700	23

La energía promedio generada es la siguiente:

Generación Hidroeléctrica Mensual - Central San José (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
<b>Regulada</b>	24.1	24.6	30.8	30.5	31.5	36.4	41.1	42.3	40.9	34.8	23.3	32.1	392.5
<b>De Pasada</b>	49.9	42.2	42.6	38.9	28.7	15.8	11.0	9.2	11.5	19.8	29.6	37.9	337.1
<b>TOTAL</b>	74.0	66.8	73.4	69.5	60.3	52.2	52.1	51.5	52.4	54.6	52.9	70.0	729.7

La energía regulada proviene del caudal turbinado y vertido de la central de Santa Isabel, que se encuentra aguas arriba de San José. La energía de pasada proviene del caudal incremental de ingreso a la central de San José. Es importante

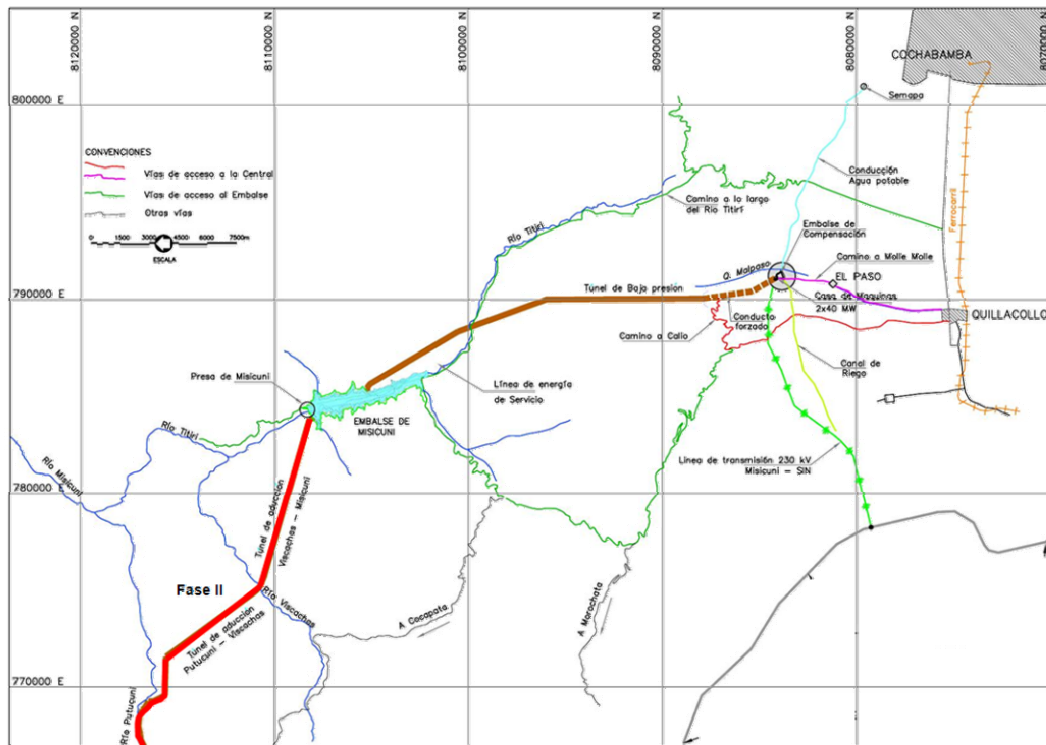
observar el gran efecto regulador del embalse de Corani que hace que esta central sea tan económicamente ventajosa.

El costo de generación del proyecto es de 31.99 US\$/MWh, cuyo detalle se presenta en el anexo 4.

## 7) Enero 2017: Central Hidroeléctrica Misicuni, Fase II

La Fase II del Proyecto Misicuni consiste en instalar 40 MW de potencia adicional a los 80 MW instalados en la fase I y captar los aportes de los ríos Viscachas y Putucuni que incrementarán el caudal promedio a 6.1 m<sup>3</sup>/s.

En la siguiente figura se presenta el esquema global de aprovechamiento de este proyecto:



La central tiene las siguientes características:

### Misicuni Fase I:

Potencia:	80	MW
Energía Media Anual:	240.2	GWh/año
Factor de productividad:	8.16	MW/m <sup>3</sup> /s

### Misicuni Fases I y II:

Potencia:	120	MW
Energía Media Anual:	477.2	GWh/año
Factor de productividad:	8.16	MW/m <sup>3</sup> /s

Los caudales incrementales son los siguientes:

**Caudales Medios Mensuales Incrementales (m<sup>3</sup>/s) – Misicuni Fase I**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
<b>Promedio</b>	8.3	7.3	6.8	2.7	1.1	0.7	0.5	0.6	1.1	1.7	2.4	4.9	3.2
<b>Máximo</b>	24.2	16.2	20.7	11.1	2.0	1.4	1.0	1.5	4.6	7.0	6.8	20.3	6.2
<b>Mínimo</b>	2.8	2.6	2.3	0.9	0.3	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.5	0.7	1.8
<b>Desv. Std.</b>	5.1	3.5	4.2	1.9	0.4	0.3	0.2	0.4	1.1	1.5	1.8	3.7	1.1

**Caudales Medios Mensuales Incrementales (m<sup>3</sup>/s) – Misicuni Fases I y II**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
<b>Promedio</b>	19.0	16.9	13.8	5.1	2.0	1.4	1.1	1.2	1.8	2.8	4.0	8.5	6.45
<b>Máximo</b>	44.4	28.8	32.2	13.9	3.1	2.4	2.2	2.7	5.8	8.2	9.0	32.5	10.2
<b>Mínimo</b>	8.2	6.7	7.2	2.5	0.9	0.7	0.5	0.5	0.5	0.5	1.3	2.3	4.0
<b>Desv. Std.</b>	9.2	5.9	5.5	2.2	0.6	0.5	0.5	0.6	1.3	1.8	2.2	5.3	1.5

Los costos de inversión para la Fase II han sido proporcionados por la Empresa Misicuni, dichos costos fueron actualizados al año 2011. A continuación se presenta el siguiente cronograma de desembolsos de la fase de inversión:

**CRONOGRAMA DESEMBOLSOS  
(MMUS\$ c/imp)**

Año	Monto
2014	39.58
2015	39.58
2016	39.58
<b>TOTAL</b>	<b>118.73</b>

La energía promedio generada, resultado de la simulación de la operación, es la siguiente:

**Generación Hidroeléctrica Mensual - Central Misicuni Fase I (GWh)**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
<b>TOTAL</b>	29.8	24.6	32.5	34.0	31.7	12.8	8.9	6.2	7.4	9.9	16.4	25.8	240.2

**Generación Hidroeléctrica Mensual - Central Misicuni Fases I y II (GWh)**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
<b>TOTAL</b>	53.5	44.7	47.7	53.5	63.5	45.8	32.5	22.5	18.1	19.6	24.7	51.0	477.2

El costo de generación de la Fase II del proyecto es de 75.36 US\$/MWh, cuyo detalle se presenta en el anexo 4.

Es importante observar que los caudales promedio de la Fase I sólo permiten llenar 116 hm<sup>3</sup> del embalse, que tiene una capacidad de 150 hm<sup>3</sup>, lo que muestra la necesidad de contar con los caudales de la Fase II para utilizar más eficientemente el embalse y mejorar el bajo factor de planta de la Fase I.

## 14.2.2 Proyectos de Transmisión

### 1) Enero 2012: Subestación Chimoré

El Tap Chimoré de Cochabamba se convierte en una subestación de maniobra con la adición de dos bahías de línea, que dividen la línea Carrasco-San José en Carrasco-Chimoré y Chimoré-San José. Este proyecto se encuentra en ejecución y fue aprobado por la AE mediante Resoluciones 441/2010, de fecha 13/09/2010 y 126/2011, de fecha 21/03/2011. El costo sin impuestos de este proyecto es 1.22 MMUS\$.

### 2) Noviembre 2012: Ampliación Subestación Arocagua

Con la ampliación de la S/E Arocagua 115 kV de Cochabamba se divide la línea Corani-Valle Hermoso, en los tramos Corani-Arocagua y Arocagua-Valle Hermoso. Este proyecto se encuentra en fase de ejecución y fue aprobado por la AE mediante Resoluciones 036/2011, de fecha 27/01/2011; y 372/2011, de fecha 16/08/2011. El costo sin impuestos de este proyecto es 1.7 MMUS\$.

### 3) Noviembre 2012: Subestación Cataricagua 115 kV

La subestación Cataricagua divide la línea Vinto-Catavi 115 kV en proximidades Huanuni (Oruro), desde la cual se construye la línea Cataricagua - Lucianita de 74 MVA de capacidad y 5 km de longitud, para atender la demanda del proyecto de ampliación del Complejo Minero Huanuni. Este proyecto ha sido aprobado por la AE, mediante Resolución AE 450/2011, de fecha 26/09/2011. El costo sin impuestos de este proyecto es 1.9 MMUS\$.

### 4) Enero 2013: Subestación Irpa Irpa (Coboce)

El Tap Coboce de Cochabamba es reemplazado por la subestación de maniobra Irpa Irpa (antes denominada S/E Coboce) por medio de la incorporación de dos bahías de línea, que dividen la línea actual Catavi-Valle Hermoso en Catavi-Irpa Irpa y Valle Hermoso-Irpa Irpa. Este proyecto mejora la confiabilidad de suministro a la fábrica COBOCE y la población de Irpa Irpa. El costo aproximado sin impuestos, de este proyecto es 1.7MMUS\$.

### 5) Abril 2013: Ampliación de capacidad en subestación Vinto 115 kV

Por el incremento en la demanda y mayor confiabilidad en el área de Oruro, se requiere el incremento de capacidad en S/E Vinto. Para ese propósito, se prevé el traslado del transformador de 50 MVA, 115/69 kV, de S/E Punutuma y la incorporación de segundo transformador de 50 MVA, 115/69 kV, en reemplazo de los transformadores actuales de 25 MVA, 115/69 kV. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 1.5 MMUS\$.

### 6) Junio 2013: Nuevo nodo de retiro en subestación Sacaba

Se construye la S/E Sacaba de Cochabamba mediante la división de la línea Santa Isabel-Arocagua 115 kV (define los tramos Santa Isabel-Sacaba y Sacaba-Arocagua) y tiene un costo aproximado de 1.7 MMUS\$.

Desde este nuevo nodo de retiro, ELFEC construirá la línea Sacaba-Paracaya 115 kV, de 21 km de longitud para satisfacer el crecimiento de la demanda y resolver los problemas de regulación de voltaje en el cono sur y el Valle Alto de Cochabamba.

**7) Junio 2014: Nuevo Nodo de Retiro en Subestación Viloma**

Este proyecto consiste en la instalación de un transformador de 100 MVA, 230/115 kV en la S/E Viloma y constituye un nuevo nodo de retiro para Cochabamba. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 5.3 MMUS\$.

Desde este nuevo nodo de retiro, ELFEC construirá la línea Viloma-Quillacollo 115 kV de aproximadamente 11 km de longitud, para brindar mayor confiabilidad a la demanda del Valle Bajo de Cochabamba.

**8) Enero 2015: Segundo transformador en subestación Catavi 115 kV**

Por incremento en la demanda y mayor confiabilidad en el área Oruro, se requiere la instalación de un segundo transformador de 25 MVA, 115/69 kV en S/E Catavi de Oruro, el cual será traslado desde la S/E Vinto. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 1.22 MMUS\$.

**9) Enero 2016: Línea Santiváñez-Viloma 230 kV (segunda terna)**

El ingreso del proyecto hidroeléctrico Miguillas con 167 MW de capacidad, requiere que se complete la segunda terna de la línea Santiváñez-Viloma 230 kV. Este proyecto es importante para evacuar la generación de las centrales Misicuni y Miguillas hacia el área central. El costo aproximado sin impuestos de este proyecto es 3.5 MMUS\$

**10) Enero 2018: Ampliación de capacidad en subestación Vinto 230 kV**

Se requiere la instalación de un segundo transformador de 100 MVA, 230/115 kV en S/E Vinto por incremento de la demanda en las áreas Oruro y Potosí. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 5.5 MMUS\$

**14.2.3 Proyectos de Distribución**

Los proyectos de distribución considerados para el departamento de Cochabamba son los siguientes:

Fecha Ingreso	Proyecto	Equipo	Tensión (KV)
2012	Colcapirhua	SE	115/24.9
2012	Rafael Urquidi-Colcapirhua	LT	115
2012	Paracaya	SE	115/24.9
2013	Sacaba-Paracaya	LT	115
2016	Viloma-Quillacollo	LT	115

Los proyectos de distribución para el departamento de Oruro son los siguientes:

Fecha Ingreso	Proyecto	Equipo	Tensión (KV)
2012	Cataricagua-Lucianita	LT	115
2013	Vinto-Socomani	LT	69
2016	Catavi-Cuadro Siglo (segunda línea)	LT	69
2017	Cambio conductor CSG-AVI	LT	69
2018	Socomani-Los Pinos	LT	69
2018	Los Pinos	SE	115/6.9
2018	Socomani (incluye transformador)	SE	115/69

### 14.3 Área Oriental

El área oriental está conformada por el Departamento de Santa Cruz en la que se han considerado los proyectos presentados en la siguiente figura:



A continuación se presenta una descripción de los proyectos considerados:

#### 14.3.1 Proyectos de Generación

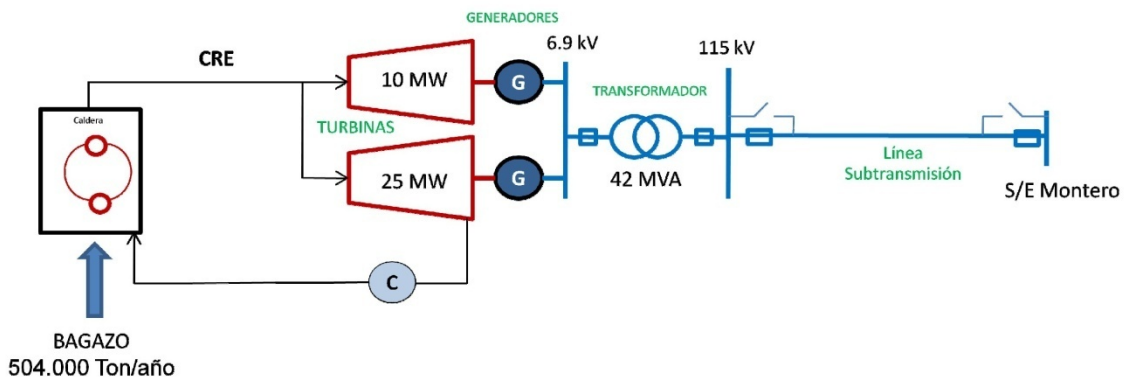
##### 1) Noviembre 2011 – Enero 2012: Ciclo Combinado en Guaracachi (80 MW)

Este proyecto en fase de construcción, consiste en instalar una turbina de vapor para aprovechar el calor residual de las unidades térmicas GCH09 y GCH10 de Guaracachi, y estaba previsto para su operación inicial en mayo de 2009. Los continuos retrasos para su puesta en servicio ocasionaron que en el Plan de

Emergencia se contemple la instalación de turbinas a gas adicionales (en Carrasco y Cochabamba). En la actualidad se prevé que este proyecto ingresará a fines de noviembre de 2011 con 40 MW, los cuales serán incrementados a 80 MW hasta enero de 2012.

**2) Enero 2014: UNAGRO (30 MW), Guabirá (9 MW)**

El proyecto UNAGRO que está ubicado en la zona de Montero a 80 km de la ciudad de Santa Cruz fue inicialmente impulsado por la Cooperativa Rural de Electrificación (CRE). Este proyecto aprovecha los residuos de caña (biomasa) para la producción de vapor y la generación de electricidad mediante dos turbinas de 20 MW y 15 MW con una inyección neta de 30 MW. Se conectará al SIN en la S/E Montero mediante una línea de transmisión de 33 km de longitud, en 115 kV.



En esta fase se prevé también la ampliación de la central Guabirá en 9 MW.

**3) Septiembre 2014: Dos Unidades Térmicas en Santa Cruz (91.5 MW a la temperatura media)**

Estas unidades satisfacen el criterio de confiabilidad n-1 del área oriental ante indisponibilidades de la línea Carrasco - Urubó o de la línea Carrasco - Guaracachi. El ingreso de unidades aeroderivadas eficientes permitirá por una parte disminuir la generación de otras unidades térmicas ineficientes y por otra eliminar los tiempos de indisponibilidad programada por mantenimientos mayores (promedio de 15 días al año) que se realizan en las turbinas de tipo industrial debido a que por su pequeño tamaño, éstas unidades pueden ser económicamente transportadas por vía aérea para su mantenimiento, periodo durante el cual se pueden alquilar otras unidades similares a precios inferiores al reconocido por el suministro de potencia en el mercado actual.

**4) Octubre 2016: Dos Unidades Térmicas en Santa Cruz (91.5 MW a la temperatura media)**

Estas unidades satisfacen el criterio de confiabilidad n-1 del área oriental ante indisponibilidades de la línea Carrasco - Urubó o de la línea Carrasco - Guaracachi.

5) **Octubre 2018: Unidad Térmica en Santa Cruz (45.8 MW a la temperatura media)**

Esta unidad satisface el criterio de confiabilidad n-1 del área oriental ante indisponibilidades de la línea Carrasco - Urubó o de la línea Carrasco - Guaracachi.

6) **Enero 2020: Proyecto Múltiple Rositas**

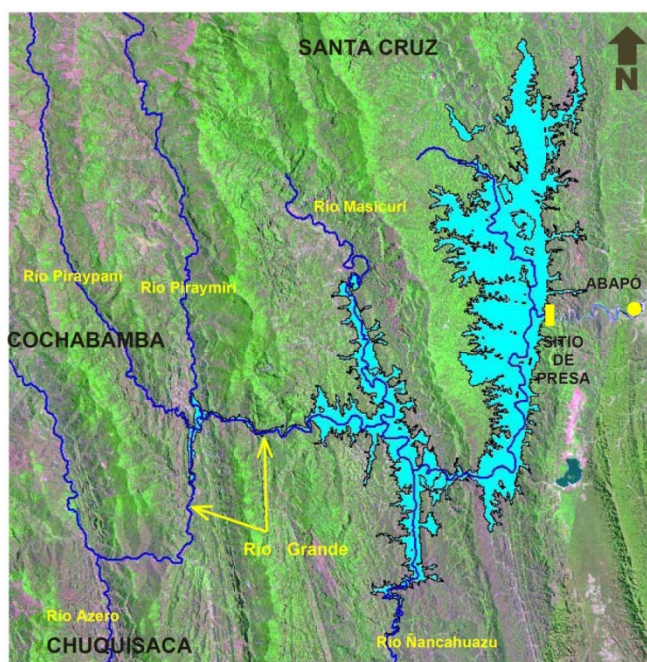
En 1977 fue realizado el estudio de factibilidad del Proyecto Río Grande Rositas a cargo de la firma consultora estadounidense Overseas Bechtel Incorporated. El proyecto es uno de los nueve aprovechamientos hidroeléctricos sobre el Río Grande identificados en estudios preliminares, y es el último de esa cascada de proyectos hidroeléctricos.

En su concepción de Proyecto Múltiple (PMR), utilizando las aguas del Río Grande, abarca los siguientes propósitos: generación de hidroelectricidad para el SIN, control de inundaciones, riego y suministro de agua para consumo humano.

La presa se ubicaría un kilómetro aguas abajo de la confluencia del Río Grande con el Río Rositas, a 25 km de Abapó.

La cuenca del Río Grande y sus afluentes hasta el sitio de presa tiene una superficie de 59.000 km<sup>2</sup> y abarca los departamentos de Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz, Potosí y Oruro, mencionados en orden de participación.

En la siguiente figura se muestra el embalse, la ubicación de la presa y ríos adyacentes del proyecto Rositas:



Fuente: Estudios Hidráulicos, Geomorfológicos y Sedimentológicos (García F., 2009)

La casa de máquinas tiene una potencia instalada de 400 MW constituida por 4 Turbinas Francis de eje vertical de 100 MW c/u.

La construcción y operación del PMR tiene aparejado el beneficio de mitigación de inundaciones por un valor anual estimado de 100 MMUS\$.

La relación de nivel versus volumen embalsado del PHR se muestra a continuación, esperándose un variación del nivel de operación de aproximadamente 25 m.; esta situación puede ser modificada cuando se considere el componente de riego.

#### Volúmenes de Embalse y Coeficientes de Producción

Nivel (m.s.n.m.)	Nivel Relativo (m)	Coef.Prod. (MW/m <sup>3</sup> /s)	Volumen Útil hm <sup>3</sup>
574	0	0.7053	0.0
576	2	0.7503	426.6
578	4	0.7929	853.3
580	6	0.8333	1,279.9
582	8	0.8717	1,790.5
584	10	0.9083	2,301.2
586	12	0.9433	2,811.8
588	14	0.9759	3,322.5
590	16	1.0060	3,833.1
592	18	1.0326	4,440.4
594	20	1.0591	5,047.7
596	22	1.0771	5,655.0
598	24	1.0964	6,262.3
600	26	1.1166	6,869.6

Las características del PHR son:

#### Rositas:

Potencia	400 MW
Energía Media Anual	2,710.5 GWh/año
Embalse Útil	6,870 hm <sup>3</sup>

Los caudales incrementales son los siguientes:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Promedio	827.9	919.0	808.2	529.2	173.3	72.0	45.9	36.2	48.2	101.9	207.8	364.8	344.5
Máximo	2293.4	2591.8	2286.2	964.5	318.6	178.9	114.9	100.1	280.2	347.9	525.4	828.7	784.8
Mínimo	128.4	341.6	234.8	61.7	67.5	18.9	5.8	6.5	5.7	9.1	36.9	145.1	122.7
Desv. Std.	493.5	416.9	455.7	227.6	74.6	40.3	31.2	26.1	48.0	74.2	117.8	161.7	117.2

La inversión en el proyecto, actualizada a 2011, es la siguiente:

**CRONOGRAMA DESEMBOLSOS  
(MMUS\$ c/imp)**

Año	Monto
2012	4.62
2013	28.40
2014	65.35
2015	53.42
2016	71.78
2017	192.23
2018	117.49
2019	137.97
2020	98.00
<b>TOTAL</b>	<b>769.26</b>

La central Rositas se conectará al SIN en la S/E Palmasola mediante dos líneas de transmisión (una doble terna y la otra simple terna) de 167 MW por terna y 126 km de longitud, entre la central Rositas y la subestación Palmasola, ubicada al sur de la ciudad de Santa Cruz. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 56.6 MMUS\$.

Adicionalmente, esta central se conectará a la ciudad de Sucre mediante la línea Rositas-Sucre 230 kV, de 143 MW de capacidad y 280 km de longitud. Esta línea permite la interconexión entre las áreas oriental y Sucre. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 39 MMUS\$.

En el siguiente cuadro se presenta los tiempos de duración de las principales actividades del proyecto:

PROYECTO	Duración (días)	Duración (meses)
<b>CENTRAL HIDROELÉCTRICA ROSITAS</b>		
Diseño final	272	9
Licitación	125	4
Construcción	2,797	93
Obras civiles	2,557	85
Equipos electromecánicos	160	5
Línea de transmisión	180	6
Puesta en marcha	90	3

La energía promedio generada se presenta a continuación:

Generación Hidroeléctrica Mensual - Central Rositas (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
<b>TOTAL</b>	209.3	207.2	240.0	231.9	240.8	237.3	243.2	237.9	223.9	223.5	208.1	207.2	2710.5

El costo de generación es de 48.2 US\$/MWh sin impuestos, cuyo detalle se presenta en el anexo 4.

### 14.3.2 Proyectos de Transmisión

#### 1) **Junio 2016: Subestación Valle Sánchez**

Se construye la subestación Valle Sánchez mediante la división de la línea Carrasco-Guaracachi y la incorporación de un transformador de 150 MVA, 230/115 kV, para mejorar la confiabilidad de suministro al sistema noreste de Santa Cruz. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 8.5 MMUS\$.

#### 2) **Enero 2020: Línea Palmasola - Urubó 230 kV**

Por el ingreso del Proyecto Múltiple Rositas se requiere ampliar la red del sistema de transmisión de Santa Cruz, con la construcción de la línea Palmasola-Urubó 230 kV, de 150 MW de capacidad y 20 km de longitud. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 4.2 MMUS\$.

#### 3) **Enero 2020: Línea Palmasola - Guaracachi 230 kV**

Por el ingreso del Proyecto Múltiple Rositas se requiere ampliar la red del sistema de transmisión de Santa Cruz con la construcción de la línea Palmasola-Guaracachi 230 kV, de 150 MW de capacidad y 17 km de longitud. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 3.5 MMUS\$.

#### 4) **Enero 2020: Transformador en subestación Palmasola**

Se requiere la instalación de un transformador de 150 MVA, 230/69 kV en la S/E Palmasola para entregar una parte de la transferencia de Rositas a la red en 69 kV de CRE. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 6 MMUS\$.

### 14.3.3 Proyectos de Distribución

Los proyectos considerados para reforzar la red de Santa Cruz se muestran en la siguiente tabla:

<b>Fecha Ingreso</b>	<b>Proyecto</b>	<b>Equipo</b>	<b>Tensión (KV)</b>	<b>Longitud (Km)</b>
2012	Paraiso-Cañoto	LT	69	3.15
2014	Palmar-Mapaiso	LT	69	9.5
2014	Mineros	SE	115/24.9	
2014	Montero-Mineros	LT	115	33
2016	Valle Sanchez-Warnes	LT	115	23
2016	Warnes-Montero	LT	115	21
2016	San Ramón	SE	115/34.5	
2016	Mineros-San Ramón	LT	115	127
2016	La Guardia	SE	115/24.9	
2016	Mapaiso-La Guardia	LT	69	10.5
2016	Guapilo (Div LT PMA-PAL)	SE	115/24.9	
2017	Santa Cruz-Guapilo	LT	69	6.5
2018	Plan 3000	SE	115/24.9	
2018	Primero de Mayo-Plan 3000	LT	69	5.3
2018	Palmar-Plan 3000	LT	69	8.63
2019	Guaracachi-Trompillo (segunda linea)	LT	69	5.38
2019	Yapacaní	SE	115/24.9	
2019	Arboleda-Yapacaní	LT	115	30
2020	Palmasola-Palmar	LT	69	7

## 14.4 Área Sur

Esta área está conformada por los Departamentos de Chuquisaca, Potosí y Tarija. Los proyectos considerados para esta área se presentan en la siguiente figura:



A continuación se presenta una descripción de los proyectos:

### 14.4.1 Proyectos de Generación

#### 1) Julio 2012: Incorporación de unidades existentes en Tarija (31.25 MW a la temperatura promedio)

A partir de la puesta en servicio de la línea Punutuma – Tarija, en julio de 2012 se incorporará al SIN la demanda del área de Tarija y su parque de generación, que consiste en la central hidroeléctrica de San Jacinto (7 MW), la central térmica de La Tablada (6.15 MW) y los motores a gas alquilados a la empresa SECCO (18 MW).

**2) Enero 2013: Una unidad térmica en Tarija (40.1 MW a la temperatura promedio)**

El ingreso de esta unidad estaba previsto para enero de 2012 en el POES 2011-2021, publicado en noviembre de 2010. En forma consecuente con esta recomendación, en marzo de 2011, se incluyó la misma en el Plan de Emergencia para su ingreso en enero de 2012. La licitación convocada para este proyecto fue declarada desierta.

Esta unidad es necesaria tanto para satisfacer los requerimientos de potencia del sistema como para satisfacer el criterio de confiabilidad n-1 en la zona sur ante indisponibilidades de la línea Santiváñez – Sucre y después del ingreso de la generación en el Chaco, para prevenir colapsos de la ciudad de Tarija ante salidas de la línea Chaco - Tarija.

**3) Marzo, junio y diciembre 2013: Central Térmica del Chaco (134.4 MW a la temperatura promedio)**

Proyecto decidido por el Gobierno Nacional que permite satisfacer los requerimientos de potencia del sistema y, adicionalmente, posibilita la incorporación al SIN de los sistemas aislados de Villamontes y Yacuiba.

La central Chaco se conectará al SIN mediante la línea Chaco-Tarija en 230 kV (doble terna incompleta), de 150 km de longitud y 142.5 MW de capacidad. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es de 26 MMUS\$.

**4) Enero 2015: Central Geotérmica Laguna Colorada (100 MW)**

Este proyecto aprovecha la energía del campo “Sol de Mañana”, localizado en el cantón Quetena del Departamento de Potosí, cercano a la frontera con Chile.

De acuerdo al estudio de factibilidad, elaborado en marzo de 2008 por la Organización Oficial del Japón para el Comercio Exterior (Japan External Trade Organization: JETRO), el proyecto requerirá de la perforación adicional de diez pozos de producción y seis de reinyección. De los pozos existentes se utilizarán cuatro pozos como pozos de producción.

Se construirá una central geotérmica del tipo de condensación de “flasheo” simple, con una potencia de salida de 100 MW, en dos unidades de 50 MW cada una.

En la siguiente figura se presenta la ubicación de esta central:



Este proyecto soluciona en forma definitiva el criterio de confiabilidad n-1 de la zona sur y particularmente el abastecimiento de los futuros consumos del Litio y las fábricas de cemento en esta área. Adicionalmente, este proyecto posibilita la venta de energía eléctrica a Chile por medio de una línea de transmisión de 100 km hasta la subestación Radomiro Tomic en Chile.

El costo de inversión, informado por ENDE, es el siguiente:

**CRONOGRAMA DESEMBOLSOS  
(MMUS\$ c/imp)**

Año	Monto
2012	61.19
2013	115.05
2014	85.24
<b>TOTAL</b>	<b>261.48</b>

El proyecto se conectará al SIN en la subestación San Cristóbal por medio de una línea de transmisión de circuito simple de 230kV, 170 km de longitud y 143 MW de capacidad. El costo aproximado, sin impuestos, de la línea es 28 MMUS\$.

En el siguiente cuadro se presenta los tiempos de duración de las principales actividades del proyecto:

PROYECTO	Duración (días)	Duración (meses)
<b>CENTRAL GEOTÉRMICA LAGUNA COLORADA</b>		
Actividades Iniciales	243	8
Servicios de Consultoría	1,218	41
Peforación de Pozos	1,035	35
Instalaciones de Superficie	731	24
Obras Civiles	1,004	33
Central Geotérmica (100 MW)	1,096	37
Líneas de Subtransmisión y Subestaciones	851	28
Protección Medio Ambiente	1,065	36

Para calcular el costo de generación de este proyecto, se ha supuesto una inversión adicional de 11.1 MMUS\$, sin impuestos, que equivalen a 23.2 MW de capacidad térmica, debido a que se considera que este proyecto, por sus características especiales de operación, no será capaz de llevar su obligación de reserva rotante y deberá contratar la misma a un generador térmico. En estas condiciones el factor de planta del proyecto será igual a 91%. Este valor corresponde a considerar 2% de pérdidas y 7% de indisponibilidad anual (4% por mantenimientos programados y 3% por mantenimientos forzados). El costo de generación es de 59.4 US\$/MWh sin impuestos, cuyo detalle se presenta en el anexo 4.

#### 14.4.2 Proyectos de Transmisión

##### 1) Mayo 2012: Elevación de Tensión Línea Potosí–Punutuma de 69 a 115 kV

Proyecto en ejecución, que incrementa la capacidad de transmisión del área Potosí, así como la confiabilidad del nodo POT115, aprobado por la AE mediante Resoluciones 589/2010, de fecha 02/12/2010; y 351/2011, de fecha 03/08/2011. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 2 MMUS\$.

##### 2) Septiembre 2012: Nuevo Nodo de Retiro Potosí 115 kV

Este nuevo nodo de retiro en 115 kV permite desconcentrar la demanda actual de SEPSA en 69 kV, con el propósito de mejorar la confiabilidad de suministro a la ciudad de Potosí. El costo aproximado sin impuestos de este proyecto es 0.7 MMUS\$.

##### 3) Marzo 2013: Transformador de 100 MVA en Punutuma

Se requiere la instalación de un transformador de 100 MVA, 230/115 kV en la subestación Punutuma, en reemplazo del transformador actual de 50 MVA 115/69 kV, para evacuar la generación de las centrales Chaco y Tarija, por condición n-1

de la línea Sucre-Punutuma 230 kV y facilitar la transferencia de potencia al área Potosí. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 5.5 MMUS\$.

**4) Enero 2014: Repotenciamiento línea Karachipampa-Potosí en 69 kV**

Este proyecto consiste en cambiar el conductor Partridge de la línea Potosí-Karachipampa (10 km) por otro Butte, lo que incrementa la capacidad de la línea en 10 MW, con el propósito mejorar la continuidad de suministro a las demandas conectadas en el nodo POT069, ante indisponibilidad del transformador de Potosí. El costo aproximado sin impuestos de este proyecto es 0.3 MMUS\$.

**5) Enero 2014: Subestación Uyuni 230/115 kV**

Para la construcción de la subestación se requiere la división de la línea Punutuma-San Cristóbal 230 kV en los tramos Punutuma-Uyuni y Uyuni-San Cristóbal, además de la instalación de un transformador de 50 MVA 230/115 kV. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 6.7 MMUS\$.

Este proyecto permite alimentar a la demanda de ECEBOL mediante la línea Uyuni-Quiburi 115 kV, de 65 km, así como, a la población de Uyuni con un transformador de rebaje 115/24.9 kV.

**6) Enero 2014: Línea San Cristóbal - Río Grande en 230 kV**

Para el suministro de energía eléctrica al proyecto de industrialización del Litio en el Salar de Uyuni, se requiere la construcción de la línea San Cristóbal - Río Grande 230 kV, de 40 km de longitud y 142.5 MW de capacidad. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 9.7 MMUS\$.

**7) Enero 2014: Línea Sucre - Karachipampa-Potosí 115 kV**

Para brindar mayor confiabilidad al suministro del área Potosí se requiere la construcción de la línea Sucre - Potosí 115 kV, de 85 MW de capacidad y 114 km de longitud total, cuyo trazo pasa próximo al Complejo Karachipampa. El costo aproximado, sin impuestos, de la línea Sucre-Potosí 115 kV es 12.5 MMUS\$.

**8) Enero 2014: Transformador en S/E Sucre 230/115 kV**

Se requiere la instalación de un transformador de 100 MVA, 230/115 kV en S/E Sucre, para posibilitar la implementación de la línea Sucre-Punutuma 115 kV. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 5.3 MMUS\$.

**9) Enero 2014: Transformador en Subestación Karachipampa**

La subestación Karachipampa divide la línea Sucre-Potosí 115 kV donde se instalará un transformador de 50 MVA, 115/69 kV, para brindar mayor soporte a la demanda del área Potosí y el Complejo Metalúrgico Karachipampa. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 4.3 MMUS\$.

#### 10) Enero 2014: Banco de capacitores 12 MVAR en Karachipampa

Por regulación de voltaje en el área Potosí y el complejo Karachipampa se requiere instalar un banco de capacitores de 12 MVAR en la barra 115 kV de Karachipampa. El costo aproximado, sin impuestos, es 0.9 MMUS\$.

#### 11) Enero 2015: Línea Tarija - Villazón en 230 kV

Se construye la línea Tarija-Villazón 230 kV, de 142.5 MW de capacidad y 118 km de longitud, para brindar confiabilidad de suministro a las regiones de Tupiza y Villazón, además, de ayudar a evacuar la generación de la central Chaco en caso de falla de la línea Punutuma-Tarija. Por otra parte, constituye el tramo inicial de un proyecto de transmisión para la exportación de electricidad a Chile desde Laguna Colorada y a La Quiaca desde Villazón. El costo aproximado sin impuestos de este proyecto es 19.3 MMUS\$.

#### 12) Enero 2015: Transformador en Subestación Villazón

Este proyecto prevé el traslado del transformador de 60 MVA, 230/69 kV, desde la S/E Punutuma para conectarse a la línea Villazón-Tupiza 69 kV y mejorar la continuidad y calidad de suministro a las regiones de Tupiza y Villazón. Por otra parte, posibilita atender los requerimientos de electricidad de empresas mineras que trabajan en la zona de Tupiza y Villazón (6 MW), y la exportación de energía a La Quiaca - Argentina (6 MW). El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 0.2 MMUS\$.

#### 13) Enero 2015: Línea Villazón - Laguna Colorada en 230 kV

Se prevé la construcción de la línea Villazón-Laguna Colorada 230 kV, con 143 MW de capacidad y 250 km de longitud, para mejorar la confiabilidad del sistema sur y una posible exportación de energía al norte de Chile. El costo aproximado, sin impuestos, de este proyecto es 42.1 MMUS\$.

#### 14) Enero 2015: Repotenciamiento línea Telamayu - Tupiza - Villazón en 69 kV

El repotenciamiento de la línea Telamayu-Tupiza-Villazón 69 kV, de 176 km de longitud, consiste en el cambio del conductor actual Partridge por Butte que incrementa la capacidad de la línea en 10 MW. Este proyecto ayuda a evacuar la generación excedente de la central Chaco en caso de falla de la línea Punutuma-Tarija. El costo aproximado sin impuestos de este proyecto es 4.2 MMUS\$.

#### 14.4.3 Proyectos de distribución

Los proyectos del sistema de distribución considerados para el sistema sur se presentan en el siguiente cuadro:

Fecha Ingreso	Proyecto	Equipo	Tensión (KV)
2012	Potosí-Velarde	LT	115
2015	Sucre-Padilla	LT	115

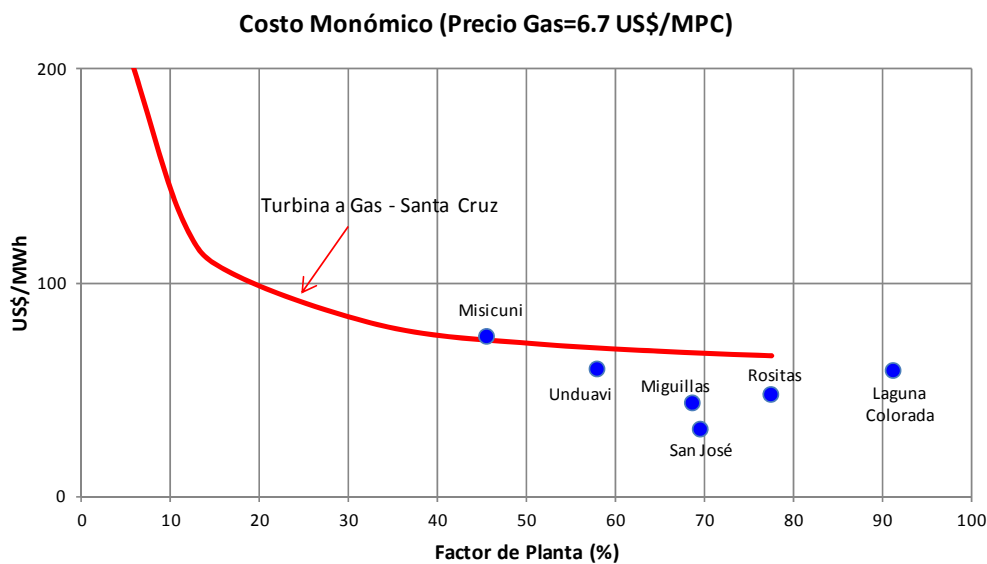
## 14.5 Comentarios a la Expansión de la Generación

Existe un primer conjunto de proyectos, los cuales debido a los cortos plazo de implementación se deben ejecutar en forma inmediata. Estos proyectos son los siguientes:

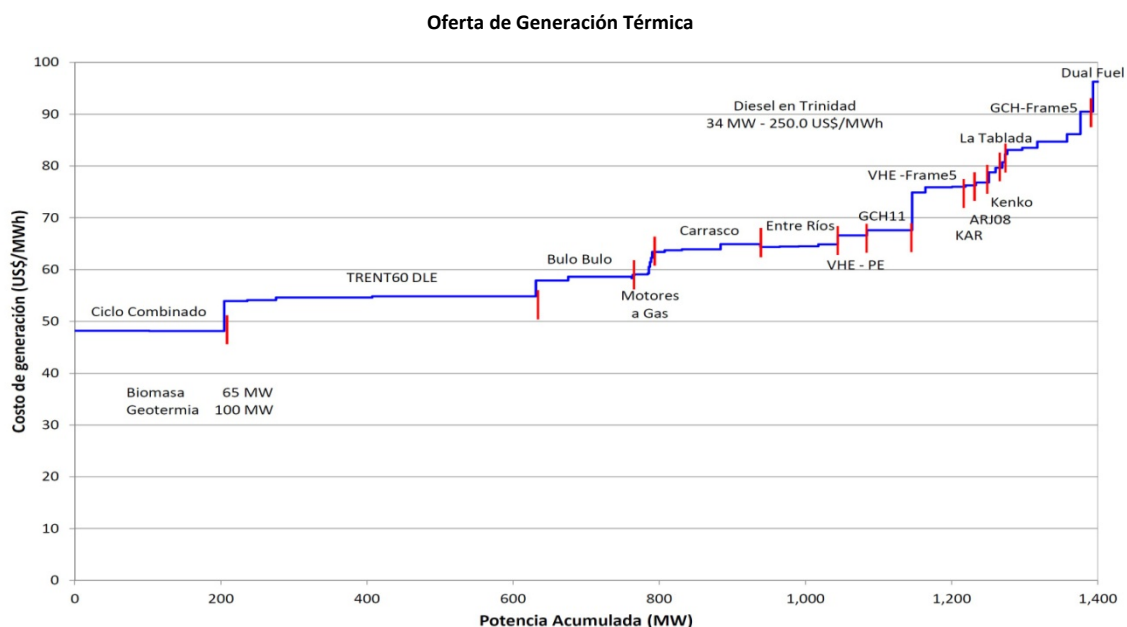
- |                                    |   |
|------------------------------------|---|
| - Enero 2013                       | 1 Turbina a Gas en Tarija                   |
| - Enero 2013                       | 1 Turbina a Gas en Bulu Bulu                |
| - Marzo, junio y diciembre de 2013 | 3 Turbinas en el Chaco                      |
| - Junio 2014                       | Proyecto Múltiple Misicuni Fase I           |
| - Junio 2015                       | Proyecto hidroeléctrico San José            |
| - Enero 2015                       | Central geotérmica de Laguna Colorada       |
| - Enero y julio 2016               | Centrales Umopalca y Palillada en Miguillas |
| - Enero 2020                       | Proyecto Múltiple Rositas                   |

Los proyectos de Misicuni Fase I, San José, Laguna Colorada, Umopalca, Palillada y Rositas ingresan en operación en la fecha mínima estimada para su ingreso; es decir, cualquier retraso en su ejecución obligará a instalar unidades térmicas adicionales dentro de un nuevo plan de emergencia.

Los proyectos de energías renovables deben ingresar preferentemente en estas fechas, debido a que son económicamente más ventajosos que las unidades térmicas a gas como se observa en el siguiente gráfico:



A continuación se muestran los costos variables de generación de las unidades térmicas en función a la potencia acumulada del parque térmico existente y propuesto en la expansión óptima del sistema:



No se incluye en el gráfico la generación con costos variables atípicos: Biomasa (65 MW) y Geotermia (100 MW) cuyos costos variables son despreciables; y las unidades a diesel en Trinidad (34 MW) cuyo costo variable es del orden de 250 US\$/MWh.

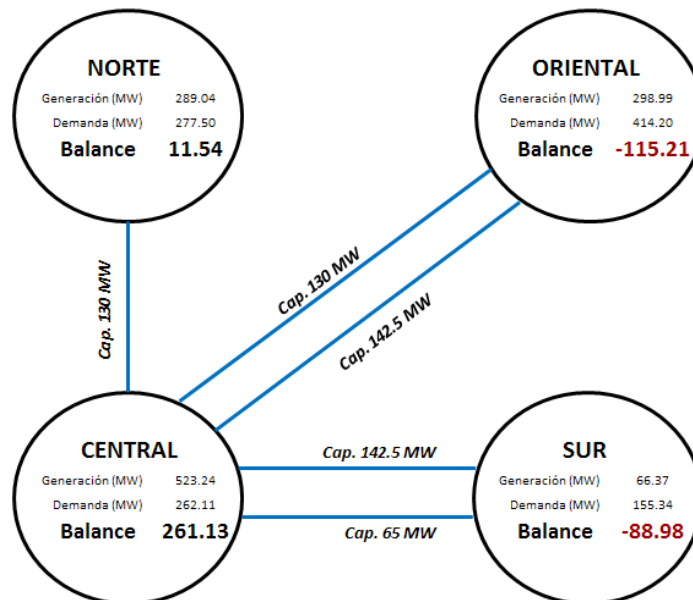
Como se observa la oferta térmica va desde 48 US\$/MWh (Ciclo Combinado de Guaracachi) hasta valores cercanos a 95 US\$/MWh (unidades Dual Fuel en Sucre). Los relativamente elevados costos de generación de las unidades térmicas existentes y de algunas unidades del Plan de Emergencia ocasionan que su despacho sea casi exclusivamente en las horas de punta, tal como se observa en el siguiente cuadro:

FACTORES DE PLANTA PROMEDIO (%)			
	2013	2017	2022
Ciclo Combinado	84	81	81
TRENT 60 DLE	82	76	79
Bulo Bulo	78	48	56
Motores a Gas	77	36	54
PEKEN01	72	25	46
Carrasco	53	9	17
Entre Ríos	47	5	14
VHE-PE	49	4	21
GCH11	12	2	4
VHE Frame 5	3	0	3
KAR	65	0	6
ARJ	62	0	3
Kenko	3	0	2
Tablada	0	0	0
GCH Frame 5	0	0	0
Dual Fuel	0	0	0
Biomasa	10	32	32
Geotérmica	0	82	82
Diesel en Trinidad	23	0	0

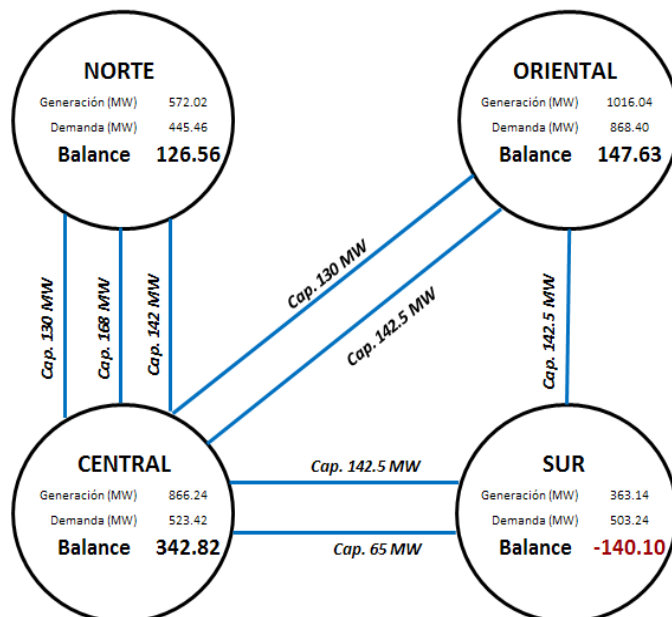
## 15. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

La simulación final ha sido realizada con el Modelo SDDP en su versión de corriente continua con pérdidas cuadráticas y con una red de transmisión similar a la utilizada en la programación de Mediano Plazo. Los resultados principales se presentan a continuación:

La demanda de potencia por áreas para el año 2011 es la siguiente:

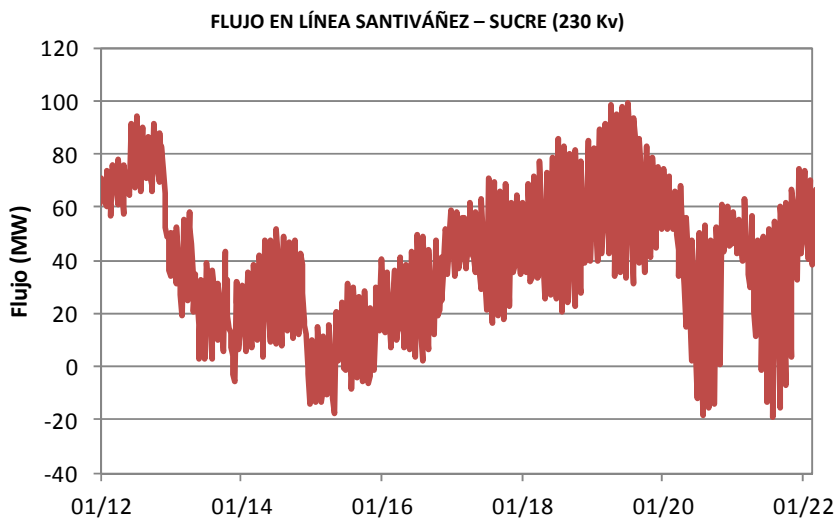
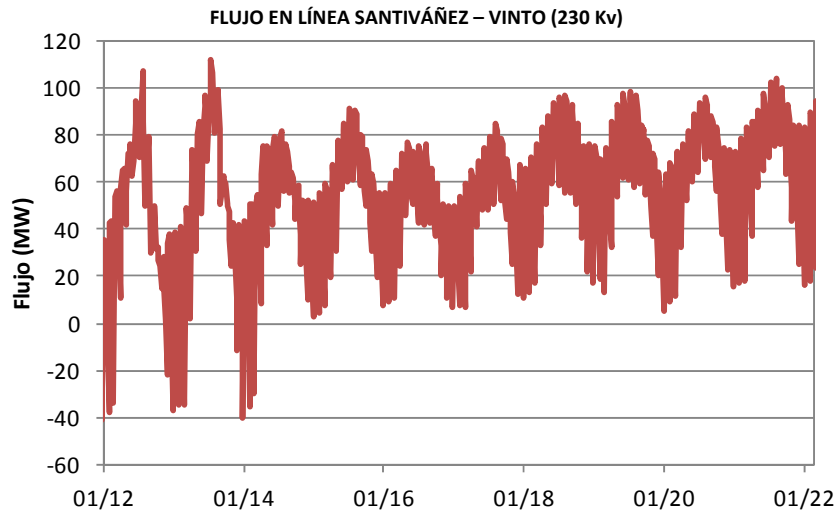


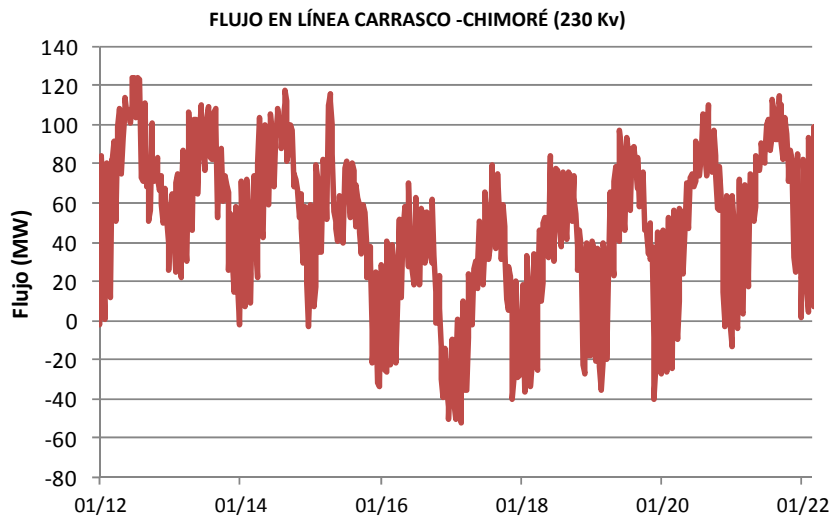
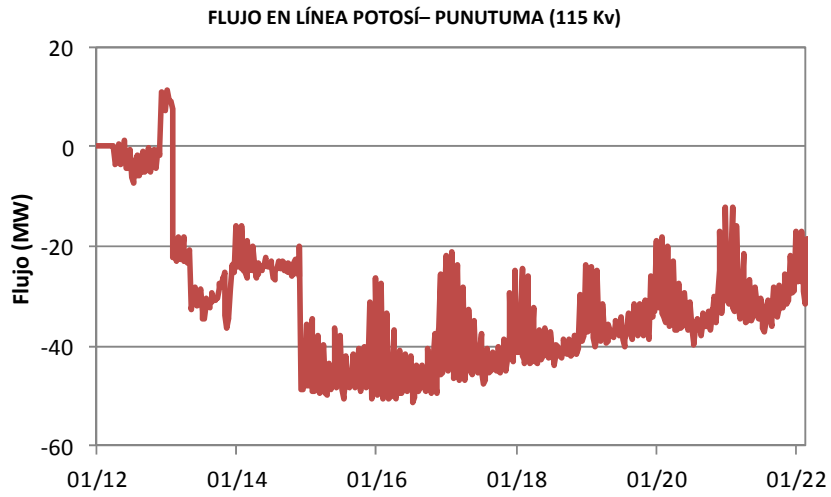
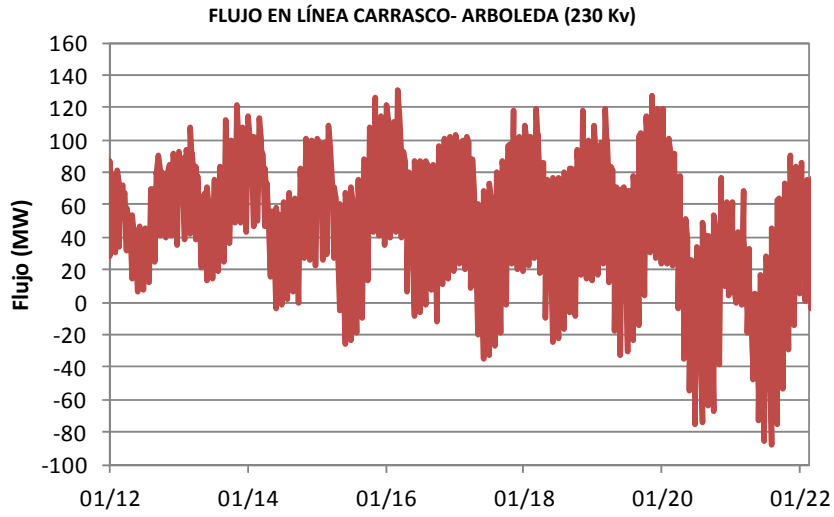
Para el año 2022 la demanda prevista es la siguiente:

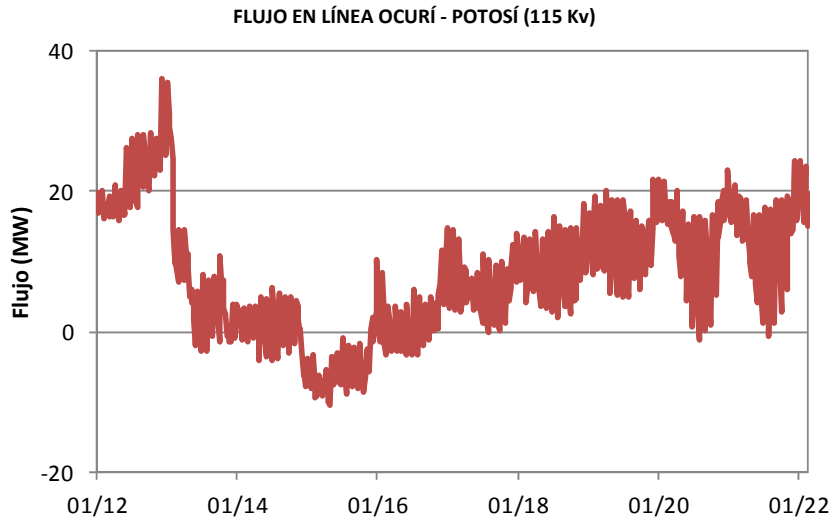


Se observa que el año 2022, con respecto al año 2011, presenta una mejor relación entre la generación y la demanda en cada área y adicionalmente existe una mayor capacidad de transferencia entre las mismas lo que hace que la demanda sea abastecida en condiciones adecuadas de confiabilidad y seguridad.

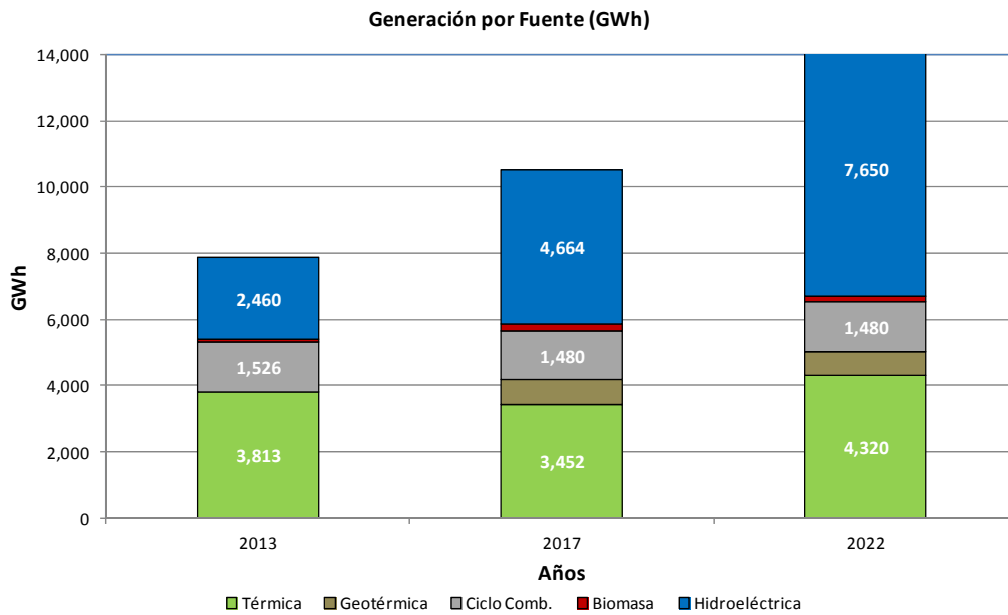
Los flujos en las líneas más importantes del sistema se presentan a continuación:



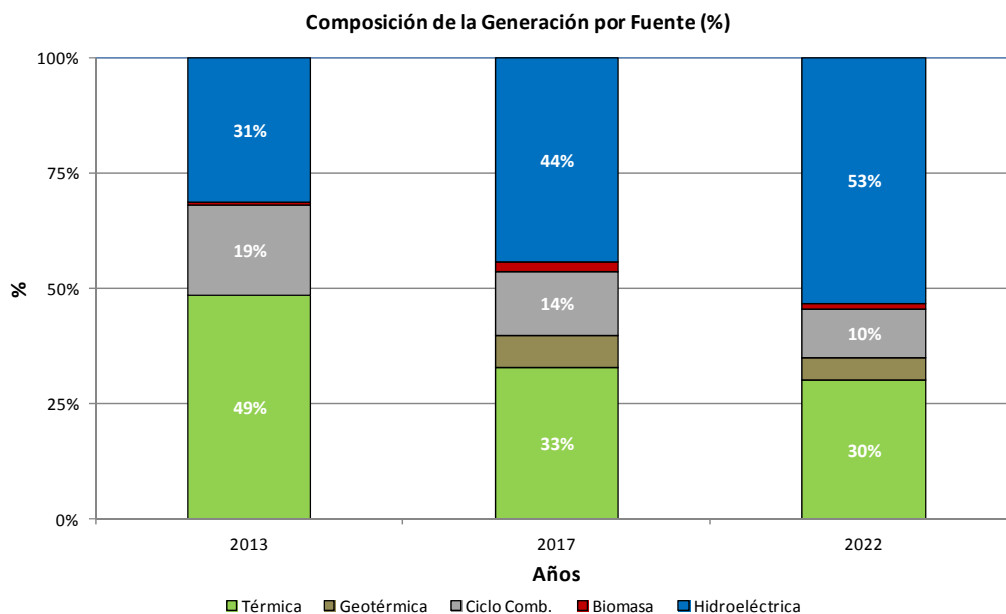




La proyección de energía generada por fuente es la siguiente:



Esta proyección, en términos porcentuales, es la siguiente:



Se observa el cambio importante en la composición de esta matriz; la participación hidroeléctrica va de 31% el año 2013, a 53% el año 2022, mientras que la generación térmica a gas natural de ciclo abierto va de 48% el año 2013, a 30% el año 2022. El consumo promedio de gas en las unidades existentes es el siguiente:

**CONSUMO DE GAS NATURAL EN UNIDADES EXISTENTES (MMPC)**

Año	GCH	CCOM	Bulo Bulo	Carrasco	Entre Ríos	VHE	Kenko	KAR	Aranjuez	SETAR	Total
2012	2,035	11,299	6,084	6,933	6,706	897	327	1,177	2,109	758	38,326
2013	786	11,995	5,777	5,074	4,779	257	74	1,072	2,004	1,221	33,038
2014	799	11,598	5,618	3,894	4,457	232	35	1,022	2,006	1,094	30,755
2015	164	11,995	5,317	2,236	1,712	4	0	2	717	336	22,483
2016	128	11,632	4,814	1,009	781	6	0	4	617	297	19,287
2017	94	11,632	3,231	691	472	0	0	1	558	330	17,009
2018	241	11,632	4,843	1,270	1,031	17	1	9	656	551	20,252
2019	469	11,632	5,086	1,886	1,648	37	5	40	706	852	22,362
2020	85	11,632	2,733	605	409	54	8	9	528	394	16,458
2021	39	11,631	2,248	719	545	48	8	17	493	412	16,160
2022	250	11,632	3,833	1,556	1,405	247	45	100	691	743	20,502

El consumo de gas en las unidades futuras se presenta a continuación:

**CONSUMO DE GAS NATURAL EN UNIDADES FUTURAS (MMPC)**

Año	TRENT 60 DLE Guaracachi	LM 6000PC Bulo Bulo	TM2500 Carrasco	TITAN Hermoso	V. Kenko	TM 2500 Kenko	TRENT 60 WLE Kenko	TRENT 60 DLE Chaco	TRENT 60 DLE Tarija	Total
2012	0	0	1,729	1,005	1,106	703	0	0	0	4,544
2013	0	3,123	1,657	1,956	1,165	2,103	4,425	2,605	0	17,035
2014	2,014	3,123	1,541	1,648	1,151	2,103	8,741	2,605	0	22,926
2015	6,150	3,064	1,102	657	1,038	2,103	8,298	2,605	0	25,017
2016	7,508	2,785	622	177	681	2,043	7,582	2,605	0	24,003
2017	11,817	2,270	387	155	401	1,943	7,264	2,605	0	26,842
2018	12,731	2,792	594	364	643	2,026	8,243	2,605	0	29,998
2019	14,959	2,827	843	666	778	2,006	8,490	2,605	0	33,174
2020	14,197	1,994	367	249	443	1,937	7,908	2,605	0	29,700
2021	12,684	1,575	345	439	452	1,921	7,768	2,602	0	27,786
2022	14,168	2,508	632	832	751	2,004	8,522	2,605	0	32,021

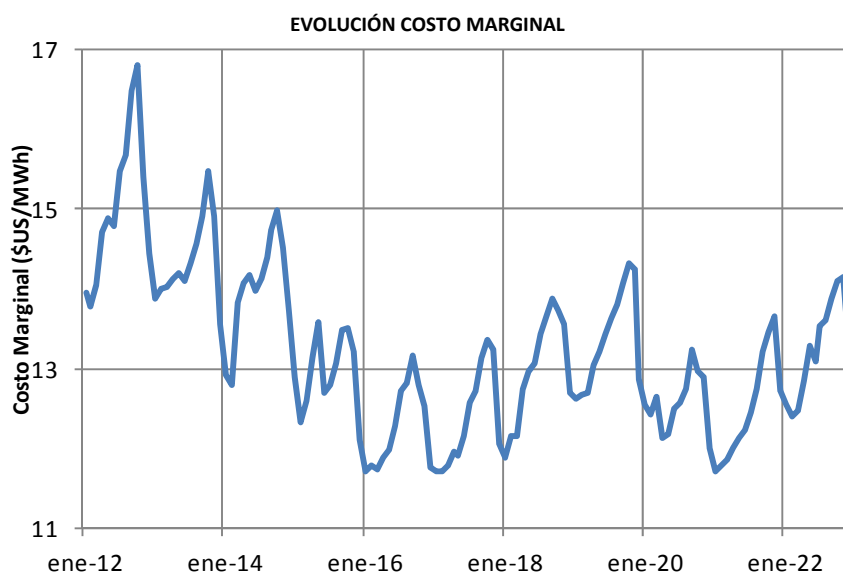
El consumo total de gas es el siguiente:

CONSUMO TOTAL DE GAS NATURAL (MMPC)

Año	Unidades Existentes	Unidades Futuras	Total
2012	38,326	4,544	42,870
2013	33,038	17,035	50,073
2014	30,755	22,926	53,681
2015	22,483	25,017	47,500
2016	19,287	24,003	43,290
2017	17,009	26,842	43,851
2018	20,252	29,998	50,250
2019	22,362	33,174	55,537
2020	16,458	29,700	46,157
2021	16,160	27,786	43,946
2022	20,502	32,021	52,524

Se observa que el consumo de gas natural del año 2022 es inferior al previsto el año 2014 lo cual muestra el importante cambio en la matriz energética que permite un ahorro considerable en el uso de gas natural, en proporción a la generación total del sistema.

La evolución del Costo Marginal de Energía, a precios del mercado actual, es decir utilizando el precio subvencionado de gas natural de 1.3 US\$/MPC, expresado en US\$/MWh, sin impuestos, es la siguiente:



La tendencia de disminución se debe al ingreso de las energías renovables y al de las unidades eficientes de generación térmica.

## 16. EXPANSIÓN EN EL PERIODO 2023 – 2030

Los resultados del Plan Óptimo de Expansión muestran que todos los proyectos candidatos de energías renovables forman parte del Plan de Expansión. Es importante mencionar que estos proyectos fueron identificados como los más económicamente ventajosos en la década de los años 90.

Los proyectos de energías renovables son económicamente más ventajosos que los de generación térmica a gas natural por lo que es necesario iniciar a la brevedad posible estudios de inventariación de nuevas fuentes de energía renovables (hidroeléctricas, eólicas, solares, biomasa, etc.) para abastecer la demanda futura a partir del año 2023.

A continuación se presenta una estimación de la proyección de demanda para el periodo 2023 – 2030, que supone una tasa anual de crecimiento de 6.4% para la demanda de energía y una tasa anual de crecimiento de 6.1% para la potencia:

**Demanda de Energía y Potencia en el SIN**

Año	Energía		Potencia		Factor de Carga
	(GWh)	Tc	(MW)	Tc	
2022	13,786		2,297		0.69
2023	14,668	6.4%	2,438	6.1%	0.69
2024	15,607	6.4%	2,586	6.1%	0.69
2025	16,606	6.4%	2,744	6.1%	0.69
2026	17,668	6.4%	2,911	6.1%	0.69
2027	18,799	6.4%	3,089	6.1%	0.69
2028	20,002	6.4%	3,277	6.1%	0.70
2029	21,283	6.4%	3,477	6.1%	0.70
2030	22,645	6.4%	3,689	6.1%	0.70

Estas proyecciones, expresadas en términos incrementales son las siguientes:

**Incrementos de Demanda**

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2022	0	0
2023	882	140
2024	939	149
2025	999	158
2026	1,063	167
2027	1,131	178
2028	1,203	188
2029	1,280	200
2030	1,362	212
<b>TOTAL</b>	<b>8,859</b>	<b>1,392</b>

Suponiendo que esta demanda es cubierta con turbinas eficientes de gas natural a ciclo abierto, se necesitarían realizar las siguientes inversiones:

**Inversiones en Potencia (s/imp)**

Año	Incremento de Potencia (MW)	Inversión Anual (MMUS\$)
2022	0	0
2023	175	187
2024	185	198
2025	196	210
2026	208	223
2027	221	237
2028	235	251
2029	249	266
2030	264	283
<b>TOTAL</b>	<b>1,734</b>	<b>1,855</b>

Los montos de inversión han sido calculados suponiendo 6% de pérdidas de potencia y un costo de inversión de 1070 US\$/kW. Este costo ha sido estimado suponiendo que la expansión se realiza utilizando turbinas eficientes similares a las requeridas en Sucre: De acuerdo a la información presentada en el capítulo 7 esto equivale a una capacidad de 33.84 MW a la Temperatura máxima Probable y una inversión de 36,235 MUS\$, que incluye la inversión en gasoductos.

Los costos de operación, suponiendo un costo de 53 US\$/MWh y 6% de pérdidas de energía, son los siguientes:

**Costo de Operación**

Año	Incremento de Energía (GWh)	Costo Anual (MMUS\$)
2022	0	0
2023	935	50
2024	1,930	102
2025	2,989	158
2026	4,116	218
2027	5,314	282
2028	6,590	349
2029	7,947	421
2030	9,390	498
<b>TOTAL</b>	<b>39,211</b>	<b>2,078</b>

Los requerimientos adicionales de gas natural se presentan a continuación:

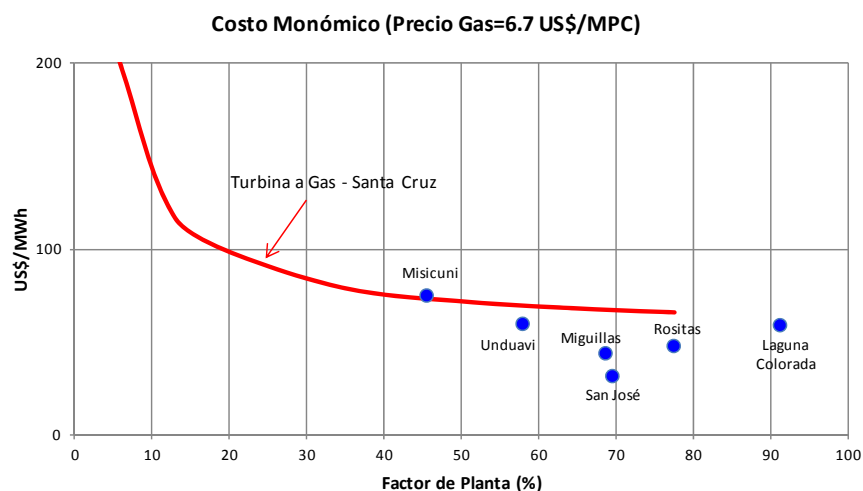
<b>Requerimiento de Gas Natural</b>		
<b>Año</b>	<b>Incremento de Energía (GWh)</b>	<b>Consumo Anual (MMPC)</b>
2022	0	0
2023	935	8,398
2024	1,930	17,334
2025	2,989	26,842
2026	4,116	36,958
2027	5,314	47,722
2028	6,590	59,174
2029	7,947	71,360
2030	9,390	84,325
<b>TOTAL</b>	<b>39,211</b>	<b>352,114</b>

Estos resultados ratifican la conveniencia de contar con medios alternativos de generación.

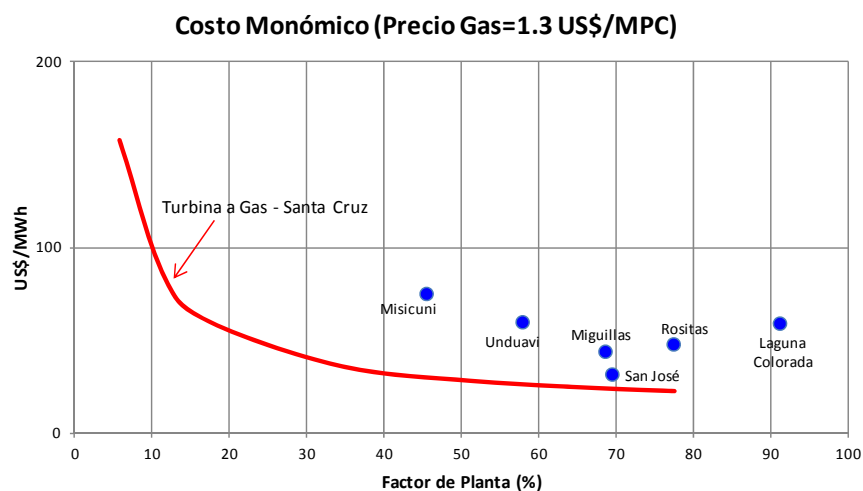
## 17. EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS

El plan óptimo de expansión ha sido determinado utilizando costos de oportunidad para los combustibles; es decir, la alternativa identificada representa la alternativa de mínimo costo para el país.

Tal como se presentó en el punto 12 de este documento, los proyectos de generación del plan de expansión, que utilizan energías renovables, tienen costos monómicos de generación inferiores a los de las turbinas a gas de ciclo abierto, por lo que su construcción es conveniente desde el punto de vista del país. En la siguiente figura se presenta nuevamente la comparación de los costos monómicos utilizando un precio de gas de 6.7 US\$/MPC:



Sin embargo, se debe tomar en cuenta que las tarifas en el sector eléctrico están calculadas en base a un precio de gas natural de 1.3 US\$/MPC y no consideran el costo económico que es significativamente más alto. A un precio de gas de 1.3 US\$/MPC, los costos monómicos son los siguientes:



Como se observa, en este caso los proyectos hidroeléctricos y Laguna Colorada ya no resultan financieramente viables porque sus costos son superiores a la alternativa con gas natural.

Existen diversas opciones de intervención para resolver este problema, entre ellas se puede identificar tres, que son:

- Elevar o “sincerar” el precio del gas natural en el mercado eléctrico a un valor que se aproxime al Costo de Oportunidad.
- Conceder a los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos créditos concesionales que eleven la rentabilidad de los aportes de capital propio.
- Subvencionar la inversión inicial con aportes gubernamentales de recursos no reembolsables y no redituables equivalentes a una porción de dicha inversión.

La primera opción significaría elevar las tarifas eléctricas que se paga a las empresas generadoras de electricidad y por ende elevar las tarifas al consumidor final. Es obvio que una elevación de tarifas sería socialmente rechazada y de muy difícil aplicación; por esta razón, esta opción no es considerada en este análisis.

El análisis financiero elaborado examina las otras dos opciones como mecanismos de viabilizar financieramente la ejecución de los futuros proyectos hidroeléctricos y geotérmicos seleccionados en el Plan Óptimo de Expansión del SIN.

### 17.1 Evaluación Financiera de Proyectos con Energías Renovables

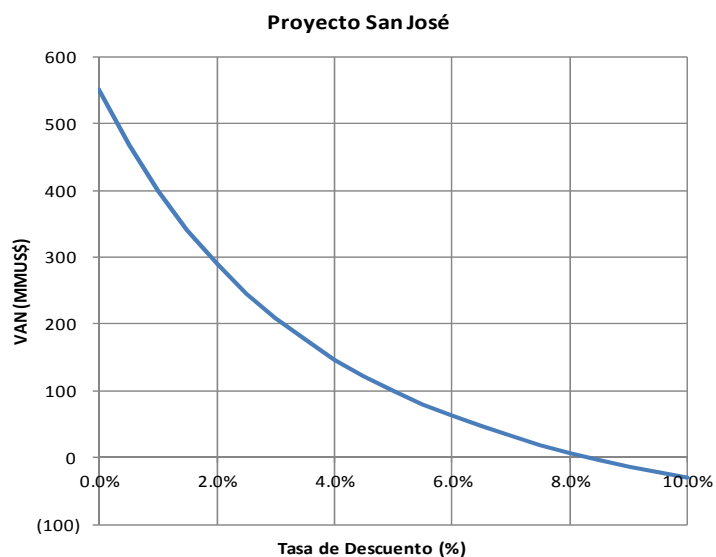
La evaluación se ha realizado considerando las remuneraciones y obligaciones que existen en el mercado eléctrico bajo la normativa actual, que se resumen a continuación:

- Remuneración por potencia	7.877	US\$/kW-mes, sin IVA
- Remuneración por energía	13	US\$/MWh, sin IVA
- Costo Fijo de O&M de Generación	1.5%	de la inversión
- Costo Fijo de O&M de Transmisión	3.0%	de la inversión
- Costo Variable de O&M G. Hidroeléctrica	1.0	US\$/MWh
- Costo Variable de O&M G. Geotérmica	4.54	US\$/MWh
- Peajes de transmisión	1.891	US\$/MWh
- Pago al CNDC	0.71%	de los ingresos
- Pago a la AE	0.95%	de los ingresos
- Contribución a la Tarifa Dignidad	1.74%	de los ingresos
- Pérdidas de energía en planta	2.0%	
- Pérdidas de potencia en planta	2.0%	
- Indisponibilidad centrales hidroeléctricas	4.0%	
- Indisponibilidad central geotérmica	7.0%	
- Impuesto a las transacciones	3.0%	
- Impuesto a las Utilidades de Empresa	25%	
- Impuesto al Valor Agregado	13%	
- Vida útil hidroeléctricas geotérmicas	50	Años

A continuación se presentan los resultados del análisis financiero de cada proyecto:

### 17.1.1 Proyecto San José

El flujo financiero del proyecto da como resultado una rentabilidad anual de 8.3% y un VAN negativo de 59 millones de US\$, a una tasa de descuento de 12% por año, tal como se evidencia en el gráfico.



Se examinó también el efecto que tendrían sobre la rentabilidad del proyecto variaciones en el costo de la inversión total como se presenta en el siguiente cuadro:

**Rentabilidad del proyecto San José,  
Según Monto de Inversión**

Monto de inversión (miles US\$)	Rentabilidad
133,100	9.38%
135,100	9.27%
137,100	9.15%
139,100	9.04%
141,100	8.94%
143,100	8.83%
145,100	8.73%
147,100	8.63%
149,100	8.53%
151,100	8.43%
153,100	8.34%
155,100	8.24%
157,100	8.15%
159,100	8.06%
161,100	7.98%
163,100	7.89%
165,100	7.81%
167,100	7.73%
169,100	7.65%
171,100	7.57%
173,100	7.49%

Los resultados muestran que si la inversión se reduce en 20 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto se elevará a 9.4%. Si, por el contrario, la inversión se eleva en 20 millones de US\$, a un total de 173 millones de US\$, la rentabilidad baja a 7.5%. Se hace evidente que la rentabilidad del proyecto es relativamente robusta a variaciones en el costo de la inversión inicial.

### **Crédito Concesional**

El acceso a un crédito concesional, cuya tasa de interés anual de 0.65%, inferior a la rentabilidad del proyecto, permite apalancar la inversión inicial y elevar la rentabilidad del aporte de capital propio.

**Rentabilidad del proyecto San José, según Monto de Inversión y Acceso al Crédito**

		Crédito como porcentaje de la inversión inicial									
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Monto de inversión inicial (miles de US\$)	133,100	9.38%	10.11%	11.00%	12.12%	13.58%	15.55%	18.39%	22.80%	30.52%	47.80%
	135,100	9.27%	9.99%	10.86%	11.97%	13.40%	15.35%	18.15%	22.51%	30.17%	47.33%
	137,100	9.15%	9.86%	10.73%	11.82%	13.23%	15.16%	17.93%	22.24%	29.82%	46.87%
	139,100	9.04%	9.74%	10.60%	11.67%	13.07%	14.97%	17.70%	21.96%	29.48%	46.41%
	141,100	8.94%	9.62%	10.47%	11.53%	12.91%	14.78%	17.48%	21.70%	29.15%	45.96%
	143,100	8.83%	9.51%	10.34%	11.39%	12.75%	14.60%	17.27%	21.44%	28.82%	45.52%
	145,100	8.73%	9.40%	10.22%	11.25%	12.59%	14.42%	17.06%	21.19%	28.50%	45.09%
	147,100	8.63%	9.29%	10.10%	11.12%	12.44%	14.25%	16.85%	20.94%	28.19%	44.67%
	149,100	8.53%	9.18%	9.98%	10.99%	12.30%	14.08%	16.65%	20.69%	27.88%	44.25%
	151,100	8.43%	9.08%	9.87%	10.86%	12.15%	13.91%	16.46%	20.45%	27.58%	43.84%
	153,100	8.34%	8.97%	9.75%	10.73%	12.01%	13.75%	16.26%	20.22%	27.28%	43.44%
	155,100	8.24%	8.87%	9.64%	10.61%	11.87%	13.59%	16.07%	19.98%	26.99%	43.04%
	157,100	8.15%	8.77%	9.53%	10.49%	11.74%	13.43%	15.89%	19.76%	26.70%	42.65%
	159,100	8.06%	8.68%	9.43%	10.37%	11.60%	13.28%	15.70%	19.53%	26.41%	42.26%
	161,100	7.98%	8.58%	9.33%	10.26%	11.47%	13.13%	15.53%	19.31%	26.13%	41.88%
	163,100	7.89%	8.49%	9.22%	10.15%	11.34%	12.98%	15.35%	19.10%	25.86%	41.50%
	165,100	7.81%	8.40%	9.13%	10.04%	11.22%	12.84%	15.18%	18.89%	25.59%	41.14%
	167,100	7.73%	8.31%	9.03%	9.93%	11.10%	12.69%	15.01%	18.68%	25.33%	40.77%
169,100	7.65%	8.23%	8.93%	9.82%	10.98%	12.56%	14.85%	18.48%	25.06%	40.42%	
171,100	7.57%	8.14%	8.84%	9.72%	10.86%	12.42%	14.68%	18.28%	24.81%	40.06%	
173,100	7.49%	8.06%	8.75%	9.62%	10.74%	12.28%	14.52%	18.08%	24.55%	39.71%	

El cuadro anterior presenta en color las rentabilidades inferiores al 5%; en amarillo las rentabilidades en el rango entre 5 y 10%; rentabilidades superiores al 10% se presentan en color verde.

Se observa que manteniendo una inversión inicial de 153 millones de US\$, la rentabilidad del aporte propio se eleva de un valor inicial (sin crédito) de 8.3% a 10.7% si el monto del crédito es equivalente al 30% de la inversión total.

### **Aporte Estatal**

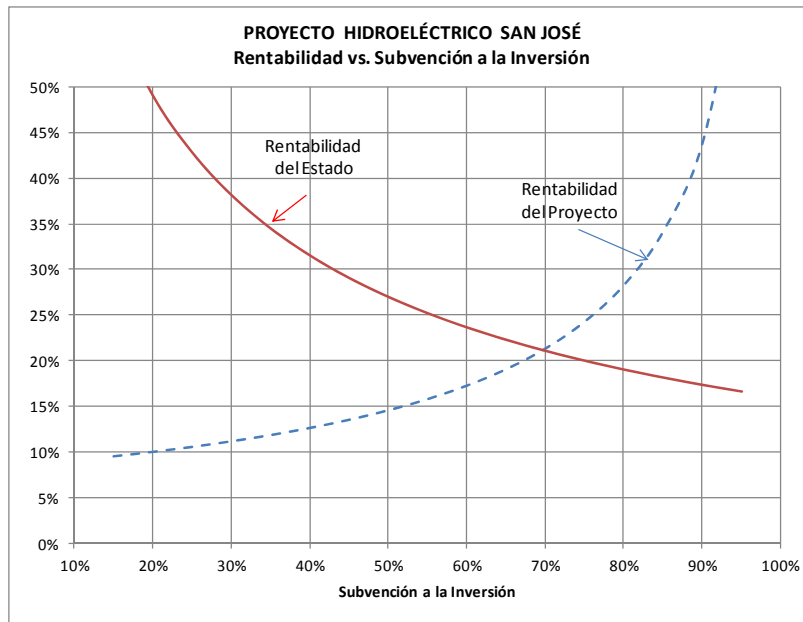
Una segunda opción para que el proyecto sea financieramente sostenible es que el estado contribuya a una fracción de la inversión inicial en calidad de aporte no retornable y no redituable. Esta erogación será compensada con los ingresos que percibe el país por la exportación del gas natural ahorrado gracias a la generación de electricidad en proyectos con energías renovables.

Como referencia se ha estimado que una turbina a gas natural de ciclo abierto consume un promedio de 10.5 MPC por MWh generado.

Dado que el proyecto San José genera un promedio de 744.6 GWh por año, permitirá ahorrar un volumen de gas natural de 7,818 MMPC por año. A un precio de exportación de 6.7 US\$/MPC, este ahorro generará para el estado ingresos anuales por un monto de

31.24 millones de US\$<sup>4</sup>. En consecuencia, el Estado tendrá un gasto: contribución a la inversión inicial, que será compensado por un ingreso anual resultante de los ingresos por la exportación de gas natural ahorrado. En este sentido se ha calculado la rentabilidad de la participación del Estado que será menor cuanto mayor sea su aporte a la inversión inicial del proyecto.

Por otra parte, es obvio que cuanto mayor sea el aporte del Estado a la inversión inicial, mayor será la rentabilidad que el proyecto asigna a los recursos de inversión propios.

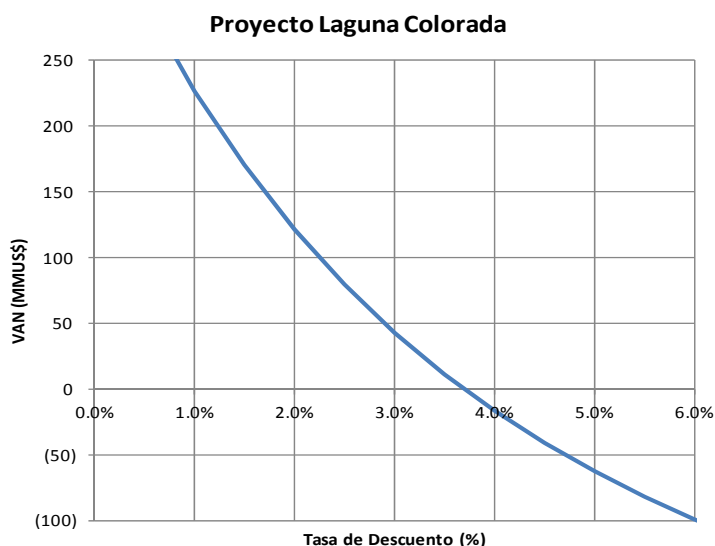


El gráfico muestra que si el aporte del Estado equivale a un 20% de la inversión, es decir 30 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto será de aproximadamente 10% y la rentabilidad del Estado será de 49% por año.

Un aporte gubernamental equivalente a un 70% de la inversión inicial resultará en una rentabilidad del orden de 21% tanto para el Estado como para el Proyecto.

<sup>4</sup> A recomendación de YPF se estima que el 74% de estos beneficios son asignados al Estado; el 26% remanente corresponde a actores externos.

## 17.1.2 Proyecto Laguna Colorada



El flujo financiero del proyecto da como resultado una rentabilidad anual de 3.7% y un VAN negativo e igual a 217 millones de US\$, a una tasa de descuento de 12% por año, tal como se evidencia en el gráfico anterior.

Se examinó también el efecto que tendrían sobre la rentabilidad del proyecto variaciones de la inversión que se presentan en el siguiente cuadro:

**Rentabilidad del proyecto Laguna Colorada,  
Según Monto de Inversión**

Monto de inversión (miles US\$)	Rentabilidad
206,268	6.04%
216,268	5.73%
226,268	5.44%
236,268	5.17%
246,268	4.92%
256,268	4.68%
266,268	4.46%
276,268	4.25%
286,268	4.05%
296,268	3.87%
306,268	3.69%
316,268	3.52%
326,268	3.36%
336,268	3.20%
346,268	3.06%
356,268	2.92%
366,268	2.78%
376,268	2.66%
386,268	2.53%
396,268	2.41%
406,268	2.30%

Los resultados muestran que si la inversión se reduce en 100 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto se elevará a 6.0%. Si, por el contrario, la inversión se eleva en 100 millones de US\$, a un total de 406 millones de US\$, la rentabilidad baja a 2.3%. Se

hace evidente que la rentabilidad del proyecto es relativamente robusta a variaciones en el costo de la inversión inicial.

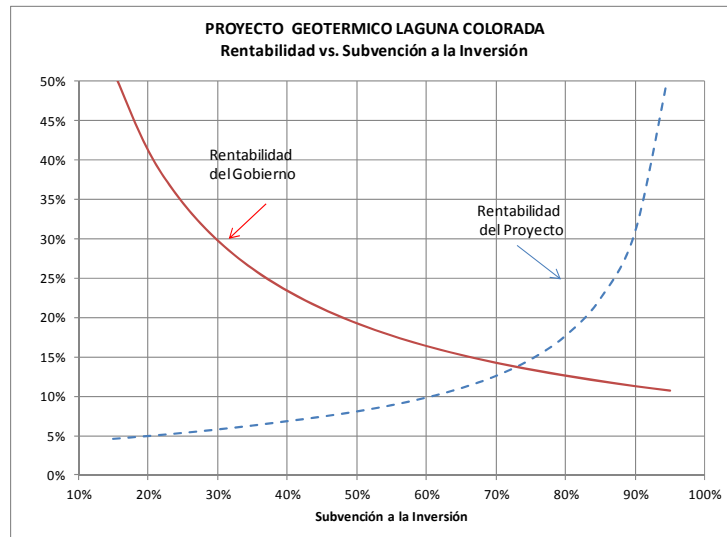
### Crédito Concesional

#### Rentabilidad del proyecto Laguna Colorada, según Monto de Inversión y Acceso al Crédito

Monto de inversión inicial (miles de US\$)	Crédito como porcentaje de la inversión inicial									
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
206,268	6.04%	6.48%	7.02%	7.69%	8.56%	9.77%	11.57%	14.57%	20.64%	38.00%
216,268	5.73%	6.14%	6.64%	7.27%	8.09%	9.21%	10.88%	13.66%	19.33%	35.86%
226,268	5.44%	5.83%	6.30%	6.89%	7.65%	8.69%	10.24%	12.82%	18.08%	33.80%
236,268	5.17%	5.54%	5.98%	6.53%	7.24%	8.21%	9.65%	12.03%	16.91%	31.82%
246,268	4.92%	5.26%	5.68%	6.19%	6.86%	7.76%	9.09%	11.29%	15.81%	29.92%
256,268	4.68%	5.01%	5.40%	5.88%	6.50%	7.35%	8.58%	10.61%	14.78%	28.10%
266,268	4.46%	4.76%	5.13%	5.58%	6.17%	6.95%	8.10%	9.97%	13.82%	26.35%
276,268	4.25%	4.54%	4.88%	5.31%	5.85%	6.59%	7.65%	9.38%	12.92%	24.66%
286,268	4.05%	4.32%	4.65%	5.05%	5.56%	6.24%	7.23%	8.83%	12.07%	23.02%
296,268	3.87%	4.12%	4.42%	4.80%	5.28%	5.92%	6.84%	8.31%	11.27%	21.43%
306,268	3.69%	3.93%	4.21%	4.57%	5.02%	5.62%	6.47%	7.83%	10.53%	19.89%
316,268	3.52%	3.74%	4.02%	4.35%	4.77%	5.33%	6.12%	7.37%	9.84%	18.39%
326,268	3.36%	3.57%	3.83%	4.14%	4.53%	5.05%	5.79%	6.95%	9.19%	16.94%
336,268	3.20%	3.41%	3.64%	3.94%	4.31%	4.80%	5.48%	6.54%	8.58%	15.54%
346,268	3.06%	3.25%	3.47%	3.75%	4.09%	4.55%	5.18%	6.16%	8.01%	14.19%
356,268	2.92%	3.10%	3.31%	3.57%	3.89%	4.32%	4.90%	5.81%	7.48%	12.91%
366,268	2.78%	2.95%	3.15%	3.39%	3.70%	4.09%	4.64%	5.47%	6.98%	11.72%
376,268	2.66%	2.81%	3.00%	3.23%	3.51%	3.88%	4.39%	5.15%	6.52%	10.61%
386,268	2.53%	2.68%	2.85%	3.07%	3.33%	3.67%	4.14%	4.84%	6.08%	9.60%
396,268	2.41%	2.55%	2.71%	2.91%	3.16%	3.48%	3.91%	4.56%	5.67%	8.69%
406,268	2.30%	2.43%	2.58%	2.77%	3.00%	3.29%	3.69%	4.28%	5.28%	7.86%

Se observa que manteniendo una inversión inicial de 306 millones de US\$, la rentabilidad del aporte propio se eleva de un valor inicial (sin crédito) de 3.7% a 5.0% si el monto del crédito es equivalente al 40% de la inversión total; si el monto del crédito se eleva al 80% de la inversión inicial, la rentabilidad del capital propio será de 10.5%.

### Aporte Estatal

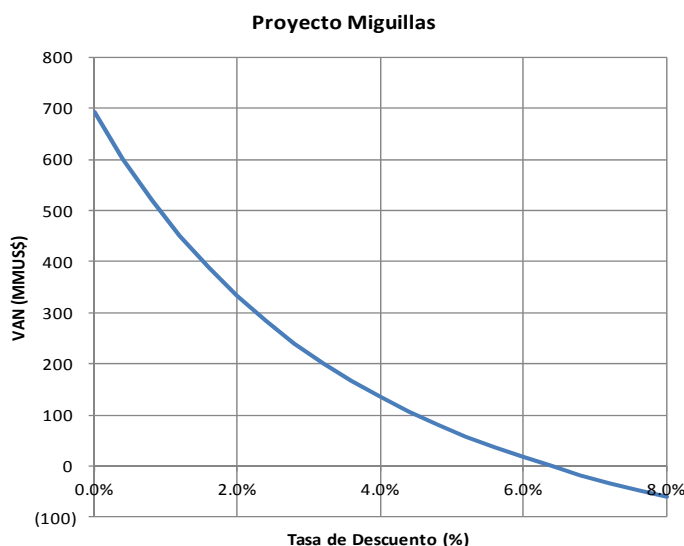


El gráfico muestra que si el aporte del Estado equivale a un 61% de la inversión, es decir 187 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto será de aproximadamente 10% y la rentabilidad del Estado será de 16% por año.

Un aporte estatal equivalente a un 73% de la inversión inicial resultará en una rentabilidad del orden de 14% tanto para el Estado como para el Proyecto.

### 17.1.3 Proyecto Miguillas

El flujo financiero del proyecto da como resultado una rentabilidad anual de 6.4% y un VAN negativo e igual a 155 millones de US\$, a una tasa de descuento de 12% por año, tal como se evidencia en el gráfico.



Se examinó también el efecto que tendrían sobre la rentabilidad del proyecto variaciones en el costo de la inversión que se presentan en el siguiente cuadro.

**Rentabilidad del proyecto Miguillas,  
Según Monto de Inversión**

Monto de inversión (miles US\$)	Rentabilidad
227,300	7.64%
232,300	7.50%
237,300	7.36%
242,300	7.22%
247,300	7.09%
252,300	6.96%
257,300	6.84%
262,300	6.72%
267,300	6.60%
272,300	6.49%
277,300	6.38%
282,300	6.27%
287,300	6.17%
292,300	6.07%
297,300	5.97%
302,300	5.88%
307,300	5.79%
312,300	5.70%
317,300	5.61%
322,300	5.53%
327,300	5.44%

Los resultados muestran que si la inversión se reduce en 50 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto se elevará a 7.6%. Si, por el contrario, la inversión se eleva en 50 millones de US\$, a un total de 327 millones de US\$, la rentabilidad baja a 5.4%. Se hace evidente que la rentabilidad del proyecto es relativamente robusta a variaciones en el costo de la inversión inicial.

## Crédito Concesional

### Rentabilidad del proyecto Miguillas, según Monto de Inversión y Acceso al Crédito

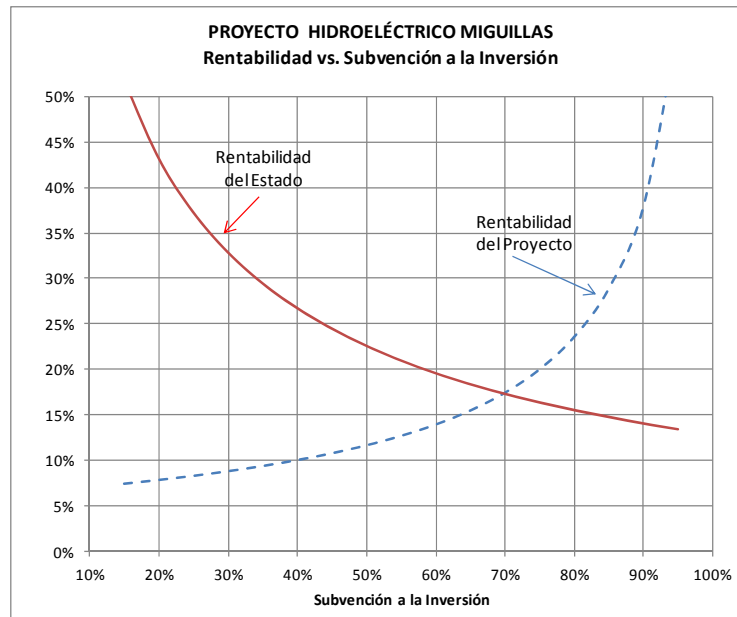
		Crédito como porcentaje de la inversión inicial									
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Monto de inversión inicial (miles de US\$)	227,300	7.64%	8.23%	8.94%	9.84%	11.01%	12.62%	14.96%	18.72%	25.60%	41.92%
	232,300	7.50%	8.07%	8.76%	9.64%	10.79%	12.36%	14.66%	18.33%	25.10%	41.22%
	237,300	7.36%	7.91%	8.60%	9.45%	10.58%	12.11%	14.36%	17.96%	24.61%	40.54%
	242,300	7.22%	7.77%	8.43%	9.27%	10.37%	11.87%	14.07%	17.60%	24.14%	39.88%
	247,300	7.09%	7.62%	8.28%	9.10%	10.17%	11.64%	13.79%	17.25%	23.68%	39.24%
	252,300	6.96%	7.48%	8.12%	8.93%	9.98%	11.42%	13.52%	16.91%	23.24%	38.60%
	257,300	6.84%	7.35%	7.98%	8.76%	9.79%	11.20%	13.26%	16.58%	22.80%	37.99%
	262,300	6.72%	7.22%	7.83%	8.61%	9.61%	10.99%	13.00%	16.26%	22.38%	37.38%
	267,300	6.60%	7.09%	7.70%	8.45%	9.44%	10.78%	12.76%	15.95%	21.97%	36.80%
	272,300	6.49%	6.97%	7.56%	8.30%	9.27%	10.59%	12.52%	15.65%	21.56%	36.22%
	277,300	6.38%	6.85%	7.43%	8.16%	9.10%	10.40%	12.29%	15.36%	21.17%	35.66%
	282,300	6.27%	6.74%	7.31%	8.02%	8.94%	10.21%	12.06%	15.08%	20.79%	35.10%
	287,300	6.17%	6.63%	7.18%	7.88%	8.79%	10.03%	11.85%	14.80%	20.41%	34.56%
	292,300	6.07%	6.52%	7.07%	7.75%	8.64%	9.85%	11.63%	14.53%	20.05%	34.03%
	297,300	5.97%	6.41%	6.95%	7.62%	8.49%	9.68%	11.43%	14.27%	19.69%	33.51%
	302,300	5.88%	6.31%	6.84%	7.50%	8.35%	9.52%	11.23%	14.01%	19.34%	33.00%
307,300	5.79%	6.21%	6.73%	7.37%	8.21%	9.36%	11.03%	13.76%	19.00%	32.50%	
312,300	5.70%	6.12%	6.62%	7.26%	8.08%	9.20%	10.84%	13.52%	18.67%	32.01%	
317,300	5.61%	6.02%	6.52%	7.14%	7.95%	9.05%	10.66%	13.28%	18.35%	31.53%	
322,300	5.53%	5.93%	6.42%	7.03%	7.82%	8.90%	10.48%	13.05%	18.03%	31.05%	
327,300	5.44%	5.84%	6.32%	6.92%	7.70%	8.75%	10.30%	12.82%	17.72%	30.59%	

Se observa que manteniendo una inversión inicial de 277 millones de US\$, la rentabilidad del aporte propio se eleva de un valor inicial (sin crédito) de 6.4% a 10.4% si el monto del crédito es equivalente al 50% de la inversión total.

### Aporte Estatal

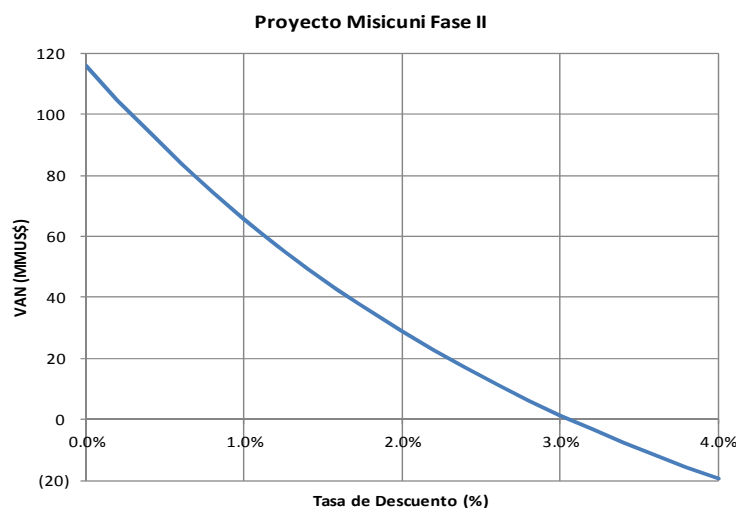
El gráfico muestra que si el aporte del Estado equivale a un 40% de la inversión, es decir 111 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto será de aproximadamente 10% y la rentabilidad del Estado será de 27% por año.

Un aporte estatal equivalente a un 70% de la inversión inicial resultará en una rentabilidad del orden de 17% tanto para el Estado como para el Proyecto.



### 17.1.4 Proyecto Misicuni Fase II

En el siguiente gráfico, se observa que el flujo financiero del proyecto tiene una rentabilidad anual de 3.1% y un VAN negativo de 92.08 MMUS\$, a una tasa de descuento de 12% por año.



La rentabilidad del proyecto es afectada por variaciones en el costo de la inversión tal como se presenta en el siguiente cuadro:

**Rentabilidad del proyecto Misicuni Fase II,  
según Monto de Inversión**

Monto de inversión (miles US\$)	Rentabilidad
98,730	3.84%
100,730	3.75%
102,730	3.67%
104,730	3.58%
106,730	3.50%
108,730	3.42%
110,730	3.35%
112,730	3.27%
114,730	3.20%
116,730	3.13%
118,730	3.06%
120,730	2.99%
122,730	2.92%
124,730	2.84%
126,730	2.76%
128,730	2.69%
130,730	2.62%
132,730	2.55%
134,730	2.48%
136,730	2.41%
138,730	2.35%

Los resultados muestran que si la inversión se reduce en 20 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto se elevará a 3.84%. Si, por el contrario, la inversión se eleva en 20 millones de US\$, a un total de 138.73 millones de US\$, la rentabilidad baja a 2.35%.

Se hace evidente que la rentabilidad del proyecto es relativamente robusta a variaciones en el costo de la inversión inicial.

## Crédito Concesional

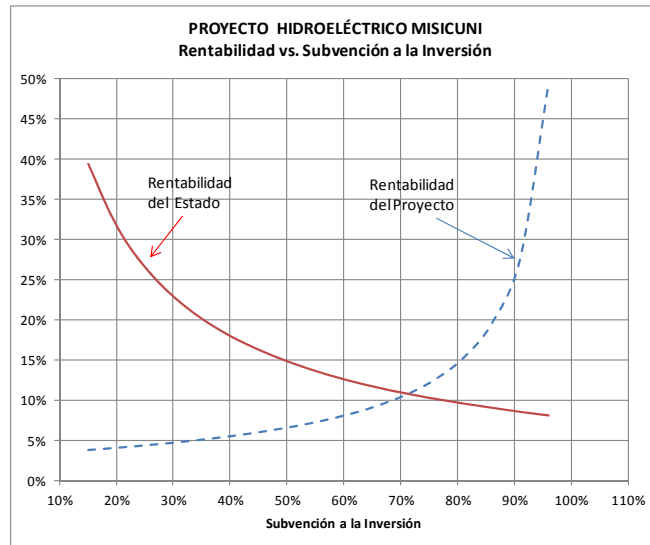
### Rentabilidad del proyecto Misicuni Fase II, según Monto de Inversión y Acceso al Crédito

		Crédito como porcentaje de la inversión inicial									
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Monto de inversión inicial (miles de US\$)	98,730	3.84%	4.11%	4.43%	4.83%	5.34%	6.02%	7.01%	8.61%	11.84%	22.33%
	100,730	3.75%	4.01%	4.33%	4.71%	5.21%	5.87%	6.82%	8.36%	11.46%	21.58%
	102,730	3.67%	3.92%	4.22%	4.60%	5.08%	5.72%	6.64%	8.12%	11.08%	20.80%
	104,730	3.58%	3.83%	4.12%	4.49%	4.96%	5.58%	6.46%	7.88%	10.70%	20.02%
	106,730	3.50%	3.74%	4.03%	4.38%	4.84%	5.44%	6.29%	7.64%	10.32%	19.24%
	108,730	3.42%	3.66%	3.94%	4.28%	4.72%	5.30%	6.11%	7.40%	9.95%	18.47%
	110,730	3.35%	3.57%	3.85%	4.18%	4.61%	5.16%	5.94%	7.17%	9.59%	17.71%
	112,730	3.27%	3.49%	3.76%	4.08%	4.49%	5.02%	5.77%	6.94%	9.24%	16.96%
	114,730	3.20%	3.41%	3.67%	3.98%	4.37%	4.88%	5.60%	6.72%	8.90%	16.22%
	116,730	3.13%	3.34%	3.59%	3.88%	4.25%	4.74%	5.43%	6.50%	8.57%	15.49%
	118,730	3.06%	3.26%	3.50%	3.78%	4.14%	4.61%	5.27%	6.29%	8.25%	14.77%
	120,730	2.99%	3.18%	3.41%	3.68%	4.02%	4.48%	5.11%	6.09%	7.94%	14.07%
	122,730	2.92%	3.10%	3.31%	3.58%	3.91%	4.34%	4.95%	5.89%	7.64%	13.38%
	124,730	2.84%	3.01%	3.22%	3.48%	3.80%	4.21%	4.80%	5.69%	7.35%	12.71%
	126,730	2.76%	2.93%	3.13%	3.38%	3.69%	4.09%	4.65%	5.50%	7.07%	12.06%
	128,730	2.69%	2.85%	3.05%	3.28%	3.58%	3.97%	4.50%	5.32%	6.80%	11.43%
	130,730	2.62%	2.78%	2.96%	3.19%	3.48%	3.85%	4.36%	5.14%	6.54%	10.82%
	132,730	2.55%	2.70%	2.88%	3.10%	3.37%	3.73%	4.22%	4.96%	6.29%	10.23%
134,730	2.48%	2.63%	2.80%	3.01%	3.27%	3.62%	4.09%	4.79%	6.05%	9.68%	
136,730	2.41%	2.55%	2.72%	2.92%	3.18%	3.51%	3.96%	4.63%	5.81%	9.15%	
138,730	2.35%	2.48%	2.64%	2.84%	3.08%	3.40%	3.83%	4.47%	5.58%	8.64%	

Se observa que manteniendo una inversión inicial de 118.73 millones de US\$, la rentabilidad del aporte propio se eleva a 5.27% si el monto del crédito es equivalente al 60% de la inversión total. Si este porcentaje se eleva a 90%, la rentabilidad se eleva a 14.77%.

### Aporte Estatal

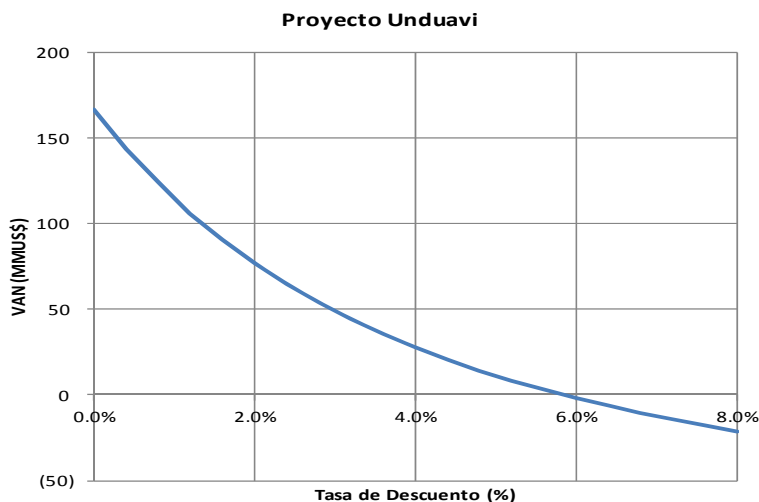
El siguiente gráfico muestra que si el aporte del Estado equivale a un 69% de la inversión, es decir 81.9 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto será de 10% y la rentabilidad del Estado será de 11% por año.



Un aporte estatal equivalente a un 71% de la inversión inicial resultará en una rentabilidad del orden de 11% tanto para el Estado como para el Proyecto.

### 17.1.5 Proyecto Unduavi

El flujo financiero del proyecto da como resultado una rentabilidad anual de 5.8% y un VAN negativo de 45.3 millones de US\$, a una tasa de descuento de 12% por año, tal como se evidencia en el gráfico.



Se examinó también el efecto que tendrían sobre la rentabilidad del proyecto variaciones en el costo de la inversión que se presenta en el siguiente cuadro:

**Rentabilidad del proyecto Unduavi,  
Según Monto de Inversión**

Monto de inversión (miles US\$)	Rentabilidad
65,395	6.67%
66,395	6.58%
67,395	6.49%
68,395	6.40%
69,395	6.31%
70,395	6.23%
71,395	6.14%
72,395	6.06%
73,395	5.98%
74,395	5.91%
75,395	5.83%
76,395	5.76%
77,395	5.69%
78,395	5.62%
79,395	5.55%
80,395	5.48%
81,395	5.41%
82,395	5.35%
83,395	5.28%
84,395	5.22%
85,395	5.16%

Los resultados muestran que si la inversión se reduce en 10 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto se elevará a 6.67%. Si, por el contrario, la inversión se eleva en 10 millones de US\$, a un total de 85.4 millones de US\$, la rentabilidad baja a 5.16%. Se hace evidente que la rentabilidad del proyecto es relativamente robusta a variaciones en el costo de la inversión inicial.

## Crédito Concesional

### Rentabilidad del proyecto Unduavi, según Monto de Inversión y Acceso al Crédito

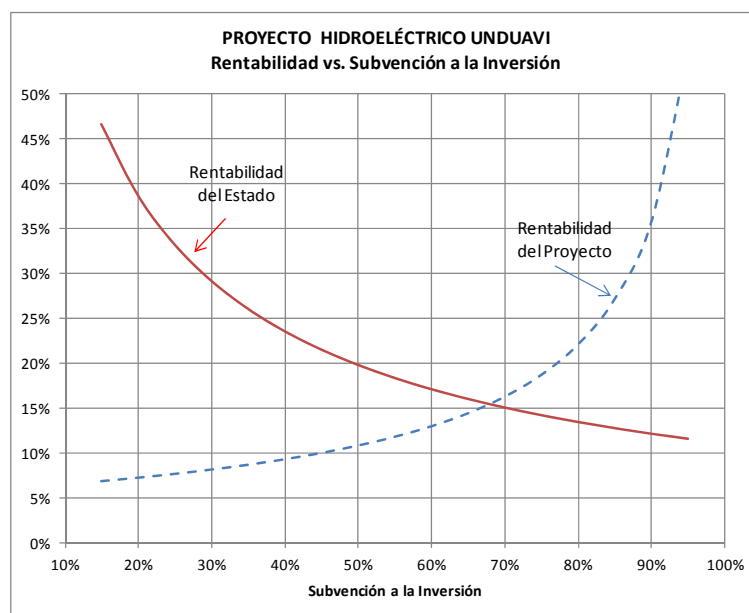
		Crédito como porcentaje de la inversión inicial									
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Monto de inversión inicial (miles de US\$)	65,395	6.67%	7.17%	7.78%	8.55%	9.55%	10.92%	12.94%	16.20%	22.34%	37.41%
	66,395	6.58%	7.07%	7.67%	8.43%	9.41%	10.76%	12.74%	15.95%	22.00%	36.93%
	67,395	6.49%	6.97%	7.56%	8.30%	9.27%	10.60%	12.55%	15.71%	21.68%	36.47%
	68,395	6.40%	6.87%	7.46%	8.19%	9.14%	10.44%	12.36%	15.47%	21.36%	36.01%
	69,395	6.31%	6.78%	7.35%	8.07%	9.01%	10.29%	12.17%	15.23%	21.04%	35.56%
	70,395	6.23%	6.69%	7.25%	7.96%	8.88%	10.14%	11.99%	15.00%	20.73%	35.11%
	71,395	6.14%	6.60%	7.15%	7.85%	8.76%	10.00%	11.82%	14.78%	20.43%	34.68%
	72,395	6.06%	6.51%	7.06%	7.74%	8.64%	9.85%	11.64%	14.56%	20.13%	34.25%
	73,395	5.98%	6.43%	6.97%	7.64%	8.52%	9.72%	11.48%	14.35%	19.84%	33.83%
	74,395	5.91%	6.34%	6.87%	7.54%	8.40%	9.58%	11.31%	14.14%	19.56%	33.41%
	75,395	5.83%	6.26%	6.78%	7.44%	8.29%	9.45%	11.15%	13.93%	19.27%	33.00%
	76,395	5.76%	6.18%	6.70%	7.34%	8.18%	9.32%	10.99%	13.73%	19.00%	32.59%
	77,395	5.69%	6.10%	6.61%	7.24%	8.07%	9.19%	10.84%	13.53%	18.73%	32.19%
	78,395	5.62%	6.03%	6.53%	7.15%	7.96%	9.07%	10.69%	13.34%	18.46%	31.80%
	79,395	5.55%	5.95%	6.44%	7.06%	7.86%	8.95%	10.54%	13.15%	18.20%	31.42%
	80,395	5.48%	5.88%	6.36%	6.97%	7.76%	8.83%	10.40%	12.96%	17.95%	31.03%
81,395	5.41%	5.81%	6.28%	6.88%	7.66%	8.71%	10.26%	12.78%	17.69%	30.66%	
82,395	5.35%	5.74%	6.21%	6.80%	7.56%	8.60%	10.12%	12.60%	17.44%	30.28%	
83,395	5.28%	5.67%	6.13%	6.71%	7.46%	8.49%	9.98%	12.43%	17.20%	29.92%	
84,395	5.22%	5.60%	6.06%	6.63%	7.37%	8.38%	9.85%	12.26%	16.96%	29.56%	
85,395	5.16%	5.53%	5.98%	6.55%	7.28%	8.27%	9.72%	12.09%	16.73%	29.20%	

Se observa que manteniendo una inversión inicial de 75.4 millones de US\$, la rentabilidad del aporte propio se eleva de un valor inicial (sin crédito) de 5.83% a 11.15% si el monto del crédito es equivalente al 60% de la inversión total.

### Aporte Estatal

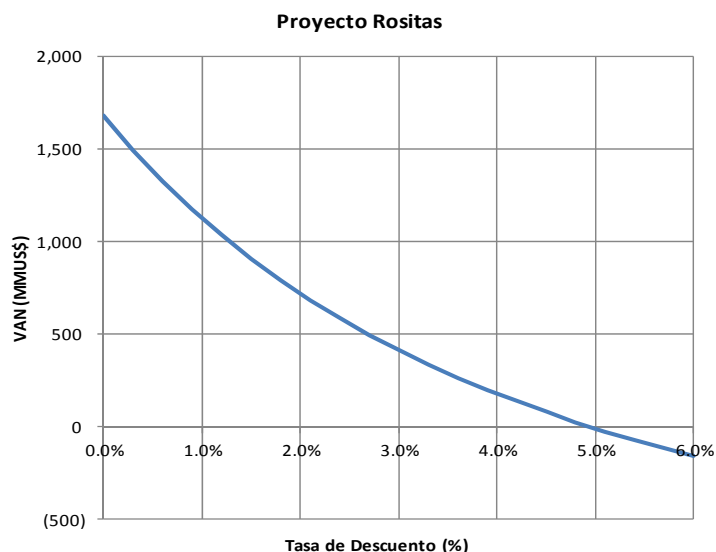
El gráfico muestra que si el aporte del Estado equivale a un 45% de la inversión, es decir 34 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto será de aproximadamente 10% y la rentabilidad del Estado será de 22% por año.

Un aporte estatal equivalente a un 68% de la inversión inicial resultará en una rentabilidad del orden de 15% tanto para el Estado como para el Proyecto.



### 17.1.6 Proyecto Rositas

El flujo financiero del proyecto da como resultado una rentabilidad anual de 4.9% y un VAN negativo de 712 millones de US\$, a una tasa de descuento de 12% por año, tal como se evidencia en el gráfico.



Se examinó también el efecto que tendrían sobre la rentabilidad del proyecto variaciones en el costo de la inversión que se presentan en el siguiente cuadro:

**Rentabilidad del proyecto Rositas,  
Según Monto de Inversión**

Monto de inversión (miles US\$)	Rentabilidad
654,607	6.32%
674,607	6.15%
694,607	6.00%
714,607	5.85%
734,607	5.70%
754,607	5.56%
774,607	5.43%
794,607	5.31%
814,607	5.18%
834,607	5.07%
854,607	4.95%
874,607	4.84%
894,607	4.74%
914,607	4.64%
934,607	4.54%
954,607	4.44%
974,607	4.35%
994,607	4.26%
1,014,607	4.17%
1,034,607	4.09%
1,054,607	4.01%

Los resultados muestran que si la inversión se reduce en 200 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto se elevará a 6.3%. Si, por el contrario, la inversión se eleva en 200 millones de US\$, a un total de 1,055 millones de US\$, la rentabilidad baja a 4.0%. Se hace evidente que la rentabilidad del proyecto es relativamente robusta a variaciones en el costo de la inversión inicial.

## Crédito Concesional

### Rentabilidad del proyecto Rositas, según Monto de Inversión y Acceso al Crédito

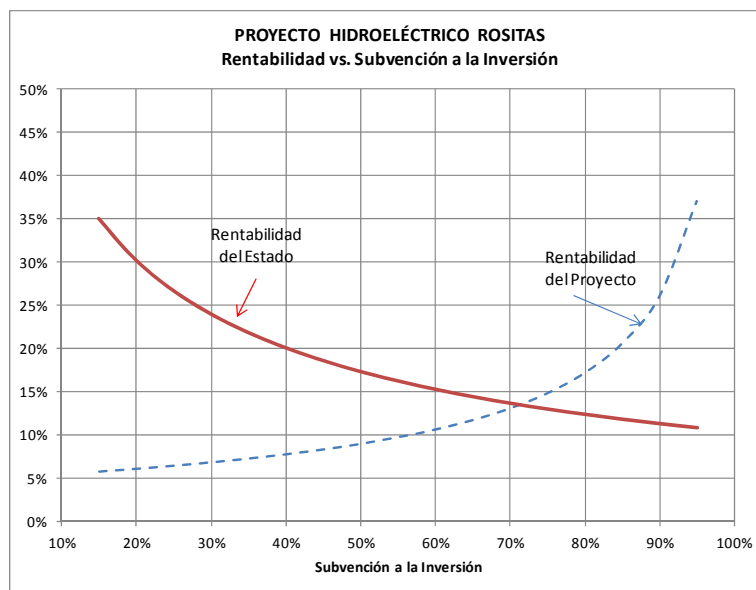
Monto de inversión inicial (miles de US\$)	Crédito como porcentaje de la inversión inicial									
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
654,607	6.32%	6.76%	7.30%	7.97%	8.81%	9.95%	11.55%	14.01%	18.30%	27.65%
674,607	6.15%	6.59%	7.11%	7.75%	8.58%	9.68%	11.24%	13.64%	17.83%	27.05%
694,607	6.00%	6.42%	6.93%	7.55%	8.36%	9.43%	10.94%	13.28%	17.39%	26.48%
714,607	5.85%	6.26%	6.75%	7.36%	8.14%	9.18%	10.66%	12.93%	16.95%	25.92%
734,607	5.70%	6.10%	6.58%	7.18%	7.94%	8.95%	10.38%	12.60%	16.53%	25.37%
754,607	5.56%	5.95%	6.42%	7.00%	7.74%	8.72%	10.12%	12.28%	16.13%	24.84%
774,607	5.43%	5.81%	6.27%	6.83%	7.55%	8.51%	9.86%	11.97%	15.73%	24.32%
794,607	5.31%	5.67%	6.12%	6.67%	7.37%	8.30%	9.62%	11.67%	15.35%	23.81%
814,607	5.18%	5.54%	5.98%	6.51%	7.19%	8.10%	9.39%	11.39%	14.98%	23.32%
834,607	5.07%	5.42%	5.84%	6.36%	7.02%	7.91%	9.16%	11.11%	14.62%	22.83%
854,607	4.95%	5.30%	5.71%	6.21%	6.86%	7.72%	8.94%	10.84%	14.27%	22.36%
874,607	4.84%	5.18%	5.58%	6.07%	6.71%	7.54%	8.73%	10.58%	13.93%	21.89%
894,607	4.74%	5.06%	5.46%	5.94%	6.55%	7.37%	8.53%	10.33%	13.60%	21.43%
914,607	4.64%	4.95%	5.34%	5.81%	6.41%	7.20%	8.33%	10.09%	13.28%	20.99%
934,607	4.54%	4.85%	5.22%	5.68%	6.27%	7.04%	8.14%	9.85%	12.97%	20.55%
954,607	4.44%	4.75%	5.11%	5.56%	6.13%	6.89%	7.96%	9.62%	12.66%	20.12%
974,607	4.35%	4.65%	5.00%	5.44%	6.00%	6.74%	7.78%	9.40%	12.37%	19.69%
994,607	4.26%	4.55%	4.90%	5.33%	5.87%	6.59%	7.61%	9.19%	12.08%	19.27%
1,014,607	4.17%	4.46%	4.80%	5.22%	5.75%	6.45%	7.44%	8.98%	11.80%	18.85%
1,034,607	4.09%	4.37%	4.70%	5.11%	5.63%	6.31%	7.28%	8.77%	11.53%	18.43%
1,054,607	4.01%	4.28%	4.60%	5.00%	5.51%	6.18%	7.12%	8.58%	11.25%	18.02%

Se observa que manteniendo una inversión inicial de 855 millones de US\$, la rentabilidad del aporte propio se eleva de un valor inicial (sin crédito) de 4.9% a 5.3% si el monto del crédito es equivalente al 10% de la inversión total; para lograr una rentabilidad de 10.8% se requiere un crédito concesional equivalente al 70% de la inversión total.

### Aporte Estatal

El gráfico muestra que si el aporte del Estado equivale a un 57% de la inversión, es decir 487 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto será de aproximadamente 10% y la rentabilidad del Estado será de 16% por año.

Un aporte estatal equivalente a un 71% de la inversión inicial resultará en una rentabilidad del orden de 13% tanto para el Estado como para el Proyecto.



### 17.1.7 Resumen y Conclusiones del Análisis Financiero

Como se observa en el siguiente cuadro, los proyectos considerados en este análisis tienen rentabilidades anuales financieras relativamente bajas, que oscilan entre un mínimo de 3.06% (Misicuni Fase II) y un máximo de 8.34% (San José), en las condiciones actuales de remuneración del sector eléctrico.

Proyecto	TIR Proyecto	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Energía (GWh/año)
San José	8.34%	153.1	120	744.6
Laguna Colorada	3.69%	306.3	100	814.7
Miguillas	6.38%	277.3	167	1,024
Misicuni Fase II	3.06%	118.7	40	242.1
Unduavi	5.83%	75.4	45	232.6
Rositas	4.95%	854.6	400	2,766
<b>Total</b>		<b>1,632.3</b>	<b>752.1</b>	<b>5,079</b>

Estas bajas rentabilidades significan que dichos proyectos requieren de alguna forma de apoyo gubernamental para ser financieramente viables. Como se dijo anteriormente, este apoyo estatal puede darse bajo la forma de un crédito concesional o mediante un aporte a la inversión inicial que sea no retornable y no redituable.

Para ser financieramente viables, el conjunto de los proyectos requieren de un aporte estatal no retornable y no redituable de aproximadamente 901 millones de US\$. En el cuadro a continuación se identifica el aporte estatal necesario para elevar la rentabilidad de todos los proyectos al 10%, para hacerlos financieramente viables y atractivos para los inversionistas.

Proyecto	Aporte Estatal			Ahorro de gas natural		
	(%)	(MMUS\$)	TIR Proyecto	TIR Estado	(MMPC/año)	(MMUS\$/año)
San José	20%	30.6	10%	49%	7,818	31.24
Laguna Colorada	61%	186.8	10%	16%	8,554	34.18
Miguillas	40%	110.9	10%	27%	10,747	42.95
Misicuni Fase II	69%	81.9	10%	11%	2,542	10.16
Unduavi	45%	33.9	10%	22%	2,442	9.76
Rositas	57%	487.1	10%	16%	29,041	116.05
<b>Total</b>		<b>900.6</b>	<b>10%</b>	<b>20%</b>	<b>53,326</b>	<b>213.10</b>

El aporte estatal será compensado con los ahorros en el consumo de gas natural. En otras palabras, los ingresos del país provenientes de la exportación del gas natural compensarán con creces el aporte estatal realizado. Se observa que la rentabilidad anual del aporte estatal para cada proyecto estará en un rango entre 11% (Misicuni, Fase II) y 49% (San José).

El beneficio anual resultante del incremento en las exportaciones de gas natural se estima en un total de 213 millones de US\$. Con un aporte de inversión total del Estado

del orden de 901 millones de US\$, se ha calculado una rentabilidad media aproximada de 20% por año para el Estado por la ejecución del conjunto de los proyectos considerados.

Se concluye que la ejecución de los proyectos es viable tanto para el Estado como para las empresas que ejecuten los proyectos, bajo la hipótesis de una contribución del Estado a la inversión inicial.

## 17.2 Evaluación de Proyectos Termoeléctricos

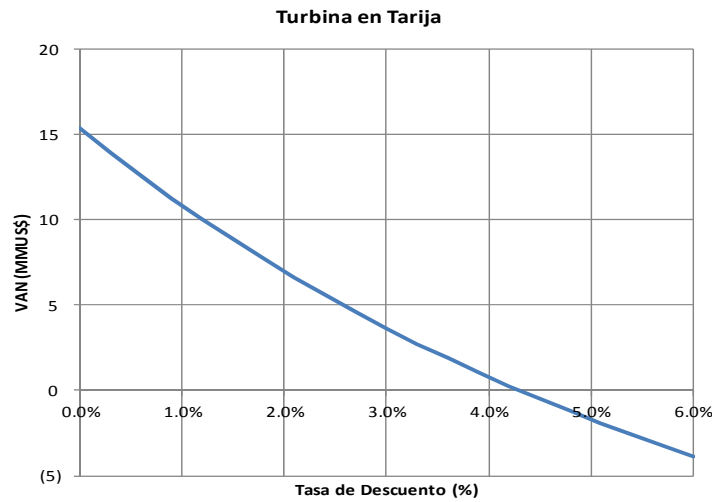
Para el análisis financiero de los proyectos termoeléctricos se estimó los siguientes parámetros:

- Remuneración por potencia	7.877	US\$/kW-mes
- Remuneración por energía	13	US\$/MWh
- Salarios del personal	78,840	US\$/año
- Costo administrativo	63,985	US\$/año
- Costos administrativos facturados	60%	
- Costo Mantenimiento, tipo A	60,000	US\$
- Costo Mantenimiento, tipo B	500,000	US\$
- Costo Mantenimiento, tipo C	2,500,000	US\$
- Costo Mantenimiento, tipo D	4,000,000	US\$
- Peajes de transmisión	1.891	US\$/MWh
- Pago al CNDC	0.71%	de los ingresos
- Pago a la AE	0.95%	de los ingresos
- Contribución a la Tarifa Dignidad	1.74%	de los ingresos
- Pérdidas de energía en planta	2.0%	
- Pérdidas de potencia en planta	2.0%	
- Disponibilidad centrales termoeléctricas	17.0%	
- Impuesto a las transacciones	3.0%	
- Impuesto a las Utilidades de Empresa	25%	
- Impuesto al Valor Agregado	13%	
- Vida útil termoeléctricas	20 Años	

A continuación se presentan los resultados obtenidos:

### 17.2.1 Turbina a gas natural en Tarija

El flujo financiero del proyecto resulta en una rentabilidad anual de 4.3% y un Valor Actual Neto negativo de 12.3 millones de US\$, calculado con una tasa de descuento de 12% por año.



El análisis de sensibilidad muestra que si el costo de inversión es superior al previsto, la rentabilidad se reducirá hasta un mínimo de 2.89% en la hipótesis de un sobre costo de inversión de 5 millones de US\$, que eleva la inversión total a 33.6 millones de US\$. Si, por el contrario, el costo de inversión se reduce en 5 millones de US\$, la rentabilidad se eleva a 6.19%. Estos resultados muestran que la rentabilidad de este proyecto es relativamente sensible a variaciones en el costo de inversión.

**Rentabilidad Turbina Tarija,  
Según Monto de Inversión**

Monto de inversión (miles US\$)	Rentabilidad
23,633	6.19%
24,133	5.97%
24,633	5.77%
25,133	5.57%
25,633	5.37%
26,133	5.18%
26,633	5.00%
27,133	4.80%
27,633	4.63%
28,133	4.46%
28,633	4.30%
29,133	4.14%
29,633	3.99%
30,133	3.85%
30,633	3.70%
31,133	3.56%
31,633	3.40%
32,133	3.26%
32,633	3.13%
33,133	3.01%
33,633	2.89%

## Crédito Concesional

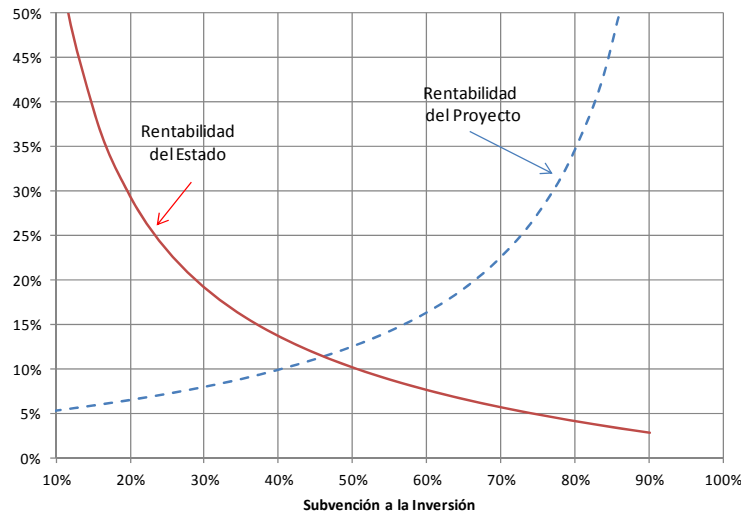
### Rentabilidad del proyecto Turbina Tarija, según Monto de Inversión y Acceso al Crédito

		Crédito como porcentaje de la inversión inicial									
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Monto de inversión inicial (miles de US\$)	23,633	6.19%	6.84%	7.67%	8.79%	10.37%	12.77%	16.86%	24.91%	43.35%	97.74%
	24,133	5.97%	6.60%	7.40%	8.47%	9.98%	12.28%	16.20%	23.99%	42.06%	95.58%
	24,633	5.77%	6.36%	7.13%	8.16%	9.60%	11.80%	15.56%	23.09%	40.79%	93.49%
	25,133	5.57%	6.14%	6.87%	7.85%	9.23%	11.34%	14.92%	22.20%	39.56%	91.47%
	25,633	5.37%	5.92%	6.62%	7.55%	8.85%	10.87%	14.32%	21.34%	38.35%	89.52%
	26,133	5.18%	5.70%	6.37%	7.25%	8.51%	10.44%	13.75%	20.51%	37.18%	87.63%
	26,633	5.00%	5.48%	6.12%	6.97%	8.18%	10.03%	13.19%	19.71%	35.98%	85.79%
	27,133	4.80%	5.28%	5.89%	6.71%	7.87%	9.63%	12.65%	18.85%	34.86%	84.02%
	27,633	4.63%	5.08%	5.67%	6.45%	7.56%	9.24%	12.07%	18.09%	33.74%	82.29%
	28,133	4.46%	4.90%	5.46%	6.20%	7.26%	8.86%	11.57%	17.34%	32.63%	80.62%
	28,633	4.30%	4.72%	5.25%	5.96%	6.97%	8.46%	11.08%	16.60%	31.55%	78.99%
	29,133	4.14%	4.54%	5.05%	5.73%	6.66%	8.11%	10.61%	15.88%	30.47%	77.37%
	29,633	3.99%	4.37%	4.86%	5.48%	6.39%	7.77%	10.14%	15.18%	29.39%	75.77%
	30,133	3.85%	4.21%	4.64%	5.26%	6.12%	7.43%	9.69%	14.47%	28.27%	74.20%
	30,633	3.70%	4.02%	4.46%	5.04%	5.86%	7.11%	9.24%	13.74%	27.13%	72.66%
	31,133	3.56%	3.86%	4.28%	4.83%	5.59%	6.77%	8.78%	13.03%	25.98%	71.15%
31,633	3.40%	3.70%	4.09%	4.62%	5.35%	6.46%	8.33%	12.30%	24.83%	69.68%	
32,133	3.26%	3.55%	3.93%	4.42%	5.12%	6.12%	7.87%	11.62%	23.68%	68.23%	
32,633	3.13%	3.41%	3.76%	4.23%	4.85%	5.81%	7.44%	10.94%	22.52%	66.80%	
33,133	3.01%	3.27%	3.59%	4.02%	4.61%	5.50%	7.03%	10.28%	21.34%	65.40%	
33,633	2.89%	3.12%	3.43%	3.83%	4.38%	5.21%	6.62%	9.65%	20.15%	64.02%	

Se observa que manteniendo una inversión inicial de 28.6 millones de US\$, la rentabilidad del aporte propio se eleva de un valor inicial (sin crédito) de 4.30% a 5.25% si el monto del crédito es equivalente al 20% de la inversión total; si el crédito concesional se eleva a un monto equivalente al 60% de la inversión, la rentabilidad del aporte de capital propio se eleva a 11.08%.

## Aporte Estatal

PROYECTO TURBINA A GAS NATURAL EN TARIJA  
Rentabilidad vs. Subvención a la Inversión

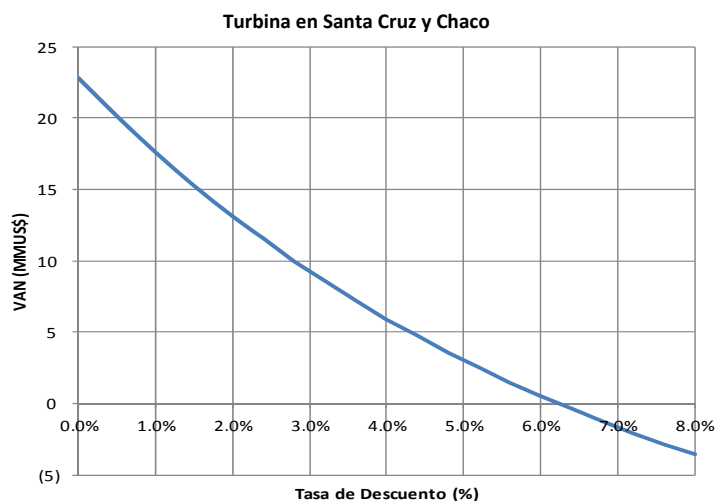


El gráfico muestra que si el aporte del Estado equivale a un 40% de la inversión, es decir 11.5 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto será de aproximadamente 10% y la rentabilidad del Estado será de 14% por año.

Un aporte estatal equivalente a un 46% de la inversión inicial resultará en una rentabilidad del orden de 11% tanto para el Estado como para el Proyecto.

## 17.2.2 Turbina a gas natural en Santa Cruz y Chaco

Tanto en Santa Cruz como en el Chaco se prevé instalar turbinas TRENT60 DEL. El flujo financiero del proyecto consistente en instalar una de estas unidades, resulta en una rentabilidad anual de 6.23% y un Valor Actual Neto negativo de 9.4 millones de US\$, calculado con una tasa de descuento de 12% por año.



El análisis de sensibilidad muestra que si el costo de inversión es superior al previsto, la rentabilidad se reducirá hasta un mínimo de 4.7% en la hipótesis de un sobre costo de inversión de 5 millones de US\$, que eleva la inversión total a 33.6 millones de US\$. Si, por el contrario, el costo de inversión se reduce en 5 millones de US\$, la rentabilidad se eleva a 8.36%. Estos resultados muestran que la rentabilidad de este proyecto es relativamente sensible a variaciones en el costo de inversión.

**Rentabilidad Turbina Santa Cruz – Chaco,  
Según Monto de Inversión**

Monto de inversión (miles US\$)	Rentabilidad
23,633	8.36%
24,133	8.11%
24,633	7.88%
25,133	7.65%
25,633	7.42%
26,133	7.21%
26,633	7.00%
27,133	6.80%
27,633	6.60%
28,133	6.41%
28,633	6.23%
29,133	6.06%
29,633	5.89%
30,133	5.73%
30,633	5.57%
31,133	5.42%
31,633	5.27%
32,133	5.12%
32,633	4.98%
33,133	4.84%
33,633	4.70%

## Crédito Concesional

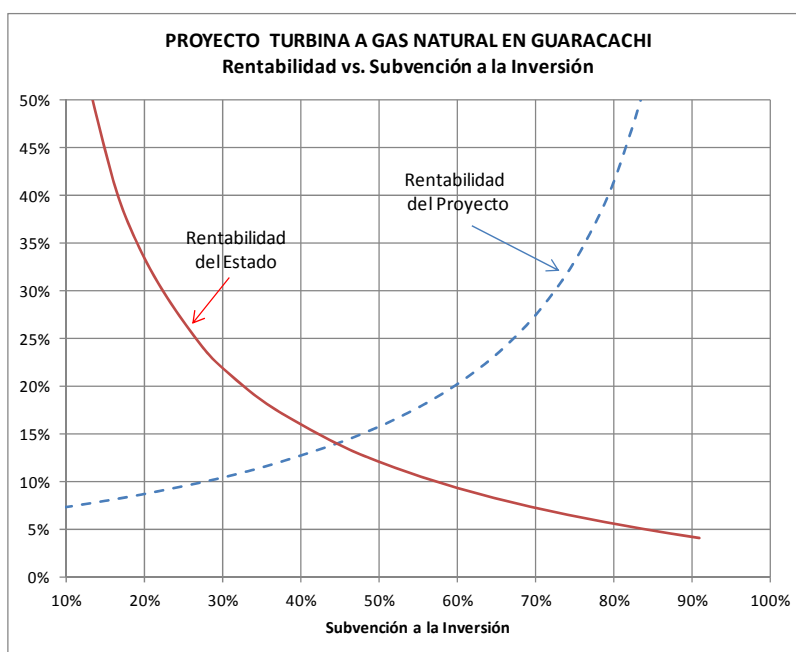
### Rentabilidad del proyecto Turbina Santa Cruz - Chaco, según Monto de Inversión y Acceso al Crédito

		Crédito como porcentaje de la inversión inicial									
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Monto de inversión inicial (miles de US\$)	23,633	8.36%	9.27%	10.43%	11.99%	14.18%	17.49%	22.95%	33.06%	54.45%	116.53%
	24,133	8.11%	8.99%	10.12%	11.62%	13.74%	16.94%	22.25%	32.11%	53.10%	114.09%
	24,633	7.88%	8.72%	9.81%	11.27%	13.32%	16.42%	21.57%	31.19%	51.80%	111.74%
	25,133	7.65%	8.47%	9.52%	10.93%	12.91%	15.91%	20.91%	30.29%	50.53%	109.47%
	25,633	7.42%	8.22%	9.24%	10.60%	12.52%	15.40%	20.25%	29.41%	49.29%	107.28%
	26,133	7.21%	7.98%	8.96%	10.28%	12.12%	14.93%	19.63%	28.57%	48.10%	105.17%
	26,633	7.00%	7.75%	8.68%	9.96%	11.76%	14.48%	19.04%	27.75%	46.94%	103.14%
	27,133	6.80%	7.51%	8.43%	9.67%	11.40%	14.04%	18.46%	26.95%	45.81%	101.17%
	27,633	6.60%	7.29%	8.19%	9.38%	11.07%	13.61%	17.90%	26.17%	44.71%	99.26%
	28,133	6.41%	7.09%	7.95%	9.11%	10.74%	13.20%	17.36%	25.42%	43.65%	97.41%
	28,633	6.23%	6.89%	7.72%	8.84%	10.42%	12.81%	16.83%	24.69%	42.60%	95.61%
	29,133	6.06%	6.69%	7.50%	8.59%	10.11%	12.42%	16.32%	23.97%	41.56%	93.86%
	29,633	5.89%	6.50%	7.29%	8.34%	9.81%	12.05%	15.82%	23.24%	40.53%	92.16%
	30,133	5.73%	6.32%	7.08%	8.10%	9.52%	11.68%	15.32%	22.53%	39.52%	90.50%
	30,633	5.57%	6.14%	6.88%	7.86%	9.24%	11.31%	14.82%	21.83%	38.54%	88.90%
	31,133	5.42%	5.97%	6.68%	7.63%	8.96%	10.95%	14.34%	21.15%	37.57%	87.33%
	31,633	5.27%	5.80%	6.49%	7.40%	8.68%	10.60%	13.88%	20.48%	36.62%	85.81%
	32,133	5.12%	5.64%	6.30%	7.18%	8.40%	10.26%	13.42%	19.83%	35.69%	84.33%
	32,633	4.98%	5.48%	6.11%	6.95%	8.14%	9.93%	12.98%	19.19%	34.77%	82.88%
33,133	4.84%	5.32%	5.93%	6.74%	7.88%	9.60%	12.54%	18.55%	33.85%	81.47%	
33,633	4.70%	5.16%	5.74%	6.53%	7.62%	9.28%	12.11%	17.93%	32.94%	80.09%	

Se observa que manteniendo una inversión inicial de 28.6 millones de US\$, la rentabilidad del aporte propio se eleva de un valor inicial (sin crédito) de 6.23% a 10.42% si el monto del crédito es equivalente al 40% de la inversión total.

## Aporte Estatal

PROYECTO TURBINA A GAS NATURAL EN SANTA CRUZ – CHACO  
Rentabilidad vs. Subvención a la Inversión

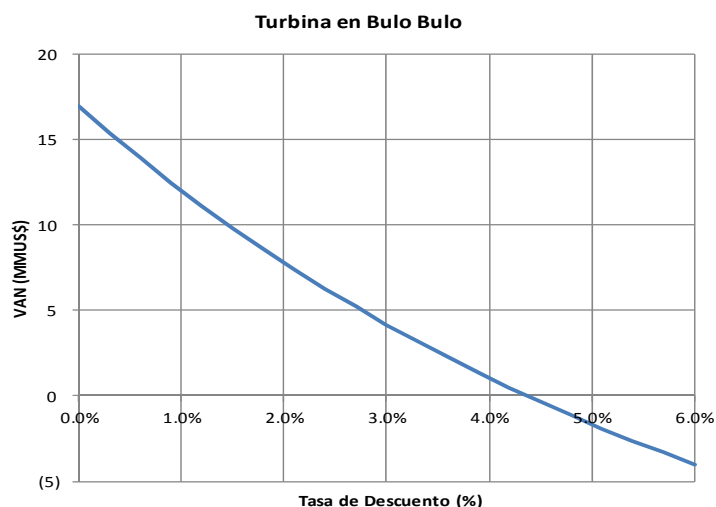


El gráfico muestra que si el aporte del Estado equivale a un 27% de la inversión, es decir 7.7 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto será de aproximadamente 10% y la rentabilidad del Estado será de 25% por año.

Un aporte estatal equivalente a un 45% de la inversión inicial resultará en una rentabilidad del orden de 14% tanto para el estado como para el Proyecto.

### 17.2.3 Turbina a gas natural en Bulo Bulo

El flujo financiero del proyecto resulta en una rentabilidad anual de 4.37% y un Valor Actual Neto negativo e igual a 13.2 millones de US\$, calculado con una tasa de descuento de 12% por año.



El análisis de sensibilidad muestra que si el costo de inversión es superior al previsto, la rentabilidad se reducirá hasta un mínimo de 3.04% en la hipótesis de un sobre costo de inversión de 5 millones de US\$, que eleva la inversión total a 36 millones de US\$. Si, por el contrario, el costo de inversión se reduce en 5 millones de US\$, la rentabilidad se eleva a 6.11%. Estos resultados muestran que la rentabilidad de este proyecto es relativamente sensible a variaciones en el costo de inversión.

**Rentabilidad Turbina Bulo Bulo,  
Según Monto de Inversión**

Monto de inversión (miles US\$)	Rentabilidad
26,000	6.11%
26,500	5.91%
27,000	5.73%
27,500	5.55%
28,000	5.37%
28,500	5.20%
29,000	5.03%
29,500	4.86%
30,000	4.70%
30,500	4.54%
31,000	4.37%
31,500	4.23%
32,000	4.09%
32,500	3.95%
33,000	3.82%
33,500	3.69%
34,000	3.56%
34,500	3.43%
35,000	3.31%
35,500	3.17%
36,000	3.04%

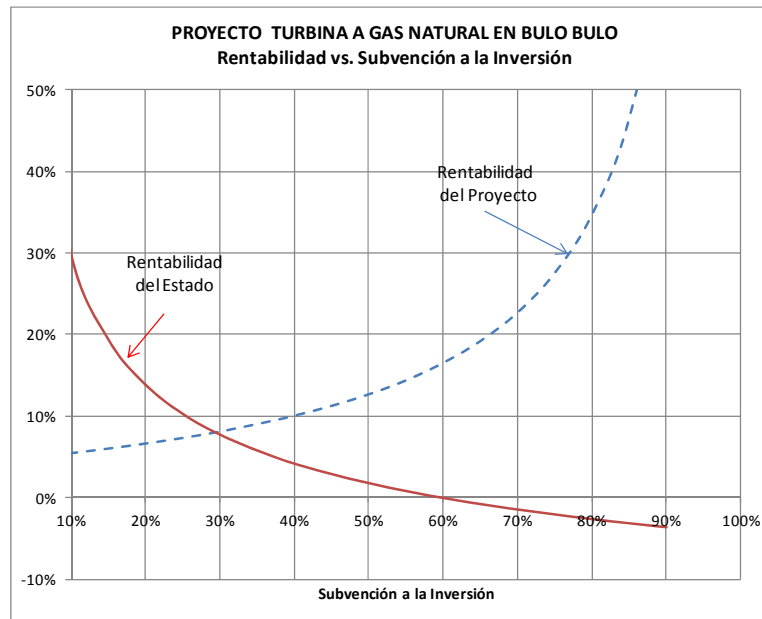
## Crédito Concesional

### Rentabilidad del proyecto Turbina Bulo - Bulo, según Monto de Inversión y Acceso al Crédito

		Crédito como porcentaje de la inversión inicial									
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Monto de inversión inicial (miles de US\$)	26,000	6.11%	6.75%	7.57%	8.66%	10.21%	12.54%	16.50%	24.31%	42.29%	95.53%
	26,500	5.91%	6.53%	7.32%	8.37%	9.85%	12.09%	15.91%	23.49%	41.14%	93.60%
	27,000	5.73%	6.32%	7.08%	8.09%	9.50%	11.66%	15.34%	22.68%	40.00%	91.72%
	27,500	5.55%	6.12%	6.84%	7.81%	9.17%	11.24%	14.78%	21.88%	38.88%	89.91%
	28,000	5.37%	5.91%	6.61%	7.54%	8.85%	10.84%	14.24%	21.11%	37.79%	88.15%
	28,500	5.20%	5.72%	6.38%	7.28%	8.53%	10.44%	13.71%	20.34%	36.72%	86.45%
	29,000	5.03%	5.52%	6.17%	7.02%	8.23%	10.06%	13.18%	19.61%	35.68%	84.79%
	29,500	4.86%	5.34%	5.95%	6.78%	7.91%	9.67%	12.69%	18.90%	34.65%	83.18%
	30,000	4.70%	5.16%	5.75%	6.52%	7.63%	9.32%	12.21%	18.19%	33.63%	81.59%
	30,500	4.54%	4.96%	5.53%	6.29%	7.35%	8.97%	11.74%	17.49%	32.56%	80.02%
	31,000	4.37%	4.80%	5.34%	6.06%	7.08%	8.63%	11.28%	16.75%	31.54%	78.48%
	31,500	4.23%	4.63%	5.15%	5.85%	6.82%	8.30%	10.79%	16.08%	30.52%	76.97%
	32,000	4.09%	4.48%	4.97%	5.64%	6.57%	7.95%	10.36%	15.42%	29.50%	75.50%
	32,500	3.95%	4.32%	4.80%	5.43%	6.29%	7.64%	9.93%	14.75%	28.47%	74.05%
	33,000	3.82%	4.17%	4.63%	5.23%	6.05%	7.33%	9.50%	14.09%	27.44%	72.63%
	33,500	3.69%	4.03%	4.46%	5.01%	5.81%	7.02%	9.08%	13.44%	26.40%	71.24%
	34,000	3.56%	3.88%	4.27%	4.82%	5.58%	6.72%	8.67%	12.79%	25.35%	69.87%
34,500	3.43%	3.72%	4.11%	4.63%	5.34%	6.43%	8.26%	12.15%	24.30%	68.53%	
35,000	3.31%	3.58%	3.95%	4.44%	5.12%	6.11%	7.84%	11.51%	23.24%	67.21%	
35,500	3.17%	3.45%	3.78%	4.24%	4.87%	5.82%	7.42%	10.86%	22.17%	65.91%	
36,000	3.04%	3.30%	3.63%	4.06%	4.65%	5.52%	7.04%	10.27%	21.10%	64.63%	

Se observa que manteniendo una inversión inicial de 31 millones de US\$, la rentabilidad del aporte propio se eleva de un valor inicial (sin crédito) de 4.37% a 5.34% si el monto del crédito es equivalente al 20% de la inversión total; incrementando el crédito a un monto equivalente al 60% de la inversión total, se logra una rentabilidad de 11.28% para el aporte de capital propio.

## Aporte Estatal



El gráfico muestra que si el aporte del Estado equivale a un 40% de la inversión, es decir 12.4 millones de US\$, la rentabilidad del proyecto será de aproximadamente 10% y la rentabilidad del Estado será de 4% por año.

Un aporte estatal equivalente a un 30% de la inversión inicial resultará en una rentabilidad del orden de 8% tanto para el Estado como para el Proyecto.

## 17.2.4 Resumen y conclusiones

Resultados de la Evaluación Financiera		
Unidad	Ubicación	Rentabilidad del Proyecto sin Subvención
Trent 60 DLE	Tarija	4.30%
Trent 60 DLE	Santa Cruz y Chaco	6.23%
LM 6000	Bulo-Bulo	4.37%

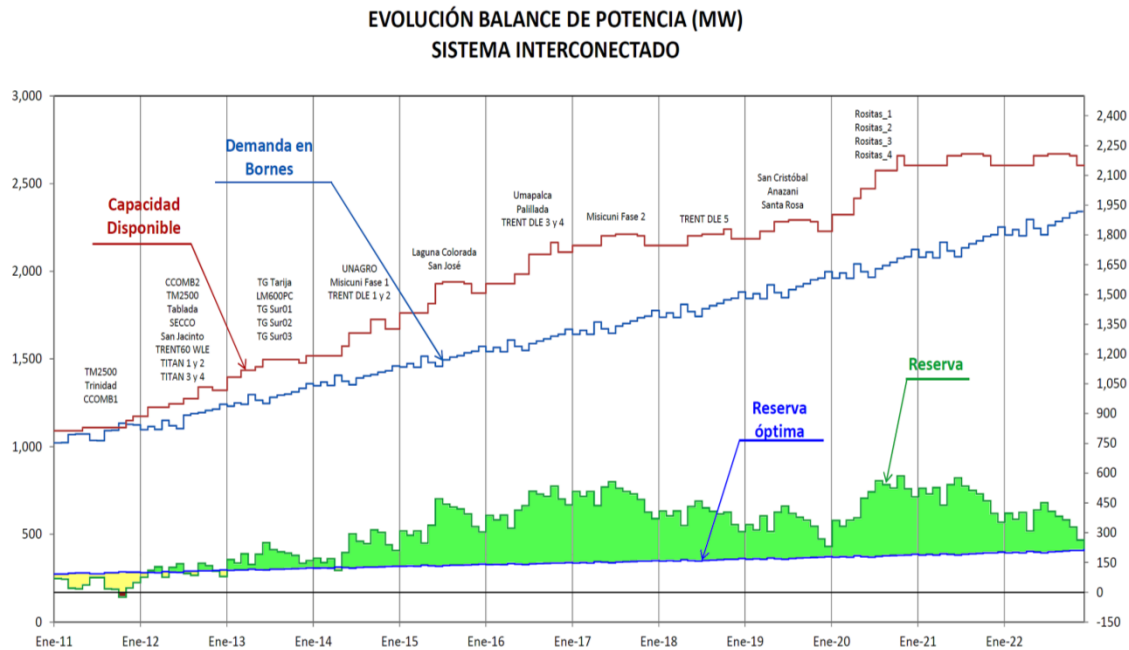
El cuadro anterior muestra que la instalación de turbinas a gas natural proporciona retornos financieros relativamente bajos, que son insuficientes para garantizar la sostenibilidad financiera de las empresas públicas o privadas que ejecuten las inversiones requeridas.

Aporte Estatal y Ahorro de Gas Natural								
Unidad	Ubicación	Número de Unidades	Aporte Estatal				Ahorro de gas natural	
			(%)	(MMUS\$)	Rentabilidad del Proyecto	Rentabilidad del Estado	(MMPC/año)	(MMUS\$/año)
Trent 60 DLE	Tarija	1	40%	11.45	10%	14%	423.9	1.69
Trent 60 DLE	Santa Cruz y Chaco	8	27%	61.84	10%	25%	3,848.0	15.36
LM 6000	Bulo-Bulo	1	40%	12.4	10%	4%	231.8	0.93
<b>Total</b>		<b>10</b>		<b>85.69</b>	<b>10%</b>	<b>20%</b>	<b>4,503.7</b>	<b>17.98</b>

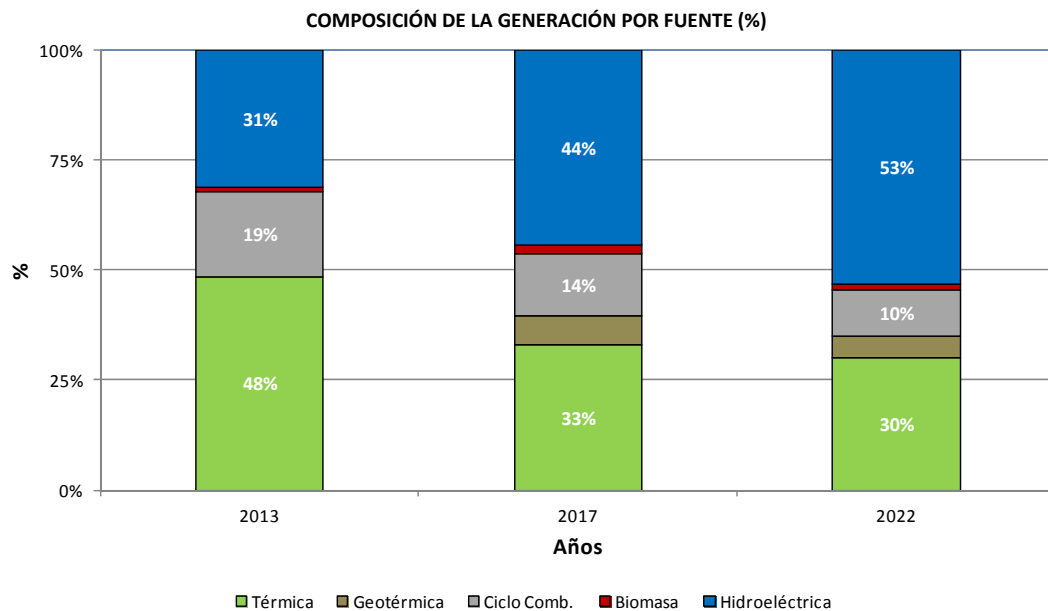
El cuadro anterior muestra que, en el supuesto de instalar una unidad TRENT 60 DLE en Tarija; 5 Unidades TRENT 60 DLE en Santa Cruz; tres unidades TRENT 60 DLE en el Chaco, y una unidad LM 6000 en Bulo Bulo, se requerirá un aporte estatal total de 86 millones de US\$ para alcanzar una rentabilidad anual de 10% en cada uno de los proyectos; y la rentabilidad de dicha intervención estatal oscilará entre un mínimo de 4% (Bulo-Bulo) y un máximo de 25% (Santa Cruz y Chaco). En promedio, la rentabilidad del Estado será del orden de 20%, al invertir un total de 86 millones de US\$ e incrementar sus ingresos por exportación de gas natural en un monto de 18.0 millones de US\$ por año.

## 18. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El plan óptimo de expansión representa la alternativa de mínimo costo para el país.
- El plan de expansión permite que la demanda de energía eléctrica se satisfaga en forma adecuada:



- El plan de expansión cambiará la matriz energética del sector eléctrico en forma significativa, posibilitando un desarrollo sostenible:



- El consumo de gas natural en el año horizonte es similar al consumo del año 2014:

**CONSUMO TOTAL DE GAS NATURAL (MMPC)**

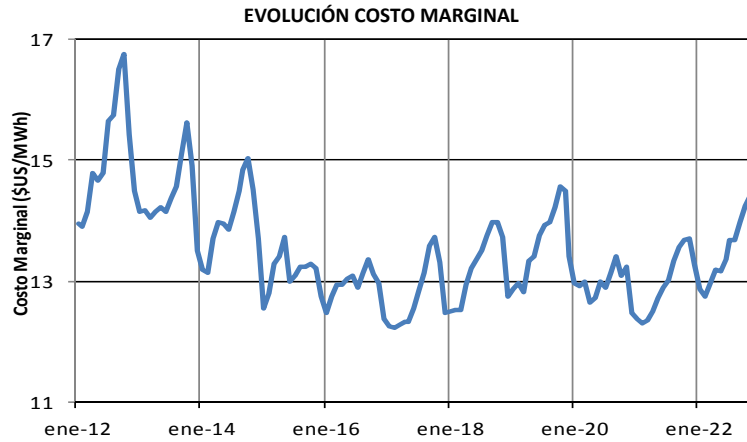
Año	Unidades Existentes	Unidades Futuras	Total
2012	38,326	4,544	42,870
2013	33,038	17,035	50,073
2014	30,755	22,926	53,681
2015	22,483	25,017	47,500
2016	19,287	24,003	43,290
2017	17,009	26,842	43,851
2018	20,252	29,998	50,250
2019	22,362	33,174	55,537
2020	16,458	29,700	46,157
2021	16,160	27,786	43,946
2022	20,502	32,021	52,524

- El ingreso de proyectos de energía renovable desplaza la generación de las unidades ineficientes del sistema:

**FACTORES DE PLANTA PROMEDIO (%)**

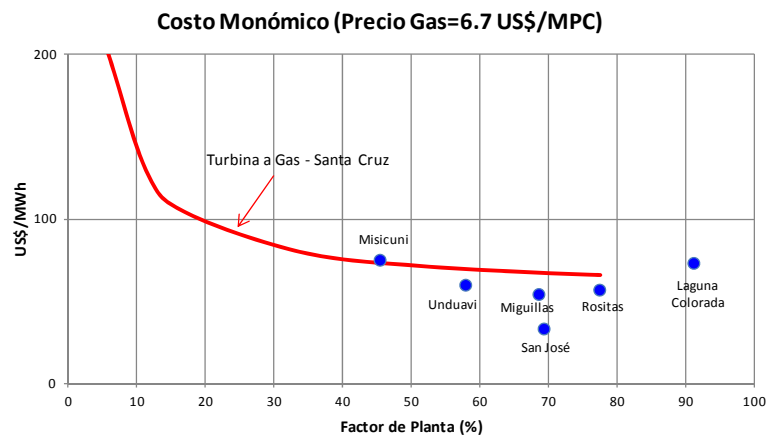
Central	2013	2017	2022
Ciclo Combinado	84	81	81
TRENT 60 DLE	82	76	79
Bulo Bulo	78	48	56
Motores a Gas	77	36	54
PEKEN01	72	25	46
Carrasco	53	9	17
Entre Ríos	47	5	14
VHE-PE	49	4	21
GCH11	12	2	4
VHE Frame 5	3	0	3
KAR	65	0	6
ARJ	62	0	3
Kenko	3	0	2
Tablada	0	0	0
GCH Frame 5	0	0	0
Dual Fuel	0	0	0
Biomasa	10	32	32
Geotérmica	0	82	82
Diesel en Trinidad	23	0	0

- La evolución del Costo Marginal de Energía, a precios del mercado actual (precio vigente del gas natural de 1.3 US\$/MPC), en US\$/MWh sin impuestos es la siguiente:

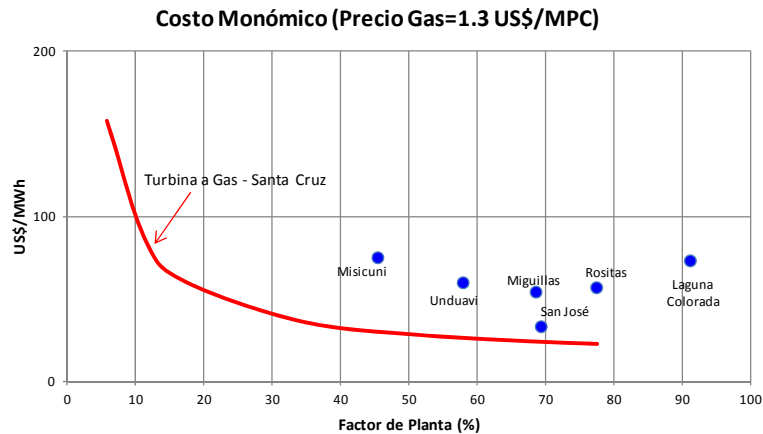


Esta disminución se debe al ingreso de las energías renovables y de turbinas térmicas aeroderivadas eficientes que desplazan la generación de unidades térmicas de mayor costo.

- Los proyectos de generación que utilizan energías renovables tienen costos de generación inferiores a los de las turbinas aeroderivadas a gas de ciclo abierto, por lo que su construcción es conveniente desde el punto de vista del país tal como se muestra en la siguiente figura:



Sin embargo, se debe tomar en cuenta que las tarifas en el sector eléctrico están calculadas en base a un precio de gas natural de 1.3 US\$/MPC por lo que los costos monómicos son los siguientes:



Por lo indicado, para posibilitar la ejecución de proyectos de energías renovables el país debe incurrir en una inversión inicial que subvenciona a estos proyectos y permite que los mismos tengan tasas de rentabilidad adecuadas con el sistema de remuneración vigente.

Con la construcción de estos proyectos el Estado logrará ahorros importantes en el consumo de gas natural utilizado en el sector eléctrico. Este gas que se ahorra podría ser exportado, en este caso, los beneficios que se logran compensan ampliamente el costo de la inversión tal como se demuestra en el siguiente cuadro, que ha sido elaborado suponiendo que los proyectos tienen tasas de rentabilidad de 10%:

**Aporte Estatal y Ahorro de Gas Natural**

Proyecto	Aporte Estatal				Ahorro de gas natural	
	(%)	(MMUS\$)	TIR Proyecto	TIR Estado	(MMPC/año)	(MMUS\$/año)
San José	20%	30.6	10%	49%	7,818	31.24
Laguna Colorada	61%	186.8	10%	16%	8,554	34.18
Miguillas	40%	110.9	10%	27%	10,747	42.95
Misicuni Fase II	69%	81.9	10%	11%	2,542	10.16
Unduavi	45%	33.9	10%	22%	2,442	9.76
Rositas	57%	487.1	10%	16%	29,041	116.05
<b>Total</b>		<b>900.6</b>	<b>10%</b>	<b>20%</b>	<b>53,326</b>	<b>213.10</b>

El beneficio anual resultante del incremento en las exportaciones de gas natural se estima en un total de 213 millones de US\$. Con un aporte de inversión del Estado del orden de 901 millones de US\$ se ha calculado una rentabilidad media aproximada de 20% por año para el estado.

- La evaluación no considera otros beneficios tales como: el uso de agua para dotación de agua potable y riego en el Proyecto Misicuni, el beneficio por evitar inundaciones en el Proyecto Rositas, que de acuerdo a la información presentada por ENDE es de 100 MMUS\$/año, y las inversiones de transmisión evitadas en el Proyecto Laguna Colorada.

- En este documento también se demuestra que existen beneficios por ahorros de gas en el caso de instalación de turbinas aeroderivadas eficientes a gas natural, previstas en el plan en Tarija, el Chaco y Guaracachi, debido a que estas turbinas desplazan la generación de otras turbinas a gas más ineficientes tal como se presenta en el siguiente cuadro:

Aporte Estatal y Ahorro de Gas Natural

Unidad	Ubicación	Número de Unidades	Aporte Estatal				Ahorro de gas natural	
			(%)	(MMUS\$)	Rentabilidad del Proyecto	Rentabilidad del Estado	(MMPC/año)	(MMUS\$/año)
Trent 60 DLE	Tarija	1	40%	11.45	10%	14%	423.9	1.69
Trent 60 DLE	Santa Cruz y Chaco	8	27%	61.84	10%	25%	3,848.0	15.36
LM 6000	Bulo-Bulo	1	40%	12.4	10%	4%	231.8	0.93
<b>Total</b>		<b>10</b>		<b>85.69</b>	<b>10%</b>	<b>20%</b>	<b>4,503.7</b>	<b>17.98</b>

Estos beneficios son similares en otras fuentes de energía renovables: eólica, solar, bagazo de caña, biomasa, etc., debido a que las mismas también permiten la sustitución del gas natural usado en la generación eléctrica.

- Se necesitan realizar inversiones del orden de 2,333 MMUS\$, sin impuestos:

RESUMEN CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS EN MMUS\$ (Sin Impuestos)

Plan de Obras	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Generación	-	262.5	359.1	371.3	186.4	121.6	192.0	132.0	120.0	85.3	1,830.2
Transmisión	1.6	71.9	132.5	109.7	48.2	7.3	45.7	53.5	32.7	0.0	503.1
<b>Total</b>	<b>1.6</b>	<b>334.4</b>	<b>491.6</b>	<b>481.0</b>	<b>234.6</b>	<b>128.9</b>	<b>237.7</b>	<b>185.4</b>	<b>152.7</b>	<b>85.3</b>	<b>2,333.3</b>

- Los siguientes proyectos deben ser encarados en forma inmediata:

- Enero 2013 1 Turbina a Gas en Tarija
- Enero 2013 1 Turbina a Gas en Bulo Bulo
- Marzo, junio y diciembre 2013 3 Turbinas en el Chaco
- Junio 2014 Proyecto Múltiple Misicuni Fase I
- Junio 2015 Proyecto hidroeléctrico San José
- Enero 2015 Central de Laguna Colorada
- Enero 2016 Centrales Umopalca y Palillada
- Enero 2020 Proyecto Múltiple Rositas

Cualquier retraso en la ejecución de estos proyectos obligará a instalar unidades térmicas adicionales dentro de un nuevo plan de emergencia con los consiguientes sobrecostos de inversión y el incremento de los costos de operación.

- Se deben revisar los estudios de los proyectos hidroeléctricos para uniformizar los criterios de diseño y optimización. Estos criterios deberían ser enfocados desde el punto de vista de los intereses del país considerando la variación de costos en las distintas épocas del año.

- Los proyectos de energías renovables permiten el abastecimiento de la demanda hasta aproximadamente el año 2022.

Para abastecer la demanda en forma adecuada en el largo plazo, es necesario iniciar en forma inmediata tareas de inventariación de recursos energéticos renovables que permiten evitar el uso excesivo de gas natural y tener una matriz energética diversificada.

En el siguiente cuadro se presenta el requerimiento de gas natural en caso de realizarse una expansión de generación, en base a turbinas aeroderivadas a gas natural de ciclo abierto.

Requerimiento de Gas Natural

Año	Incremento de Energía (GWh)	Consumo Anual (MMPC)
2022	0	0
2023	935	8,398
2024	1,930	17,334
2025	2,989	26,842
2026	4,116	36,958
2027	5,314	47,722
2028	6,590	59,174
2029	7,947	71,360
2030	9,390	84,325
<b>TOTAL</b>	<b>39,211</b>	<b>352,114</b>