



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA



# 2011 MEMORIA

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



**MEMORIA ANUAL 2011**



**RESULTADOS DE LA OPERACION DEL SIN**



**ANEXOS**





**CNDC**

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



# ÍNDICE

	<b>PRESENTACIÓN</b>	1
	<b>PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC</b>	3
	EL CNDC	3
	CREACIÓN	3
	ORGANIZACIÓN	3
	ÓRGANO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DEL CNDC	5
	FUNCIONES	5
	RECURSOS OPERATIVOS	6
	<b>MISIÓN, VISIÓN Y VALORES</b>	7
	<b>CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2011</b>	8
	CONTRIBUCIONES A CORTO PLAZO	8
	CONTRIBUCIONES A MEDIANO Y LARGO PLAZO	12
	IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS POTENCIALES DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN	17
	OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES	17
	<b>LOGROS OPERATIVOS</b>	18
	PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	18
	DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL	19
	ANÁLISIS OPERATIVO Y CONFIABILIDAD	20
	TRANSACCIONES ECONÓMICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM	21
	SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL - SMEC	22
	INFORME DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LARGO PLAZO DEL SIN	23
	INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS	23
	SUPERVISIÓN DE LA INCORPORACIÓN AL SIN DE NUEVAS INSTALACIONES	24
	MEJORA EN LA NORMATIVA DEL SECTOR	26
	RESOLUCIONES DEL CNDC	26
	INVESTIGACIÓN - ESTUDIOS ESPECIALIZADOS	26
	LOGROS UAF	26
	TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN	26
	SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC	28
	CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA	29
	CAPACITACIÓN TÉCNICA IMPARTIDA	31
	PARTICIPACIÓN EN ACTIVIDADES DEL SECTOR	31
	<b>PLANIFICACIÓN Y LOGROS ESTRATÉGICOS</b>	32
	<b>ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC</b>	35
	DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE	36
	BALANCE GENERAL A 31 DE DICIEMBRE DE 2011	37
	ESTADO DE RESULTADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	39
	ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	40
	<b>NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2011</b>	41

## PRESENTACIÓN



*Durante la gestión 2011, en el Sector Eléctrico Boliviano se han presentado hechos importantes, que han requerido de acciones oportunas para permitir que se precautele la seguridad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico, buscando de esta manera, que en todo momento se siga el mandato de la Constitución Política del Estado, que establece la universalización del acceso a la energía eléctrica en todo el territorio nacional. Cabe destacar que en ésta gestión, el Sistema Eléctrico ha atravesado por condiciones de operación bastante críticas, registrándose en muchos casos valores muy próximos entre la oferta de generación y la demanda, debido a limitaciones de potencia en unidades de generación por altas temperaturas, poca disponibilidad de agua y trabajos de adecuación realizados para incorporar el proyecto ciclo combinado en el SIN; éstos hechos, han ocasionado que los márgenes de reserva rotante hayan sido muy estrechos, llegando en algunos casos a no contar con reserva rotante, lo cual derivó en la necesidad de administrar carga a través de la reducción de voltaje y ocasionalmente de forma manual.*

*El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) ha participado activamente en las acciones llevadas a cabo dentro del Sector Eléctrico Boliviano, mismas que permitieron viabilizar de forma óptima e inmediata, una solución que ha logrado reducir los efectos negativos de las condiciones críticas de operación, contando para esto, con el apoyo decidido y la amplia participación de todas las empresas eléctricas que operan en el SIN; en muchos casos, se ha visto la necesidad de priorizar la continuidad de servicio y la seguridad del sistema sobre el despacho económico, se ha tenido que efectuar manejo de carga mediante reducción de voltaje, ocasionalmente y cuando resultó inevitable, dentro de los límites de la Ley de Electricidad, sus Reglamentos y Normas Operativas, se realizó desconexión manual de carga en coordinación con las empresas distribuidoras y consumidores no regulados.*

*Asimismo, se reforzó el conocimiento del personal de los Agentes que operan en tiempo real mediante capacitaciones para la operación del SIN en condiciones de emergencia por colapso total y parcial, se han llevado a cabo reuniones periódicas con todas las empresas de generación para coordinar mantenimientos de unidades de generación; en el marco del Decreto Supremo N° 934, se ha habilitado provisionalmente dentro del MEM a las unidades de generación de las centrales Moxos y Trinidad de la Empresa Nacional de Electricidad y la unidad de generación CAR03 de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso. Respecto a las acciones sobre la demanda, se impulsó y participó activamente en la campaña de uso eficiente de la energía, se elaboró un programa tentativo de contingencia para la disminución de la demanda en coordinación con empresas distribuidoras, se implementó un sistema de alerta temprana mediante gráficos con información en tiempo real publicados en el sitio Web del CNDC, entre otras.*

*Por otro lado, el CNDC ha contribuido al crecimiento del sector eléctrico a mediano y largo plazo de forma eficiente y sostenible a través de la elaboración del Plan Óptimo de Expansión del SIN (POES), el cual es un documento anual que establece la expansión óptima del SIN identificando el cronograma de ingreso de proyectos de generación y transmisión que permite abastecer la demanda de forma segura, confiable y a costo mínimo para un periodo de 10 años. El POES 2012 – 2022, elaborado en la gestión 2011, fue aprobado en fecha 05 de Enero de 2012 por la COMISION DE DESARROLLO ENERGETICO mediante Resolución Ministerial N° 003-12. A través del POES se logra contar con la participación activa de las Empresas e Instituciones del Sector; la incorporación de sistemas aislados al SIN incrementando la cobertura de electrificación, la integración energética internacional, el carácter vinculante para el desarrollo de proyectos dentro del Sector Eléctrico, entre otros.*

*Finalmente, agradezco a los Representantes al CNDC y por su intermedio a todas las empresas que operan como Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, por su activa y acertada participación en las actividades de la institución, que permitieron obtener valiosos resultados en pro de una mejor operación del Sistema Eléctrico. Asimismo, considero que el capital humano seguirá siendo un factor fundamental dentro de la Institución, por tanto, agradezco el destacado apoyo profesional del Órgano Técnico y Administrativo del CNDC conformado por la Coordinación General Operativa y las Unidades de Apoyo que mantuvieron un desempeño eficiente durante toda ésta gestión.*

**Ing. Arturo Iporre Salguero**  
**PRESIDENTE del CNDC**

**INFORMACIÓN GENERAL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2011**

Producción Bruta Total de Energía	GWh	6,611.4
Producción Bruta de Energía Hidráulica	GWh	2,324.2
Producción Bruta de Energía Térmica	GWh	4,287.3
Capacidad Total de Generación SIN	MW	1,309.8
Capacidad de Generación Hidráulica en el SIN	MW	476.0
Capacidad de Generación Térmica en el SIN	MW	781.7
Capacidad de Generación Térmica Reconocida D.S. 934	MW	52.1
Inyecciones de Energía al STI	GWh	6,433.4
Inyecciones de Energía Hidráulica	GWh	2,249.8
Inyecciones de Energía Térmica	GWh	4,183.6
Consumo de Energía	GWh	6,301.9
Demanda Máxima de Potencia	MW	1,067.4
Total de Transacciones Económicas en el Mercado Spot	US\$ Miles	270,057.0
Número de Empresas de Distribución		7
Número de Consumidores No Regulados		4
Número de Empresas de Generación		12
Número de Empresas de Transmisión		4
Precio Medio Monómico en el Mercado Spot	US\$/MWh	40.76
Costo Marginal de Generación	US\$/MWh	18.17
Peaje Generadores	US\$/MWh	2.06
Peaje Consumidores	US\$/kW-mes	3.17

# PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC

## EL CNDC

El CNDC es una entidad sin fines de lucro; por la importancia de las funciones que desempeña se constituye en un actor estratégico dentro de la Industria Eléctrica en Bolivia, al ser responsable de la Coordinación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional, de la Administración del Sistema Eléctrico Boliviano y de la Planificación de la Expansión Óptima del SIN.

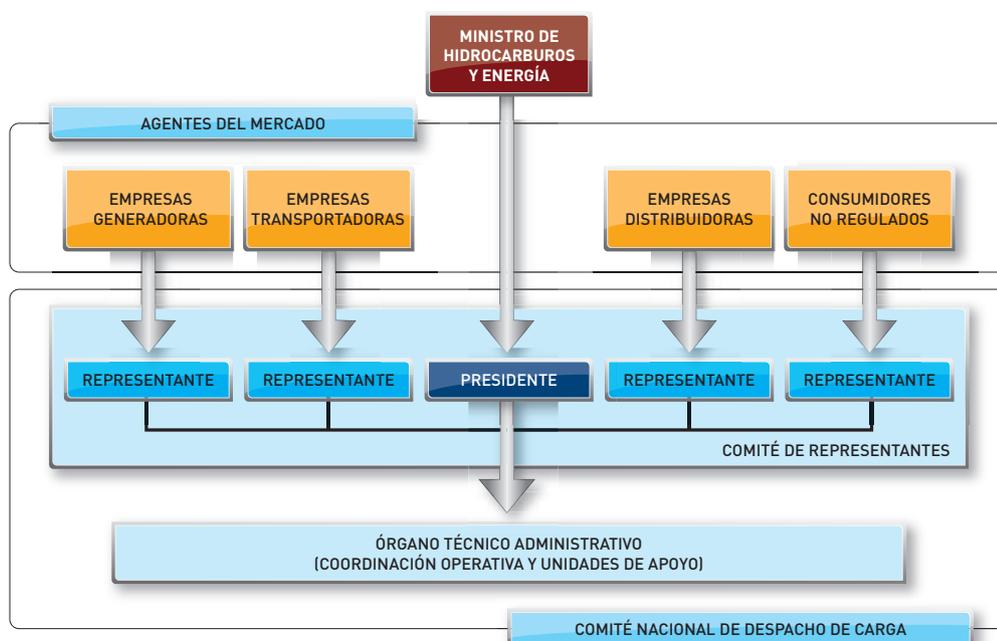
## Creación

El CNDC ha sido creado por el Artículo 18 de la Ley de Electricidad N° 1604 de fecha 21 de diciembre de 1994.

## Organización

El CNDC está conformado por el Comité de Representantes y el Órgano Técnico Administrativo que funciona bajo la responsabilidad ejecutiva del Presidente del CNDC.

Mediante Decreto Supremo N° 29624, se aprueba el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, modificado por la disposición Final Segunda del Decreto Supremo N° 071 y N° 29894 de 07 de febrero de 2009, que establece que el Presidente del CNDC, es la máxima autoridad ejecutiva del CNDC.



El Comité de Representantes celebra reuniones periódicas para tratar asuntos relacionados con el funcionamiento del MEM, adoptando decisiones que son obligatorias para los Agentes del MEM, conforme establece el Artículo 18 del ROME, aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093, de fecha 2 de marzo de 2001.

La conformación del Comité de Representantes, está compuesta por: El Presidente que es nominado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, un representante de las empresas generadoras, un representante de las empresas transmisoras, un representante de las empresas distribuidoras y un representante de los consumidores no regulados.

### COMITE DE REPRESENTANTES GESTIÓN 2011

#### Por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía

Presidente: Ing. Arturo Iporre Salguero

#### Por las Empresas Generadoras

Titular: Ing. Oscar Zamora Arce

Suplente: Ing. José Lanza Pradel

#### Por las Empresas Transmisión

Titular: Ing. Edwin Delgado

Suplente: Ing. Juvenal Manzaneda

#### Por las Empresas Distribuidoras

Titular: Ing. Álvaro Herbas Torrez

Suplente: Ing. Álvaro Herbas Camacho

#### Por los Consumidores No Regulados

Titular: Ing. Samuel E. Nin Zabala

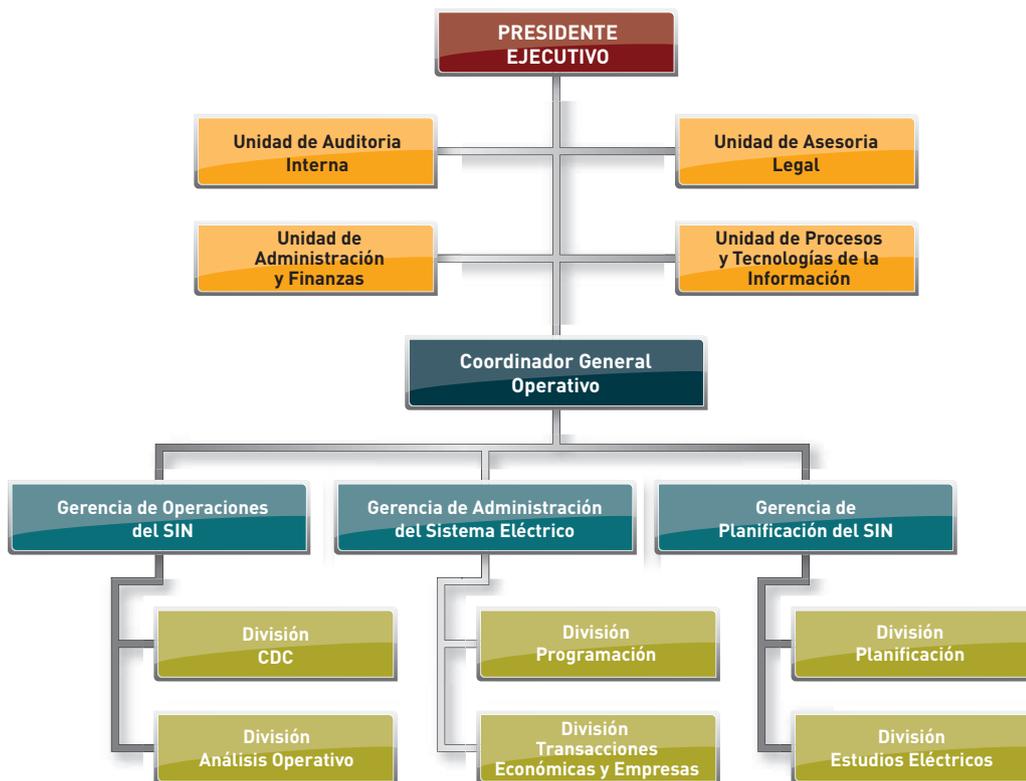
Suplente: Ing. Francisco Raúl Tapia Zabala



Comité de Representantes Gestión 2011

## Órgano Técnico Administrativo del CNDC

El Órgano Técnico Administrativo del CNDC, cuenta con un equipo de profesionales técnicos altamente capacitados, experimentados y especializados en análisis de sistemas eléctricos de potencia, programación operativa, optimización de sistemas hidrotérmicos, despacho de carga en tiempo real, planificación de sistemas eléctricos, administración de sistemas eléctricos, sistemas de medición y administración de transacciones económicas en mercados eléctricos; lo cual permite mantener un alto grado de desempeño durante las 24 horas del día y los 365 días del año.



## Funciones

Las funciones principales del Comité Nacional de Despacho de Carga y su Órgano Técnico Administrativo, se encuentran definidas en el Artículo 19 de la Ley de Electricidad N° 1604 de fecha 21 de diciembre de 1994 y en el Decreto Supremo N° 29624 de fecha 2 de julio de 2008 "Reglamento de Funciones y Organización del CNDC", que fue modificado por la disposición Final Segunda del Decreto Supremo N° 071 y N° 29894 de 07 de febrero de 2009; en dichas disposiciones, se establece que las funciones del Comité Nacional de Despacho de Carga son sumamente importantes para un adecuado funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional y de la Industria Eléctrica en general y que deben estar acordes con las prioridades estratégicas del Sector, en el Plan Nacional de Desarrollo.

Se debe destacar que el Comité Nacional de Despacho de Carga está encargado de:

- Coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga en tiempo real del SIN, atendiendo la demanda horaria de forma segura, confiable y a costo mínimo.
- Administrar el Sistema Eléctrico Nacional asegurando el funcionamiento, el suministro seguro y confiable, basados en principios de calidad, velando por el uso óptimo de los recursos energéticos disponibles para la generación de energía eléctrica y respondiendo a las exigencias de la normativa vigente. Promoviendo, el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica nacional, asegurando la confianza de los Agentes del MEM que realizan transacciones de compra – venta y transporte de energía eléctrica en el SIN, a través de la elaboración del balance valorado del movimiento de electricidad resultante de la operación integrada, garantizando los derechos y obligaciones que les faculta la Ley de Electricidad, sus reglamentos y demás disposiciones vigentes.
- Planificar la Expansión Óptima de SIN, bajo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, buscando el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica, aprovechando las fuentes energéticas de forma racional y promoviendo las condiciones de acceso universal al servicio de energía eléctrica, a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda futura, manteniendo los niveles de calidad requeridos por las condiciones de desempeño mínimo a menor costo.

### Recursos Operativos

El CNDC cuenta con una infraestructura de comunicaciones que cubre todos los nodos de interconexión del SIN: un Sistema de Control SCADA para la operación en tiempo real y un Sistema de Medición Comercial que le permite obtener información horaria sobre Inyecciones y Retiros aplicables a las Transacciones Económicas. Asimismo, cuenta con herramientas informáticas especializadas para realizar de manera óptima la programación a corto, mediano y largo plazo, la medición comercial de energía, la planificación y el análisis posterior al despacho de carga.



Fotografía: ©Marco Ruiz G.

Edificio del CNDC

## MISIÓN, VISIÓN Y VALORES



Sala de Control CDC



Oficina CNDC



Personal CNDC

### Misión

“El CNDC en el ámbito de su competencia, es la entidad responsable de la Coordinación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional, de la Administración del Sector Eléctrico Boliviano y de la Planificación de la Expansión Óptima del SIN, con criterios de calidad, transparencia, eficiencia, continuidad, adaptabilidad y neutralidad, buscando el desarrollo y sostenibilidad de la industria eléctrica y promoviendo las condiciones para el acceso universal al servicio de energía eléctrica”.

### Visión

“El CNDC será una entidad que logre: Mantener o mejorar la calidad de sus servicios, ser protagonista en la evolución del Sector Eléctrico Boliviano participando en ajustes en el marco normativo, consolidar su rol en la Planificación de la Expansión Óptima del SIN centralizando información del sector y otros vinculados, fomentando el uso de energías con recursos renovables, promoviendo las condiciones para universalizar el acceso al servicio de energía eléctrica en el país, promoviendo la integración energética y el comercio de energía eléctrica entre países, fortaleciendo talento, competencias y aplicación óptima de tecnología entre su personal”.

### Valores

El personal está comprometido con los valores institucionales de brindar un servicio con integridad, lealtad, imparcialidad, transparencia, confidencialidad, responsabilidad, trabajo en equipo, vocación de servicio, equidad y adaptación al cambio.

# CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2011

Durante la gestión 2011, se han presentado condiciones críticas que han afectado la operación del sector eléctrico, principalmente por:

- La estrecha diferencia entre la oferta de generación y la demanda, alcanzado ambas valores muy próximos entre sí.
- Limitaciones de potencia en unidades de generación por altas temperaturas, poca disponibilidad de agua y trabajos de adecuación para la incorporación del ciclo combinado.
- Márgenes de reserva rotante muy estrechos e inclusive cero. Cuando no había reserva rotante se administró carga con reducción de voltaje y ocasionalmente de forma manual.

## Contribuciones a Corto Plazo

En toda la extensión del SIN y en favor de los usuarios del servicio de energía eléctrica, se ha reducido en lo posible los efectos negativos de las condiciones críticas de operación con el apoyo decidido y la amplia participación de todas las empresas eléctricas que operan en el SIN, mediante acciones sobre el sistema, la oferta y la demanda.

### 1. Acciones Sobre el Sistema

- a) En el marco de los límites de la Ley de Electricidad, sus Reglamentos y Normas



Unidad CAR03 - Central Carrasco

Operativas, cuando ha sido necesario, se han reducido los impactos negativos de déficits de potencia permanentes mediante:

- La priorización de la continuidad de servicio y seguridad del sistema sobre el despacho económico
- La operación del sistema fuera de condiciones de desempeño mínimo por utilización de la reserva rotante
- El manejo de carga mediante reducción de voltaje
- Ocasionalmente y cuando resulto inevitable se realizó desconexión manual de carga en coordinación con las empresas distribuidoras y consumidores no regulados.

b) Se promovió y ejecutó el reforzamiento del conocimiento del personal de los Agentes que operan en tiempo real y que está directamente involucrado en los procesos de restitución mediante capacitaciones para la operación del SIN en condiciones de emergencia por colapso total y parcial. Entre el 20 de mayo y 17 de junio del 2011, se impartieron los siguientes cursos:

- NOP N° 6 Restitución del SIN
- Instructivo de Restitución N° 1 “Área Central”
- Instructivo de Restitución N° 2 “Área Oriental”
- Instructivo de Restitución N° 3 “Área Norte”
- Instructivo de Restitución N° 4A “Área Sucre”
- Instructivo de Restitución N° 4B “Área Sur”
- Instructivo de Restitución N° 5 “Área Oruro”

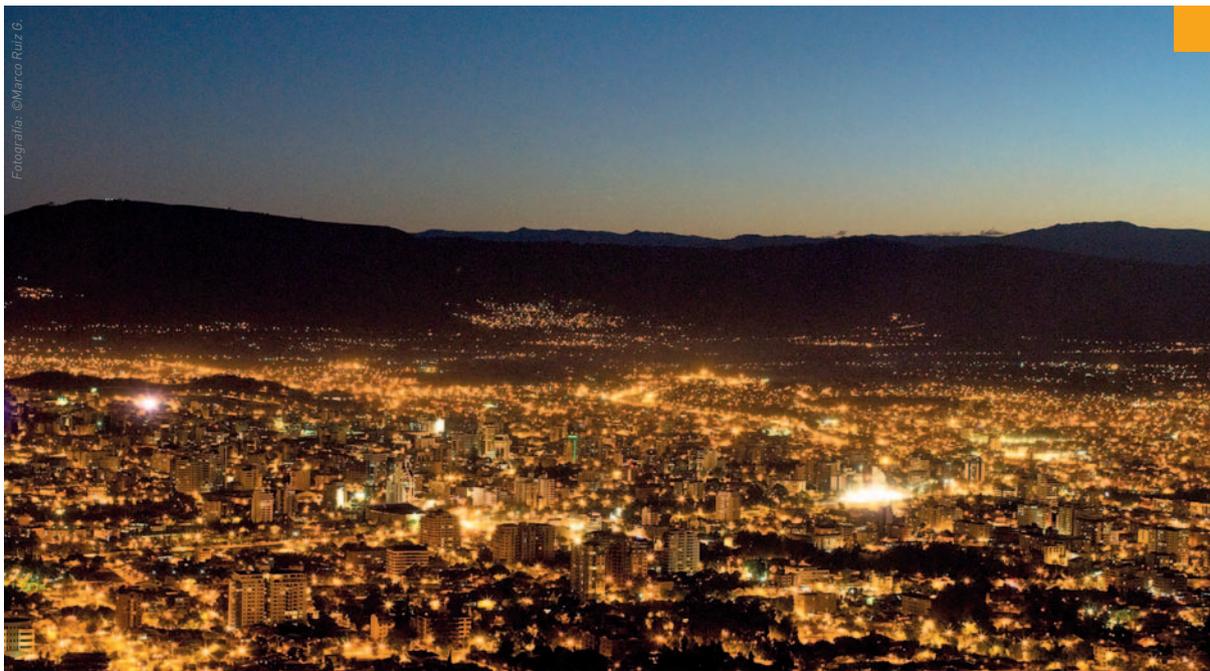


Edificio del CNDC

- c) Se ejecutó un proceso de fiscalización del Esquema de Alivio de Carga, con objeto de contar con el óptimo funcionamiento del sistema protecciones del SIN ante déficits intempestivos de generación
- d) En busca de la optimización de la supervisión, control y coordinación del SIN, se ejecutaron tareas para la habilitación y certificación de nuevos Ingenieros Supervisores y Operadores del CDC
- e) Se implementó un sistema de alerta temprana, que presenta la información de la operación en tiempo real en forma gráfica; mismo que es publicado en el sitio Web del CNDC ([www.cndc.bo](http://www.cndc.bo)) y permite alertar sobre las condiciones de operación previstas en función del comportamiento de la operación en tiempo real.

## 2. Acciones Sobre la Oferta

- a) El CNDC ha llevado a cabo reuniones con todas las empresas de generación para coordinar mantenimientos de unidades de generación para la programación de corto plazo (Programa de Mantenimiento Mensual); dichas reuniones, han sido realizadas los últimos días de cada mes, para obtener el Programa de Mantenimiento del mes siguiente, buscando de esta manera, minimizar el impacto de la indisponibilidad programada de unidades de generación en la seguridad y calidad del suministro.
- b) Mediante promulgación del Decreto Supremo N° 934 de fecha 20 de julio de 2011, se establecen medidas excepcionales de orden reglamentario y regulatorio que contribuyan a mantener una provisión adecuada de electricidad en el SIN y en los Sistemas Aislados. Dando cumplimiento a las disposiciones establecidas en dicho Decreto Supremo, el CNDC ha participado activamente habilitando provisionalmente a nuevos Agentes generadores dentro del MEM, siendo el caso específico de las unidades de generación en las centrales Moxos y Trinidad, pertenecientes a la Empresa Nacional de Electricidad y la unidad de generación CAR03 de la central Carrasco, perteneciente a la Empresa Eléctrica Valle Hermoso.



Fotografía: ©Marco Ruiz G.

Vista Panorámica de la ciudad de Cochabamba

- c) De la misma forma, considerando las disposiciones establecidas en el Decreto Supremo N° 934, se ha realizado la evaluación técnica de nuevas fuentes de generación, como es el caso de los ingenios azucareros UNAGRO y San Aurelio, evaluando en sitio las condiciones de disponibilidad y conexión de sus instalaciones al SIN.

### 3. Acciones Sobre la Demanda

- a) Se impulsó y participó activamente en la campaña de eficiencia energética, participando en talleres para la elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética, así como en informes y documentos de análisis, a través de los cuales se pudo establecer los efectos sobre el comportamiento de la demanda de electricidad.



- b) Con el propósito de controlar el crecimiento de la demanda, el CNDC realizó visitas a los Agentes Distribuidores para discutir aspectos relacionados a la reducción de demanda mediante acuerdos con sus consumidores, principalmente industriales y coordinar aspectos operativos para una correcta aplicación de la administración de carga, considerando casos de necesidad donde la oferta de generación es insuficiente para atender la demanda requerida, especialmente durante el periodo de máxima demanda (de Hrs. 18:00 a 22:00); asimismo, se logró recabar información correspondiente a la generación de autoprodutores potenciales que podría ser considerada en el SIN.
- c) Elaboración de un programa tentativo de contingencia para la disminución de la demanda en coordinación con empresas distribuidoras



Central Moxos - ENDE GENERACIÓN

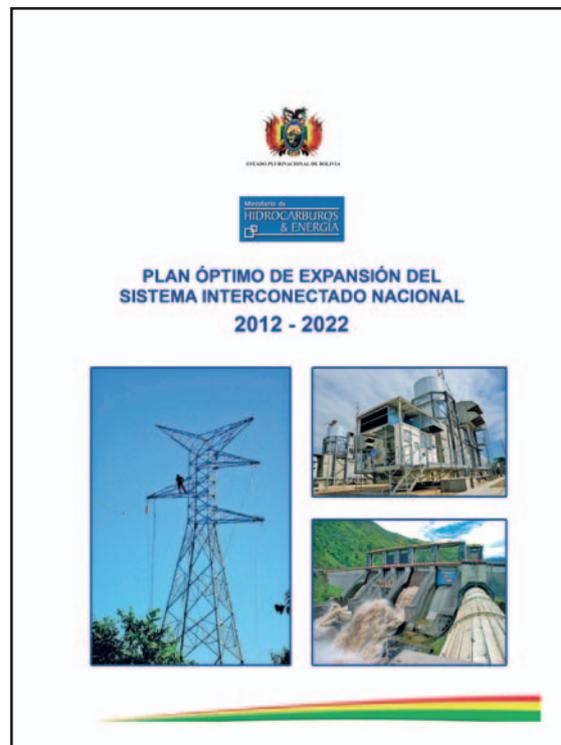
## Contribuciones a Mediano y Largo Plazo

### Plan Óptimo de Expansión del SIN (POES)

Documento anual que identifica el cronograma de ingreso de proyectos de generación y transmisión que permite abastecer la demanda prevista de forma segura, confiable y a costo mínimo para un periodo de 10 años

El Plan Óptimo de Expansión del SIN (POES) para el período 2012 - 2022 se ha elaborado, siguiendo las directrices del Plan Nacional de Desarrollo (PND) y las políticas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, a través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, tal como lo dispone la Resolución Ministerial 074 del 29/04/2009 "Directrices para la Elaboración del Plan Sectorial de Electricidad (2010-2050)".

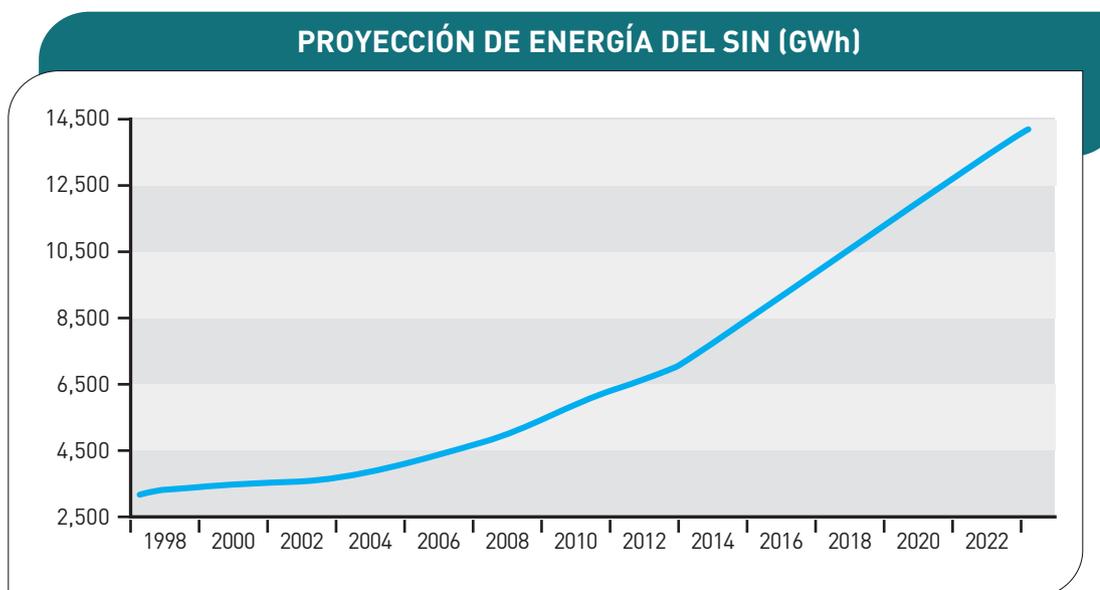
El POES, forma parte de la planificación del sector energético y se constituye en un instrumento para garantizar la seguridad y universalización del servicio de electricidad para el abastecimiento del mercado interno y la diversificación de la matriz energética, mediante el logro de objetivos como el aprovechamiento racional y eficiente de los recursos naturales energéticos, desarrollo de infraestructura y desarrollo del potencial hidroeléctrico del país. Asimismo, considera y armoniza los principios de acceso y provisión del servicio de electricidad, consagrados en la Constitución Política del Estado, así como 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.



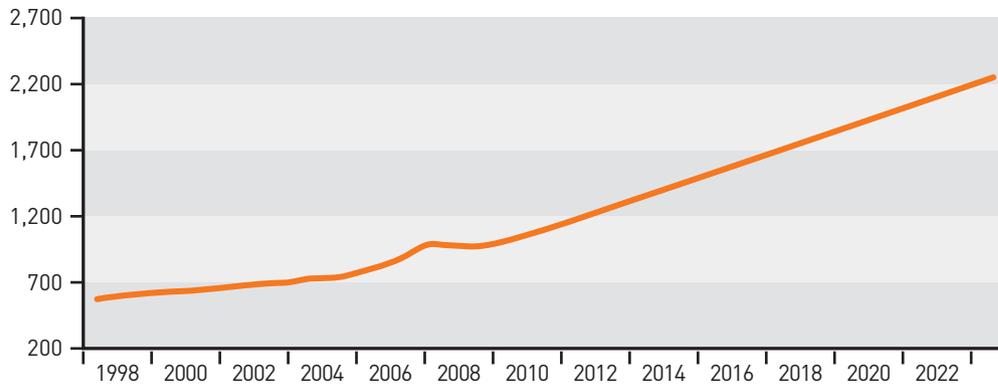
El POES ha sido desarrollado con la participación de las instituciones que conforman la Comisión de Desarrollo Energético (CDE) creada con Resolución Ministerial N° 394-10 de 21 de octubre de 2010. Las Instituciones que conforman la CDE son:

- Viceministerio de Desarrollo Energético
- Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
- Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
- 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

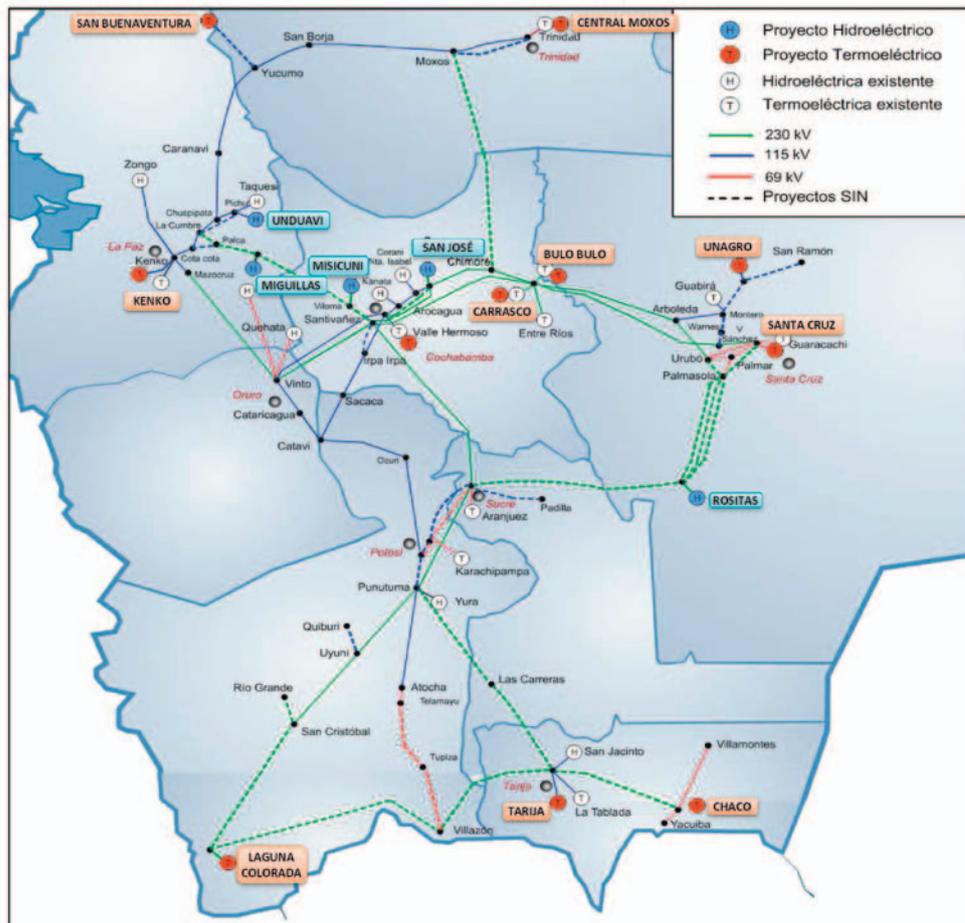
Las demandas de energía y potencia previstas en el plan para el periodo 2012-2022, se presenta en los siguientes gráficos:



## PROYECCIÓN DE POTENCIA DEL SIN (MW)



Los Planes de Obras de Generación y Transmisión del POES para el período 2012 -2022, en forma esquemática, se presentan a continuación:

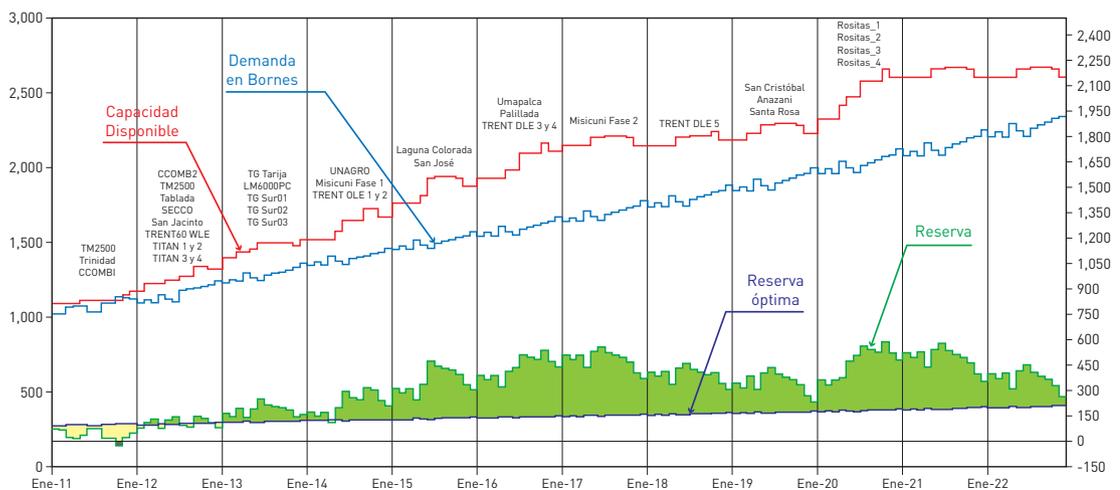




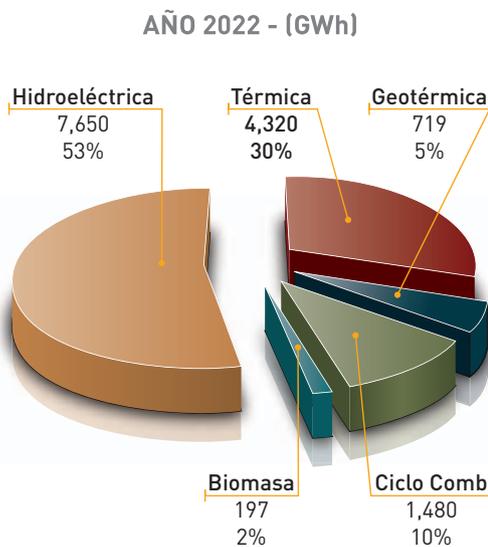
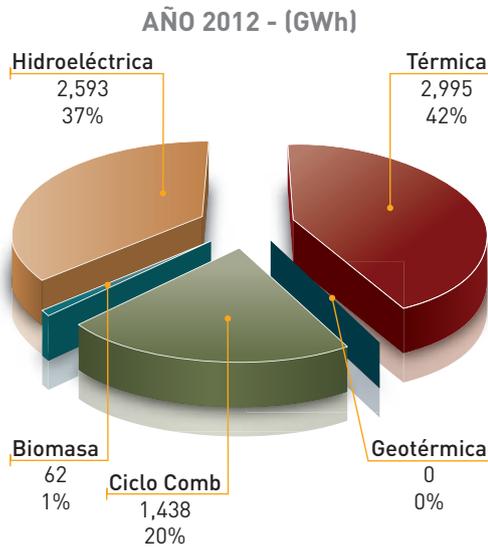
Las conclusiones más importantes del POES son:

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

### EVOLUCIÓN BALANCE DE POTENCIA (MW) SISTEMA INTERCONECTADO



- El POES cambiará la matriz energética del sector eléctrico en forma significativa, posibilitando un desarrollo sostenible:



- La planificación centralizada de la expansión de la generación y transmisión, permite optimizar las inversiones necesarias para el abastecimiento de la demanda, lo que se refleja en el menor impacto tarifario posible para el usuario final.
- Los resultados del plan orientan a un cambio gradual de la matriz energética con otras fuentes de generación de energía eléctrica permitiendo al Estado lograr ahorros importantes en el consumo de gas natural utilizado en el sector eléctrico.
- Permite optimizar los refuerzos y ampliaciones en las redes de transmisión necesarias para el sistema, a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda, manteniendo los niveles de calidad requeridos por las condiciones de desempeño mínimo del SIN.

## Identificación de Problemas Potenciales de Abastecimiento en el SIN

En el marco de la planificación de la expansión del SIN, se han realizado los estudios eléctricos para identificar problemas potenciales de abastecimiento, para lo cual se ha compatibilizado con las empresas distribuidoras la ubicación de nuevos nodos de retiro como: Cumbre 115 kV en La Paz, Uyuni 115 kV y Karachipampa 115 kV en Potosí, Sucre 115 kV en Sucre y Viloma 115 kV en Cochabamba.

A objeto de garantizar el abastecimiento eléctrico y la seguridad de áreas, se ha participado en la Comisión del Gasoducto al Altiplano (GAA) para el establecimiento de los cupos de consumo de gas natural para las termoeléctricas, en Cochabamba y La Paz, así como en la Sub Comisión Análisis de la Demanda de Mercado Interno de gas natural y su proyección para el corto y mediano plazo.

## Otras Contribuciones y Participaciones

Por otra parte, se ha participado en talleres de análisis del Anteproyecto de la nueva Ley de Electricidad, junto a los distintos órganos gubernamentales y representantes del sector eléctrico, coadyuvando a que las políticas públicas que se apliquen, aseguren la continuidad y la eficiencia en el abastecimiento energético a futuro.



Ciclo Combinado - EGSA

## LOGROS OPERATIVOS

En cumplimiento de la Ley de Electricidad, el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), los Decretos Supremos N° 29549 y N° 29624 y el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, se han cumplido las siguientes funciones específicas del Comité Nacional de Despacho de Carga:

### Programación de la Operación

En la gestión 2011 se han realizado estudios semestrales de Programación de la Operación, considerando un horizonte de 4 años, sobre la base de la información de oferta y demanda de los Agentes del MEM. En esta gestión, la demanda de energía ha sido ligeramente superior (1.05%) a la prevista; por otro lado, dentro de los márgenes razonables de variación, se ha registrado una potencia ligeramente mayor a la prevista.

En general, los resultados permiten concluir que en el año 2011, el sistema operó en algunos períodos con niveles de reserva menores a los requeridos, debido principalmente a que no se concretó el ingreso del proyecto Ciclo Combinado, que fue postergado en primera instancia para el 1° de septiembre de 2011, posteriormente para el 15 de noviembre de 2011 y finalmente, según declaración de EGSA, éste proyecto sería concluido en la gestión 2012.

En este sentido, es importante mencionar que por algunos días del mes de mayo y de los meses agosto a noviembre no se contó con potencia de reserva en el SIN debido a que, además de los mantenimientos programados del mes, se presentaron indisponibilidades forzadas significativas en el parque generador y hubo unidades que operaron con potencia limitada, asimismo se produjo la indisponibilidad de líneas de transmisión importantes, por lo que



Subestación Chimoré - ELFEC

se tuvo que recurrir a la administración manual de carga y a la regulación de voltaje; esto influyó en la desviación de la demanda prevista respecto a la real, sobretodo en la potencia coincidental.

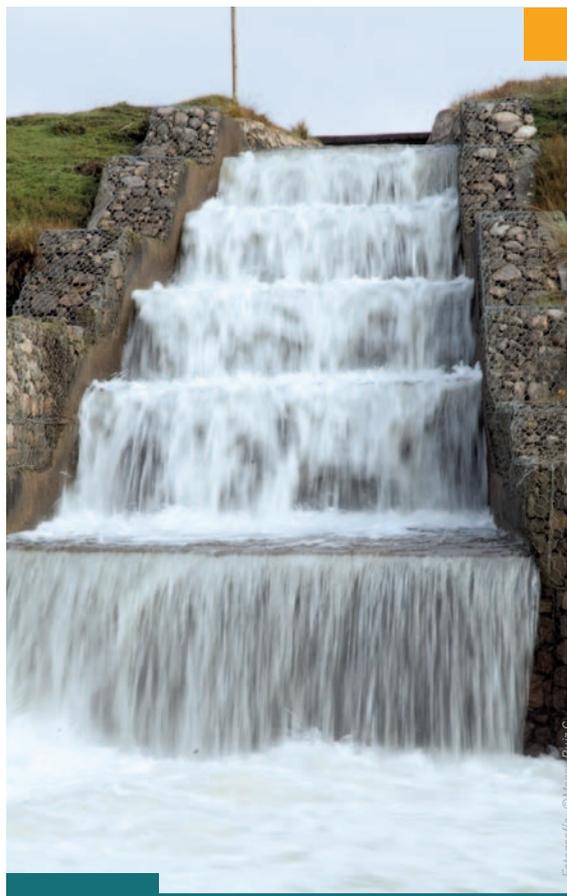
Por otra parte, de acuerdo a la normativa vigente, mensualmente se ha realizado el análisis para la actualización de los programas de operación; gracias a esto, la desviación entre el despacho de carga realizado frente al programado en el año 2011 fue del orden del 2.9%.

### Despacho de Carga en Tiempo Real

La coordinación de la operación y el despacho de carga en tiempo real durante la gestión 2011, ha sido realizada en general de forma adecuada, lográndose mantener un suministro de energía seguro y confiable para todos los consumidores, a lo largo de casi todo el año, con algunos problemas a partir del mes de mayo, cuando se han confrontado algunas deficiencias en el suministro de energía en los bloques medio y alto, originados principalmente por la prolongada indisponibilidad de unidades generadoras como ser:

- La indisponibilidad programada de la unidad térmica CAR01 y GCH10.
- La indisponibilidad forzada de la unidad ERI03 por altas vibraciones en el cojinete N° 2.
- La indisponibilidad forzada de la unidad VHE01 por problemas en el motor de arranque.
- La indisponibilidad programada y forzada de la unidad CAH01 por cambio de eje y posteriormente por extensión de mantenimiento por fabricación de chapas de núcleo.
- La indisponibilidad programada de la unidad CHJ por mantenimiento del túnel de Chojlla.
- La indisponibilidad forzada de la unidad GCH01 por mantenimiento de cojinete de generador.

Otros aspectos que tuvieron una influencia significativa en la oferta de generación, fueron la baja hidrología registrada en los sistemas Zongo y Taquesi y el registro de temperaturas muy altas en el área Oriental (Santa Cruz, Entre Ríos, Carrasco y Bulo Bulu) lo que provocó una demanda mayor a la estimada y la consecuente reducción en la oferta de generación.



Corani - Cochabamba

Debido a las razones expuestas, para poder brindar un servicio continuo, en sucesivas oportunidades fue necesario operar el parque generador a su máxima potencia, sin reserva rotante, controlar la demanda mediante la reducción de voltaje de operación y en última instancia, en pocas ocasiones reducir la demanda mediante el retiro manual de carga.

La operación, en las condiciones mencionadas, exigió la realización de análisis detallados a través de la Programación Estacional, Semanal y Diaria, del uso más intensivo de los embalses en los sistemas Zongo, Miguillas y Corani, de modo de suplir las deficiencias temporales en el parque térmico. Fue necesaria también, una estrecha coordinación con los Agentes, para la programación y realización de los mantenimientos.

Asimismo, se puede destacar:

- Suministro de la demanda con limitaciones mínimas.
- Capacitación teórica y sintonización de las funciones EMS del sistema SCADA.
- Ampliación de la central telefónica para mejorar el sistema de comunicación de voz entre el CDC y los centros de control de los Agentes.

### **Análisis Operativo y Confiabilidad**

Uno de los objetivos del CNDC es procurar la mejora continua en la confiabilidad de suministro en el SIN y cumplir con las Condiciones de Desempeño Mínimo. En este sentido, durante la gestión 2011 se destacan las acciones siguientes:

- Desarrollo de la actualización y mejoras del Sistema de Registro, Envío y Control de Informes de Falla y Desconexión del SIN.



Curso de Capacitación CNDC

- Capacitación del personal del CDC y de los CCA de los Agentes en el uso de la Norma Operativa N° 6 - Restitución del Sistema Interconectado Nacional.
- Fiscalización del EDAC de los distribuidores y consumidores no regulados del SIN.
- Capacitación en el uso del programa Power Factory de DigSilent al personal de la División de Análisis Operativo.
- Adquisición de Normas Técnicas para la capacitación del personal que participa en la puesta en servicio de nuevas instalaciones.



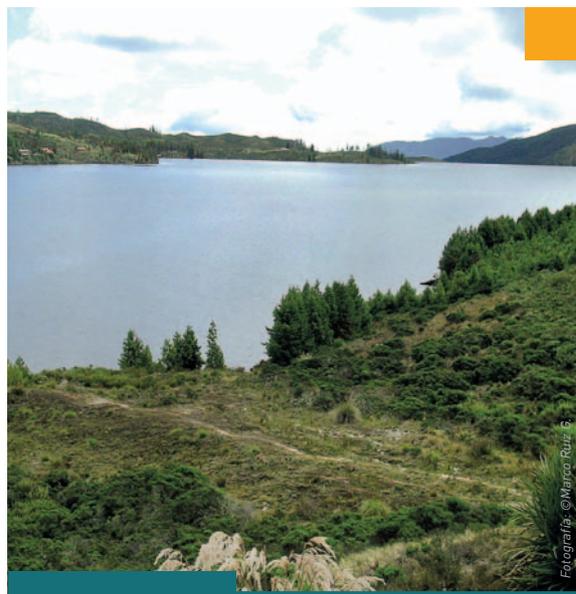
Curso de Capacitación CNDC

- Construcción de la base de datos de protecciones actualizadas en el programa CAPE en coordinación con los agentes ENDE, ISA y TDE.
- Actualización de software y hardware de registrador de voltaje y frecuencia en el Centro de Despacho de carga del CNDC.
- Visita del personal del CDC al Centro de Control del Operador Nacional del Sistema Brasileño (ONS).

## Transacciones Económicas y Funcionamiento del MEM

El procesamiento de la gestión económica de la operación ha sido realizada adecuadamente, cumpliendo los plazos de entrega respectivos. Estos resultados se expresan en los Documentos de Transacciones Económicas Mensuales y el Documento de Reliquidación por Potencia de Punta.

En lo que respecta a la normativa específica del funcionamiento y administración del MEM, las Normas Operativas, se han actualizado en virtud a las condiciones requeridas por el sistema y la adecuación a las disposiciones legales vigentes.



Embalse Corani - Cochabamba

Las siguientes normas fueron modificadas y enviadas a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), para su aprobación:

- Norma Operativa N° 7 “Indisponibilidad de Unidades Generadoras”, aprobada en fecha 14 de febrero de 2011 mediante Resolución AE N° 061/2011.
- Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional, aprobadas en fecha 11 de marzo de 2011 mediante Resolución AE N° 110/2011.
- Norma Operativa N° 20 “Habilitación de Agentes para Operar en el Mercado Eléctrico Mayorista”, enviada en fecha 16 de diciembre de 2011.

### Sistema de Medición Comercial – SMEC

Este sistema constituye una parte fundamental dentro del proceso de elaboración de las transacciones económicas del MEM, puesto que permite obtener los registros de medición de energía, potencia, y otros parámetros eléctricos en intervalos de 15 minutos, de los equipos de medición instalados por los Agentes del MEM en los distintos nodos de Inyección y Retiro del STI, a fin de realizar la valorización económica de las transacciones que se efectúan entre Agentes del MEM.

La gestión automática de la medición, considerada satisfactoria desde el año 2004, ha permitido realizar las siguientes actividades durante el año 2011:

- Pruebas de comunicación remota.
- Validación de la información de los registros de medición de los Agentes del MEM.
- Supervisión del Sistema de Medición Comercial.
- Instalación de medidores de respaldo y pruebas de comunicación con los mismos.
- Instalación, verificación y recepción de nuevos puntos de medición.
- Actualización de mediciones en la base de datos del CNDC, para su uso en las transacciones económicas.
- Verificación y pruebas a medidores, realizadas por los Agentes.



Medidores - SMEC

## Informe de la Demanda de Energía Eléctrica de Largo Plazo del SIN

Aprobado mediante Resolución CNDC 286/2011-2, de fecha 27 de julio de 2011. El pronóstico de la demanda de energía eléctrica, se constituye en uno de los principales insumos para la planificación de la expansión del SIN en el largo plazo, este informe sintetiza los análisis y resultados obtenidos de la proyección de la demanda eléctrica del SIN para el periodo 2011 - 2022.

La metodología aplicada en el informe incluye métodos econométricos (cointegración y modelos de regresión lineal por mínimos cuadrados ordinarios), métodos basados en interpolación de la tasa de crecimiento y métodos basados en la evolución de consumo específico por categorías, de acuerdo al comportamiento histórico de las Empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados. Adicionalmente, en la proyección se considera la información de nuevos emprendimientos productivos y mineros de empresas estatales y privadas; asimismo, se incluyen proyecciones de nuevas demandas a ser incorporadas al SIN como es el caso de Tarija, Misiones en Santa Cruz, Padilla en Chuquisaca, las fábricas de cemento en Potosí y Oruro y el Proyecto de Litio en Potosí. Adicionalmente se prevé la ampliación del SIN hacia Villazón y Laguna Colorada que posibilitaría la exportación de energía eléctrica a la Argentina y Chile.

La proyección de demanda obtenida utilizando métodos econométricos se resume en el siguiente cuadro:

	ENERGIA (GWh)	POTENCIA (MW)	F. CARGA
2000	3,377	645	0.60
2005	3,994	759	0.60
2011	6,302	1,067	0.60
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

## Informes Técnicos y de Evaluación de Proyectos

Dentro las actividades incluidas en el POA 2011 y el Plan Estratégico Institucional (PEI), se identificaron problemas potenciales de abastecimiento en el SIN, que fueron presentados al Comité de Representantes en los siguientes informes de evaluación de proyectos:

Informe CNDC 20/11 que corresponde a la evaluación económica del proyecto "Subestación Cataricagua 115 kV", consiste en la construcción de una subestación que divide la línea Catavi - Vinto en 115 kV, que se constituye en un nuevo punto de retiro en 115 kV para conectar por medio de una línea la nueva subestación Lucianita que alimenta la carga del complejo minero Huanuni. Este proyecto garantiza el suministro al Complejo Minero Huanuni e incrementa la confiabilidad de suministro en el área de Oruro al transferir carga de 69 kV a 115 kV.

Informe CNDC 21/11 "Determinación de la reserva rotante para el periodo Nov/2011 - Oct/2012" elaborado de acuerdo a la metodología establecida en las Condiciones de Desempeño Mínimo vigentes. Consiste en determinar el nivel óptimo de reserva rotante que se debe asignar a las unidades generadoras, para minimizar el costo de operación y el costo de la energía no suministrada por fallas simples de unidades generadoras.

Informe CNDC 23/11 que corresponde a la evaluación económica del proyecto "Subestación Sacaba 115 kV", consiste en la construcción de una nueva subestación que divide la línea Santa Isabel - Arocagua en 115 kV, esta subestación se constituye en un nuevo punto de retiro en 115 kV que alimentará la subestación Paracaya de ELFEC. Este proyecto permite satisfacer el crecimiento de la demanda de las provincias del Valle Alto y Cono Sur del departamento de Cochabamba y reducir pérdidas en la red de distribución.

### Supervisión de la Incorporación al SIN de Nuevas Instalaciones

El CNDC ha realizado el análisis técnico y económico de las nuevas instalaciones que los Agentes del MEM conectaron al sistema en el año 2011; esta tarea consistió en verificar el cumplimiento de las condiciones técnicas y comerciales establecidas en las Normas Operativas N° 8, N° 11, N° 30, entre otras.

Se supervisó la incorporación de las nuevas instalaciones que los Agentes del MEM conectaron al sistema; siendo éstas las siguientes:

- Subestación Yucumo, reemplazo del transformador de potencia TRYUC11501, 115/34.5kV, 10/12.5MVA – ENDE (24/01/2011).



Subestación Yucumo



Banco de Capacitores Subestación Trinidad

- Subestación Huanuni, ingreso del transformador de potencia TRHUN06902 (No. 2), 66/3.45 kV, 7.5/10 MVA – ELFEO (Se energizó en vacío el 17/12/2010 y tomó carga el 09/05/2011).
- Ingreso de la unidad hidráulica CHT01 de la Central Chiñata 0.55 MVA, 2.2 kV y el transformador de potencia TRCHT02401, 25/2.5 kV, 1.25 MVA – SDB (03/08/2011).
- Subestación San Ignacio de Moxos, ingreso del transformador de potencia TRMOX11501, 115/34.5 kV, 3 MVA – ENDE (Se energizó en vacío el 13/08/2010 y tomó carga el 17/07/2011).
- Central Trinidad, al amparo del Decreto Supremo N° 934 y la Resolución AE N°377/2011, ingresaron las unidades: TRD02, 0.25 MW, 6.6 kV; TRD05, 0.35 MW, 0.4 kV; TRD07, 0.60 MW, 6.6 kV; TRD10, 0.15 MW, 0.4 kV; TRD11, 0.20 MW, 0.4 kV; TRD12, 0.25 MW, 0.4 kV; TRD19, 0.35 MW, 0.4 kV y TRD20, 0.35 MW, 0.4 kV - ENDE GENERACION (operación comercial desde el 27/09/2011).
- Central Moxos, al amparo del Decreto Supremo N° 934 y la Resolución AE N°378/2011, ingresaron las unidades: MOA02, 1.1 MW, 0.4 kV; MOA05, 1.1 MW, 6.6 kV; MOA06, 1.1 MW, 6.6 kV; MOA07, 0.80 MW, 6.6 kV; MOA08, 1.0 MW, 6.6 kV; MOA10, 0.60 MW, 0.4 kV; MOA11, 0.50 MW, 0.4 kV; MOA12, 1.3 MW, 0.4 kV; MOA14, 1.3 MW, 0.4 kV; MOA15, 1.3 MW, 0.4 kV; MOA16, 1.3 MW, 0.4 kV y MOA17, 1.3 MW, 0.4 kV - ENDE GENERACION (operación comercial desde el 27/09/2011).
- Central Carrasco, al amparo del Decreto Supremo N° 934 ingresó la unidad termoeléctrica CAR03, 29.11 MVA, 11.5 kV y el transformador de potencia TRCAR23003, 230/11.5 kV, 34 MVA – EVH (operación comercial desde el 09/11/2011).
- Central Moxos, ingreso de las unidades MOS01, MOS02, MOS03, MOS04, MOS05, MOS06, MOS07, MOS08, MOS09, MOS10, MOS11, MOS12, MOS13 y MOS14, cada una de 2.0 MVA, 0.4 kV y cada unidad con un transformador de potencia de 24.9/0.38 kV, 2.0 MVA - ENDE GENERACION (operación comercial desde el 22/12/2011).
- Subestación Bombo, ingreso del transformador de potencia TRBOM06901, 69/24.9 kV, 2 MVA – ELFEO (Se energizó en vacío el 19/12/2011 y tomó carga el 23/12/2011).
- Líneas Carrasco – Chimoré y Chimoré – San José en 230 kV, en reemplazo de la línea Carrasco – San José que fue dividida en dos partes, para mejorar la confiabilidad de la subestación Chimoré (18/12/2011).

La información correspondiente a las instalaciones mencionadas anteriormente, fue actualizada en la base de datos y diagramas de instalaciones del SIN; del mismo modo, se desarrolló una base de datos para nuevos proyectos.

## Mejora en la Normativa del Sector

La Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico, ha promovido la mejora de normas del sector eléctrico efectuando adecuaciones de las mismas. Es así que en fecha 11/03/2011 la AE emite la Resolución AE N° 110/2011 donde aprueba las nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional.

En fecha 14/02/2011 la AE emite la Resolución AE N° 061/2011 donde se aprueba la actualización de la norma operativa N° 7 "Indisponibilidad de Unidades Generadoras".

Quedando aún pendientes de aprobación por la AE la Norma Operativa No. 13 "Tratamiento de Excedentes de Energía de Autoproductores" y la Norma Operativa No. 20 "Habilitación de Agentes para Operar en el Mercado Eléctrico Mayorista".

## Resoluciones del CNDC

Durante el año 2011, el CNDC ha emitido 58 resoluciones de cumplimiento obligatorio para todos los Agentes, ejerciendo de esta forma su función de Administrador del MEM.

## Investigación – Estudios Especializados

- Actualización de Modelos de proyección de la demanda de electricidad.
- Actualización de Metodología para obtener la expansión óptima del sector eléctrico.
- Estudio por escenarios de demanda de distribuidores.

## Logros UAF

Con la finalidad de consolidar la infraestructura del CNDC, en la gestión 2011 se ha priorizado la obtención de bienes y servicios, principalmente de equipos para procesamiento de información y comunicaciones de última tecnología.

Asímismo actualización del Manual de Funciones y el Organigrama acorde a la nueva estructura de la organización.

A objeto de determinar de manera cuantitativa y cualitativa del grado de eficiencia con que los trabajadores han cumplido con sus objetivos y el nivel de responsabilidad, se ha procedido a la adecuación e implementación del Sistema de Evaluación de Desempeño.

## Tecnologías de la Información

El CNDC cuenta con una infraestructura de software comercial especializado, programas, sistemas y equipos para procesamiento y comunicaciones para la realización de sus funciones. La herramienta de comunicación oficial que permite transparentar oportunamente los resultados de sus operaciones es la página WEB en sus dos áreas: para informar al público

en general y para la comunicación de información operativa con los Agentes y Autoridades del Sector.

A nivel de infraestructura de redes y comunicaciones, el 2011 se desarrolló e implementó el proyecto de una Red Privada Virtual o VPN (Virtual Private Network) con las empresas eléctricas que participan en el SIN y las autoridades del sector. Sobre esta base se hizo la actualización del Sistema de registro, envío y control de Informes de falla y desconexión de componentes del SIN – SISFALLA V2. Esta herramienta informática permite al CNDC cumplir con su rol definido en el Reglamento de Calidad de Transmisión con resultados confiables y oportunos según los plazos establecidos por ley. La nueva arquitectura permite contar con una base de datos central en el CNDC con réplicas controladas en las instalaciones de los usuarios remotos (empresas eléctricas).

En el último trimestre del 2011 se ha implementado un sistema de alertas tempranas mediante la publicación del despacho de carga programado y el comportamiento real del SIN actualizado por horas clasificando la operación en la página WEB como Normal, Alerta y Emergencia.

El 2011 también el CNDC ha iniciado un salto en cuanto al uso de tecnología y arquitectura de sus sistemas de información pasando a un diseño integrado, modular, paramétrico, con programación orientada a objetos, interfaces gráficas y estándares para la Metodología de Programación capacitando a su personal de la Unidad de Procesos y Tecnologías de la Información. En esta primera etapa se ha desarrollado el SISFALLA V2 y módulos base para un incremento modular en las funciones del sistema.



Subestación Chuspipata

Esta nueva arquitectura de sistemas proyecta la implementación de intercambio de información electrónica en sistemas intercomunicados con medidas de seguridad, oportunidad y claridad en lo que respecta a la operación coordinada de los participantes del Sector Eléctrico.

En la administración de la plataforma tecnológica se han desarrollado Políticas, Normas y Procedimientos para la Gestión de las Tecnologías de la Información y la Seguridad de la Información, buscando una administración segura y confiable de los recursos tecnológicos acorde a modelos y estándares que llevan las empresas comprometidas con la calidad y seguridad en sus servicios.

### Sistema de Gestión de la Calidad - SGC

El CNDC ha renovado su certificación ISO 9001:2008, misma que ha sido otorgada por la empresa UNIT del Uruguay (AENOR); dicha empresa, siguiendo sus procesos de recertificación, en el mes de marzo de 2011, ha emitido un informe libre de observaciones por medio del cual se logra demostrar que el CNDC cumple constantemente con su compromiso de brindar un servicio de calidad.

Continuando con la mejora de los procedimientos, el 2011 se ha puesto especial énfasis en temas de integración operativa a través de los procedimientos del SGC, estableciendo entradas, salidas y participación de los cargos específicos en los procedimientos de calidad relacionados a atender la interacción operativa de las funciones establecidas para el CNDC.

Así mismo se ha desarrollado una herramienta informática para el seguimiento interno al SGC buscando optimizar recursos y tiempos.

Se ha dado inicio a la formalización de procedimientos externos al Sistema de Gestión de la Calidad bajo estándares para los procedimientos de las unidades de apoyo.



## Capacitación Técnica Recibida

El CNDC, al ser una empresa eminentemente técnica, cuyo principal recurso es el factor humano, en la gestión 2011 se ha enfocado en el potenciamiento del talento humano, a través de la aplicación de un plan de capacitación, que ha permitido mejorar las contribuciones productivas del personal a la organización.

### TÉCNICA OPERATIVA

TEMA / CURSO	LUGAR	INSTITUCIÓN
Mantenimiento a Subestaciones Eléctricas	Guadalajara, México	Consultora OI, Oropeza Ingenieros S.A.
Taller Latinoamericano "Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia"	Bayahibe, República Dominicana	Cecacier
Taller Nacional de Prospectiva energética a partir del modelo LEAP	La Paz, Bolivia	Ministerio de Hidrocarburos y Energía
Actualización Normas Operativas	Cbba, Bolivia	CNDC
Importancia de la Trazabilidad en las Mediciones de Energía	La Paz, Bolivia	Colegio de Ingenieros Electricistas y Electrónicos de La Paz
Economía y Política Energética	La Paz, Bolivia	Ministerio de Hidrocarburos y Energía
Taller Apoyo al Mejoramiento del Sistema Energético en algunos Países Latinoamericanos-Sistemas de Ahorro Energético	La Paz, Bolivia	Ministerio de Hidrocarburos y Energía
Protecciones Eléctricas: Aplicaciones en Generación, Transmisión y Distribución	Cbba, Bolivia	CIEEC
Seminario Internacional del Sector Eléctrico	Foz de Iguacú, Brasil	GESEL BRASIL
II Seminario Internacional de Plantas Termoeléctricas 2011	Guayaquil, Ecuador	Ecuacier
VI curso internacional sobre regulación y tarifas aplicado a las industrias energéticas	Bariloche, Argentina	Instituto de Economía Energética
Estabilidad y Control en Sistemas de Potencia	Cbba, Bolivia	Experto en Mercados
Análisis Transitorios Electromagnéticos EMT - Power Factory	Lima, Perú	ENSY
Análisis Transitorios Electromagnéticos EMT y Contingencias y Flujo Óptimo de Potencia	Lima, Perú	ENSY
Metering 2011	Sao Paulo, Brasil	Spintelligent Clarion Events
Operación Económica y Coordinación de Recursos Energéticos	La Paz, Bolivia	Power & Energy Society
.net c-sharp	Cbba, Bolivia	Consultoría
Crystal reports	Cbba, Bolivia	CRYSTAL SOLUTIONS
Oracle: DBA	Cbba, Bolivia	Consultoría - Ces-Bolivia
Oracle: PL-SQL	Cbba, Bolivia	I-Team

## GENERAL

TEMA / CURSO	LUGAR	INSTITUCIÓN
Normas de Información Financiera-NIF	Cbba, Bolivia	Colegio de Auditores o Contadores Públicos de Bolivia
Normas de Auditoría-NA	Cbba, Bolivia	Colegio de Auditores o Contadores Públicos de Bolivia
Informática Forense	Cbba, Bolivia	Universidad Franz Tamayo
Excel Básico	Cbba, Bolivia	Tekne S.R.L.
3er. Congreso Internacional de Tributación y I Jornada de Fiscalidad Internacional	Sta Cruz, Bolivia	UPSA-IFA
Respaldo de Transacciones Documentos de Pago Bancario	Cbba, Bolivia	OFADGET
Emisión de una opinión global sobre el sistema de control interno por parte de auditoría interna	Virtual	Instituto de Auditores Internos de España
Tratamiento Contable, Tributario y Técnico de transacciones iguales o mayores a Bs. 50.000	Cbba, Bolivia	Saitels
Gestión por competencias y evaluación 360° bajo la filosofía BSC	La Paz, Bolivia	Internacional & Eventos
Tratamiento y Aplicación Contable, Técnico y Laboral de la Nueva Ley de Pensiones y Reglamento	Cbba, Bolivia	Saitels
Excel Intermedio y Avanzado	Cbba, Bolivia	UPB
Normas de Información Financiera-NIF	Cbba, Bolivia	Colegio de Auditores o Contadores Públicos de Bolivia
Taller de Actualización Tributaria, Contable y Financiera	Cbba, Bolivia	Saitels
Normas Internacionales de Información Financiera para PYMES	Cbba, Bolivia	Colegio de Auditores o Contadores Públicos de Bolivia



Personal - CNDC

## Capacitación Técnica Impartida

El CNDC como uno de los principales actores y referente en el medio, ha contribuido de forma efectiva en la mejora del desempeño del Sector Eléctrico impartiendo capacitaciones, difusión de información y actualizaciones a Agentes del Mercado y Autoridades vinculadas al sector.

### TÉCNICA OPERATIVA

TEMA / CURSO	LUGAR	DIRIGIDO A:
Manejo de Modelos SDDP, NCP, Optgen y Power Factory	Cbba, Bolivia	Agentes del Mercado y Personal del CNDC
Capacitación sobre Manejo de los Modelos SDDP, NCP y OPTGEN	Cbba, Bolivia	Agentes e Instituciones del sector, Personal del CNDC
Capacitación HIS - SCADA	Cbba, Bolivia	Agentes, Personal del CNDC
Actualización de Normas Operativas	Cbba, Bolivia	Agentes, Personal del CNDC
Actualización sistema SISFALLA V2	Cbba, Bolivia	Agentes, Personal del CNDC
Norma Operativa N° 6 e Instructivos	Centros - Agentes	Agentes

## Participación en Actividades del Sector

Durante la gestión 2011, el CNDC ha participado de forma dinámica en actividades que han favorecido al Sector Eléctrico Boliviano mediante el intercambio de conocimientos y experiencias a nivel nacional e internacional.

### ACTIVIDADES

OBJETO	LUGAR
2da. Reunión del Grupo de trabajo CIER 15 FASE II	Rio de Janeiro-Brasil
3ra. Reunión del Grupo de trabajo CIER 15 FASE II y Seminario Internacional de Interconexiones y Negocios en Generación y Transmisión	Rio de Janeiro-Brasil
Delegación de Energías Renovables y Asistencia al Foro UE-LAC	Berlin-Alemania
Participación como disertante seminario internacional Integración Energética Brasil-Bolivia.	Rio de Janeiro-Brasil
Reuniones del Comité Central y del Grupo de Seguimiento estratégico de la CIER	Montevideo-Uruguay
7ma. Reunión del Grupo de Trabajo de Operadores y Administradores de Mercados y al II Taller Latinoamericano sobre operación de SEP en Estado de Emergencia.	Santo Domingo-República Dominicana
Reunión de Ministros y Altas Autoridades y Representantes del Sector Eléctrico para la Interconexión Eléctrica de la Región Andina	Bogotá-Colombia
Asistencia 5to Foro Latinoamericano sobre Seguridad Energética, crecimiento sostenible e integración regional.	Santiago-Chile
Reunión de Coordinación sobre Turbinas ofrecidas por el Gobierno del Brasil.	Brasilia-Brasil
Inspección y Verificación de las características y condiciones Técnicas Grupos Generadores del Brasil	Porto Velho-Brasil

## PLANIFICACIÓN Y LOGROS ESTRATÉGICOS

Con el fin de fortalecer y mejorar continuamente los servicios que presta el CNDC dentro el Sector Eléctrico y contribuir con el cumplimiento de la Visión, Misión, lineamientos establecidos en la Constitución Política del Estado, el Plan Nacional de Desarrollo, las Políticas Energéticas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, se han establecido Directrices institucionales mediante una Planificación Estratégica Quinquenal para las gestiones del 2009 al 2013, de la que derivan Planes Anuales para este periodo.

Para la gestión 2011 se ha definido un Plan Operativo Anual (POA 2011) alineado con la Planificación Estratégica Quinquenal. A continuación se detallan los logros alcanzados por las diferentes Gerencias y Unidades del CNDC como resultado de la aplicación del POA 2011:

**Plan 1:** Para mantener y mejorar los niveles de seguridad, confiabilidad y costo mínimo en la operación del SIN, las Gerencias de Administración del Sistema Eléctrico y Operaciones han obtenido los siguientes logros:

Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico:

- Evaluación de las condiciones de abastecimiento de energía en el SIN, particularmente en las áreas Norte y Sur durante el periodo seco del 2011
- Desarrollo e implementación de un procedimiento para el análisis de mantenimientos de unidades generadoras para la programación de la operación
- Mejora del sistema de Lectura Automática de medidores -AMR del CNDC, con la actualización del software PrimeRead
- Desarrollo de una herramienta informática que permita efectuar la verificación de resultados de las Transacciones Económicas Mensuales e Indisponibilidades
- Elaboración de la programación de la operación del SIN con proyectos declarados por los Agentes y el plan de adición de la capacidad de ENDE (periodo Nov 2011-Oct 2015)
- Elaboración del procedimiento para la determinación de las curvas de aversión al riesgo
- Seguimiento de la operación del SIN con la implementación de las curvas de aversión y seguimiento del manejo de los embalses del SIN
- Elaboración del informe impacto y sostenibilidad del programa de eficiencia energética
- Conformación de un grupo de trabajo para el análisis y actualización de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme"

### Gerencia de Operaciones del SIN:

- Mejora del análisis operativo mediante el avance de la plataforma de hardware, software y la validación de bases de datos de componentes eléctricos y diagrama unifilar del SIN
- Complementación de la base de datos de relés para mejorar el seguimiento al comportamiento de protecciones y análisis de fallas
- Capacitación del personal en herramientas informáticas nuevas y actualizadas

**Plan 2:** Con el objetivo de presentar propuestas para la adecuación del marco normativo, el desarrollo, funcionamiento y sostenibilidad de mercados eléctricos mixtos, la Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico ha recopilado información sobre la normativa de países vecinos referente a la aplicación de energías renovables y no convencionales para posibilitar su incorporación al SIN.

**Plan 3:** Con el propósito de consolidar la Planificación de la Expansión Óptima del SIN a largo plazo la Gerencia de Planificación del SIN ha obtenido los siguientes logros:

- Aprobación de las nuevas condiciones de desempeño mínimo
- Elaboración y aprobación del primer estudio de la reserva rotante para su utilización en la operación del Sistema
- Determinación de nuevos márgenes de reserva rotante que minimizan el costo de operación del SIN, manteniendo los niveles de seguridad y confiabilidad
- Fortalecimiento de competencias del personal del CNDC, de los agentes e instituciones del sector eléctrico, a través de cursos de capacitación en el manejo de los modelos utilizados en la planificación del Sistema
- Capacitación y actualización del procedimiento de la obtención de la demanda de largo plazo
- Actualización de bases de datos de instalaciones, demanda y proyectos
- Incorporación del sistema aislado Misiones al SIN, a través del Plan Óptimo de Expansión (POES 2012 – 2022)

**Plan 4:** Para promover la integración energética internacional y el comercio de energía eléctrica, la Gerencia de Planificación del SIN mediante el POES prevé la construcción de la infraestructura eléctrica necesaria para posibilitar el inicio de la integración energética con Argentina y Chile.

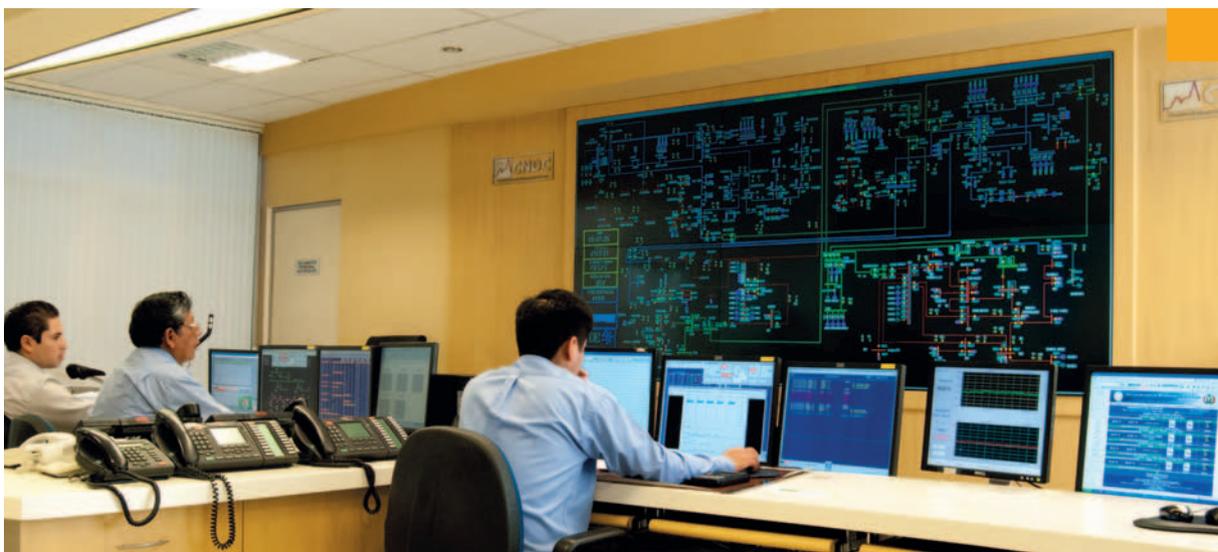
**Plan 5:** Para fomentar integralmente el talento humano, promoviendo el desarrollo de competencias la Gerencia de Operaciones del SIN ha capacitado y ha habilitado nuevos Ingenieros Supervisores y Operadores del CDC con certificaciones técnicas de profesionales especializados del CNDC.

Así mismo la Unidad de Administración y Finanzas ha potenciado el talento humano, a través de la aplicación de un plan de capacitación, que ha permitido mejorar las contribuciones productivas del personal a la organización.

**Plan 6:** Con el fin de sacar el mayor provecho a las tecnologías disponibles y su aplicación efectiva en el CNDC, la Unidad de Procesos y Tecnología – TI, ha implementado una infraestructura de sistemas de información sobre una Red Privada Virtual (VPN) del Sector Eléctrico y ha dado inicio de un proceso de actualización de sistemas técnicos eléctricos integrados para apoyar la operativa del CNDC buscando contar con sistemas, tecnología de punta y personal capacitado en el área de tecnología. Así mismo con la Unidad de Administración y Finanzas se ha consolidado una infraestructura tecnológica mediante la obtención de equipos para procesamiento de información y comunicaciones de última tecnología.

**Plan 7:** Para brindar un servicio eficiente de forma sostenible en el tiempo y que a su vez mejore de forma continua, se tiene por objetivo mantener un sistema de gestión de la calidad certificado bajo normas reconocidas a nivel internacional, es por ello que la Unidad de Procesos y Tecnología – Procesos ha conseguido renovar la certificación ISO 9001:2008 con la empresa UNIT del Uruguay (AENOR). Además durante la gestión 2011, se han mejorado los procedimientos internos en cuanto a formatos y estándares acorde a la estructura organizativa, operativa y funcional. Se ha desarrollado una herramienta informática para el seguimiento del Sistema de Gestión de la Calidad en busca de optimizar el uso de recursos y tiempo. También se establece que los documentos del sistema de gestión de la calidad sean puestos en soporte digital y reducir el uso de papel en contribución al cuidado del medio ambiente.

**Plan 8:** Para lograr posicionar al CNDC como referente técnico en el sector energético del país, se ha establecido contactos con entidades vinculadas al sector eléctrico, participando en cursos, talleres, seminarios y otros eventos relacionados con empresas e instituciones del sector eléctrico nacional e internacional.



Sala de Control - CDC

## ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC

El CNDC es una persona jurídica pública no estatal, sin fines de lucro cuyos fondos de funcionamiento se obtienen de aportes de los Agentes del MEM de acuerdo a su participación en el mercado.

El monto máximo de su presupuesto anual está determinado en el D.S. 29624 Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, Art. 21 Punto I b) de 02 de julio de 2008: "...no podrá exceder el dos por ciento (2%) del monto resultante de valorizar la potencia firme y la energía neta total inyectada por los generadores al SIN en el año anterior al de aplicación del presupuesto por sus respectivos precios correspondientes al mes de mayo del año anterior al que corresponde el Presupuesto."

Para la Gestión 2011, el Comité de Representantes en su Sesión N ° 277 de fecha 26 de noviembre de 2010, aprobó el presupuesto por un monto total de bolivianos 28,967,232. La ejecución presupuestaria al final de la gestión 2011, alcanzó el 98%

### COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA ESTADO DE EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA

POR EL PERIODO COMPRENDIDO DE ENERO 1 A DICIEMBRE 31, 2011

(Expresado en Bolivianos)

CONCEPTO	NOTA	PRESUPUESTO APROBADO	PRESUPUESTO NETO	EJECUCIÓN	SALDO NETO
Salarios	4	13.592.420	13.592.420	13.445.284	147.136
Alquileres	5	6.784.160	5.902.219	5.830.373	71.846
Consultoría	6	1.416.937	1.265.823	595.912	669.911
Capacitación	7	758.526	714.713	710.251	4.462
Servicios	8	1.758.382	1.619.603	1.799.964	(180.361)
Gastos del CNDC	9	263.635	248.667	284.601	( 35.934)
Materiales	10	147.056	127.939	106.520	21.419
Gastos varios	11	101.101	89.566	86.577	2.989
Inversiones	12	843.240	771.529	755.166	16.363
<b>Sub total</b>		<b><u>25.665.457</u></b>	<b><u>24.332.479</u></b>	<b><u>23.614.648</u></b>	<b><u>717.831</u></b>
Impuestos no compensados	13	3.301.775	3.301.775	3.367.873	( 66.098)
<b>Total</b>		<b><u>28.967.232</u></b>	<b><u>27.634.254</u></b>	<b><u>26.982.521</u></b>	<b><u>651.733</u></b>

  
 Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado  
 CDA-02-M03/CAUB-6459  
 CONTADOR

  
 Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls  
 JEFE UNIDAD ADM.  
 Y FINANZAS

  
 Ing. Arturo Iporre Salguero  
 PRESIDENTE

## DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

**Delta Consult Ltda.**   
Auditores y Consultores

an independent member of  
**SMS**  
Latinoamérica

A los señores Presidente y Representantes  
Comité Nacional de Despacho de Carga  
Cochabamba

Hemos examinado el balance general del Comité Nacional de Despacho de Carga a diciembre 31, 2011, y los correspondientes estados de actividades y flujo de efectivo por el año terminado en esa fecha que se acompañan. Estos estados financieros son responsabilidad de la Presidencia del Comité. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestra auditoría. Los estados financieros del Comité Nacional de Despacho de Carga a diciembre 31, 2010, fueron examinados por otros auditores, cuyo informe de marzo 15, 2011, expresó una opinión sin salvedades sobre esos estados.

Efectuamos nuestro examen de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Bolivia. Esas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener una seguridad razonable respecto a si los estados financieros están libres de presentaciones incorrectas significativas. Una auditoría también incluye evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la Presidencia, así como también evaluar la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestro examen proporciona una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todo aspecto significativo, la situación patrimonial y financiera del Comité Nacional de Despacho de Carga a diciembre 31, 2011, los resultados de sus operaciones y flujo de efectivo, por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia.

De acuerdo con el Decreto Supremo N° 0071 de abril 9, 2009, crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad que tiene como funciones de fiscalizar, controlar, supervisar y regular el sector de Electricidad considerando la Ley N° 1604 de diciembre 21, 1994 de Electricidad y sus reglamentos, en tanto no contradigan lo dispuesto en la CPE. Asimismo, establece que el Presidente del CNDC es designado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Como se describe en la Nota 1 a los estados financieros, en mayo 1, 2010 se emitió el Decreto Supremo N° 493 y Decreto Supremo N° 494 donde procede con la nacionalización a favor de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) en representación del Estado Plurinacional de Bolivia el paquete accionario en las empresas CORANI S.A. VALLE HERMOSO S.A., GUARACACHI S.A. Y ELFEC S.A. Los decretos mencionados, tienen efecto en la Dirección que está a cargo del Comité que conforma el Comité Nacional de Despacho de Carga.

### DELTA CONSULT LTDA.

  
..... (Socio)  
Lic. Oscar A. Calle Rojas  
MAT. PROF. CAUB. N° 1433

La Paz, Bolivia  
Marzo 16, 2012



## BALANCE GENERAL A 31 DE DICIEMBRE DE 2011

(Expresado en Bolivianos)

	2011	2010 (Reexpresado)
<b>ACTIVO</b>		
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		
Disponibilidades	1.610.460	1.370.734
Disponibile Comprometido	2.339.556	2.312.307
Cuentas por Cobrar a Agentes	2.429.536	2.797.844
Anticipos impuestos	5.030	8.450
Anticipo al personal	7.600	-
Cuentas por cobrar al personal	7.612	8.625
Cuentas por cobrar varios	<u>7.842</u>	<u>8.659</u>
<b>TOTAL ACTIVO CORRIENTE</b>	<b><u>6.407.636</u></b>	<b><u>6.506.619</u></b>
<b>ACTIVO FIJO, neto de depreciación</b>		
Inversiones	6.739.168	7.070.356
Inversiones	75.649	83.090
Activo Fijo diferido	<u>95.700</u>	<u>215.677</u>
<b>TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b><u>6.910.517</u></b>	<b><u>7.369.122</u></b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b><u>13.318.153</u></b>	<b><u>13.875.741</u></b>



Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado  
CDA-02-M03/CAUB-6459  
CONTADOR



Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls  
JEFE UNIDAD ADM.  
Y FINANZAS



Ing. Arturo Iporre Salguero  
PRESIDENTE

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

## BALANCE GENERAL A 31 DE DICIEMBRE DE 2011

(Expresado en Bolivianos)

	2011	2010 (Reexpresado)
<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>		
<b>PASIVO CORRIENTE:</b>		
Cuentas por pagar agentes	10.351	629.599
Proveedores	348.330	739.038
Cuentas por pagar varios	6	7.836
Obligaciones Tributarias	276.211	216.989
Obligaciones Sociales	1.082.445	993.036
Previsión para obligaciones varias	<u>400.000</u>	<u>329.507</u>
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>	<b><u>2.117.343</u></b>	<b><u>2.916.005</u></b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE:</b>		
Previsión para indemnizaciones	2.979.691	2.426.024
<b>TOTAL PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b><u>2.979.691</u></b>	<b><u>2.426.024</u></b>
<b>Total Pasivo</b>	<b><u>5.097.034</u></b>	<b><u>5.342.029</u></b>
<b>PATRIMONIO</b>		
Reserva Patrimonial	1.000.000	1.000.000
Ajuste de Capital	333.175	333.370
Reserva por Resultado de Inversiones	5.629.669	6.011.759
Ajuste de reservas Patrimoniales	897.443	928.024
Resultados de la gestión	<u>360.832</u>	<u>260.559</u>
<b>Total Patrimonio</b>	<b><u>8.221.119</u></b>	<b><u>8.533.712</u></b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b><u>13.318.153</u></b>	<b><u>13.875.741</u></b>



.....  
Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado  
CDA-02-M03/CAUB-6459  
**CONTADOR**



.....  
Lic. Aud. Selma Barrientos Naults  
**JEFE UNIDAD ADM.  
Y FINANZAS**



.....  
Ing. Arturo Iporre Salguero  
**PRESIDENTE**

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

## ESTADO DE RESULTADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

(Expresado en Bolivianos)

	2011	2010 (Reexpresado)
<b>INGRESOS:</b>		
<b>Ingresos de Operación:</b>		
Cuotas ordinarias agentes	<u>24.662.686</u>	<u>25.152.314</u>
Total Ingresos de operación	<u>24.662.686</u>	<u>25.152.314</u>
<b>EGRESOS:</b>		
<b>EGRESOS OPERATIVOS</b>		
Gastos de Administración	(13.498.717)	(13.582.261)
Costos de operación en despacho	(11.438.647)	(12.355.849)
Costos Financieros	<u>( 31.437)</u>	<u>( 6.547)</u>
Total egresos operativos	<u>(24.968.801)</u>	<u>(25.944.657)</u>
<b>OTROS INGRESOS (GASTOS)</b>		
Intereses percibidos	-	1.399
Ingresos varios	94.830	2.636
Ingresos Gestiones Anteriores	3.769	725
Excedentes presupuestarios	619.315	1.121.192
Gastos varios	( 68.587)	( 83.485)
Rendimientos financieros	55.476	14.490
Mantenimiento de valor	( 1.195)	( 326)
Diferencia de cambio	245	( 270)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	<u>( 36.906)</u>	<u>( 3.459)</u>
Total otros gastos	<u>666.947</u>	<u>1.052.902</u>
Resultado del periodo	<u><u>360.832</u></u>	<u><u>260.559</u></u>



Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado  
CDA-02-M03/CAUB-6459  
CONTADOR



Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls  
JEFE UNIDAD ADM.  
Y FINANZAS



Ing. Arturo Iporre Salguero  
PRESIDENTE

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

## ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

(Expresado en Bolivianos)

	2011	2010 (Reexpresado)
<b>FONDOS ORIGINADOS EN LAS OPERACIONES:</b>		
Resultado del periodo	360.832	260.559
<b>Partidas que no generan movimiento de fondos:</b>		
Depreciación de activos fijos	1.208.127	1.217.137
Previsión para indemnizaciones	553.667	884.969
Ajuste por reserva de resultado de inversión	( 382.090)	( 139.100)
Reclasificación de cuentas patrimoniales	30.581	( 982.091)
Resultado por exposición a la inflación	<u>( 194.499)</u>	<u>( 58.608)</u>
	<b>1.576.618</b>	<b>1.182.865</b>
<b>Cambios en activos y pasivos que generan movimientos de fondos:</b>		
Disminuciones (Aumentos) en activos:		
Disponible Comprometido	( 27.249)	(2.306.575)
Cuentas por Cobrar agentes	368.308	108.288
Anticipo de impuestos	3.420	( 7.639)
Cuentas por cobrar personal	( 6.587)	21.822
Cuentas por cobrar varios	817	( 8.659)
Pago beneficios sociales	-	( 427.167)
Cuentas por pagar agentes	( 619.248)	( 39.108)
Proveedores	( 390.708)	556.434
Cuentas por pagar varios	( 7.830)	2.030
Obligaciones tributarias	59.222	( 75.955)
Obligaciones Sociales	89.409	17.154
Previsión para obligaciones varias	<u>70.493</u>	<u>105.982</u>
	<b>1.116.665</b>	<b>( 870.529)</b>
<b>FONDOS APLICADOS A ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:</b>		
Adiciones de activos fijos	( 876.939)	( 657.540)
Activo diferido	<u>127.418</u>	<u>( 107.918)</u>
<b>Total fondos aplicados en actividades de inversión:</b>	<b>( 876.939)</b>	<b>( 765.458)</b>
<b>Incremento (disminución) neto de fondos</b>	<b>239.726</b>	<b>(1.635.987)</b>
<b>Disponibilidades al inicio del periodo</b>	<b><u>1.370.734</u></b>	<b><u>3.006.721</u></b>
<b>Disponibilidades al cierre del periodo</b>	<b><u>1.610.460</u></b>	<b><u>1.370.734</u></b>

  
 Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado  
 CDA-02-M03/CAUB-6459  
**CONTADOR**

  
 Lic. Aud. Selma Barrientos Naults  
**JEFE UNIDAD ADM.  
Y FINANZAS**

  
 Ing. Arturo Iporre Salguero  
**PRESIDENTE**

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

# NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2011

## NATURALEZA Y OBJETO

El Comité Nacional de Despacho de Carga - CNDC es una entidad sin fines de lucro, fue creado según lo dispone el Artículo 18 de la Ley 1604 (Ley de Electricidad) de diciembre 21, 1994, el cual actualmente está reglamentado a través del Decreto Supremo N° 29624, el domicilio legal del Comité se encuentra en la ciudad de Cochabamba.

El Decreto Supremo N° 0071 de abril 9, 2009, crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad que tiene como funciones de fiscalizar, controlar, supervisar y regular el sector de Electricidad considerando la Ley N° 1604 de diciembre 21, 1994 de Electricidad y sus reglamentos, en tanto no contradigan lo dispuesto en la CPE. Asimismo, establece que el Presidente del CNDC es designado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

La Dirección está a cargo de un Comité conformado por representantes de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista:

- Empresas Generadoras
- Empresas Distribuidoras
- Empresas Transportadoras
- Otras Empresas de distintos Consumidores No Regulados



Sesión del Comité de Representantes al CNDC

El Comité tiene como objetivo principal coordinar la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional, administrar el Mercado Eléctrico Mayorista y planificar la expansión óptima del Sistema Interconectado Nacional; sus funciones principales son las siguientes:

- Planificar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, con el objeto de satisfacer la demanda, mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo.
- Realizar el despacho de carga en tiempo real a costo mínimo.
- Determinar la potencia efectiva de las unidades generadoras del Sistema Interconectado Nacional.
- Calcular los precios de nodo del Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a lo dispuesto por la Ley de Electricidad para presentarlos a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para su aprobación respectiva.
- Establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada, de acuerdo a Reglamento.
- Entregar a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) la información técnica, modelos matemáticos, programas computacionales y cualquier otra información requerida por la AE.

Las actividades del Comité se rigen mediante un sistema de administración contable independiente y su organización y funcionamiento se rigen según la Ley 1604, sus reglamentos, estatutos y manuales.



Personal Gerencia de Operaciones del SIN



Personal - Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico

Los costos de funcionamiento del Comité son cubiertos por todos los agentes del mercado eléctrico mayorista. Para tal efecto, el Comité aprueba un presupuesto anual de gastos y define las cuotas mensuales a ser facturada a los agentes por servicios de despacho de carga en función a las transacciones económicas de los agentes en el mes respectivo.

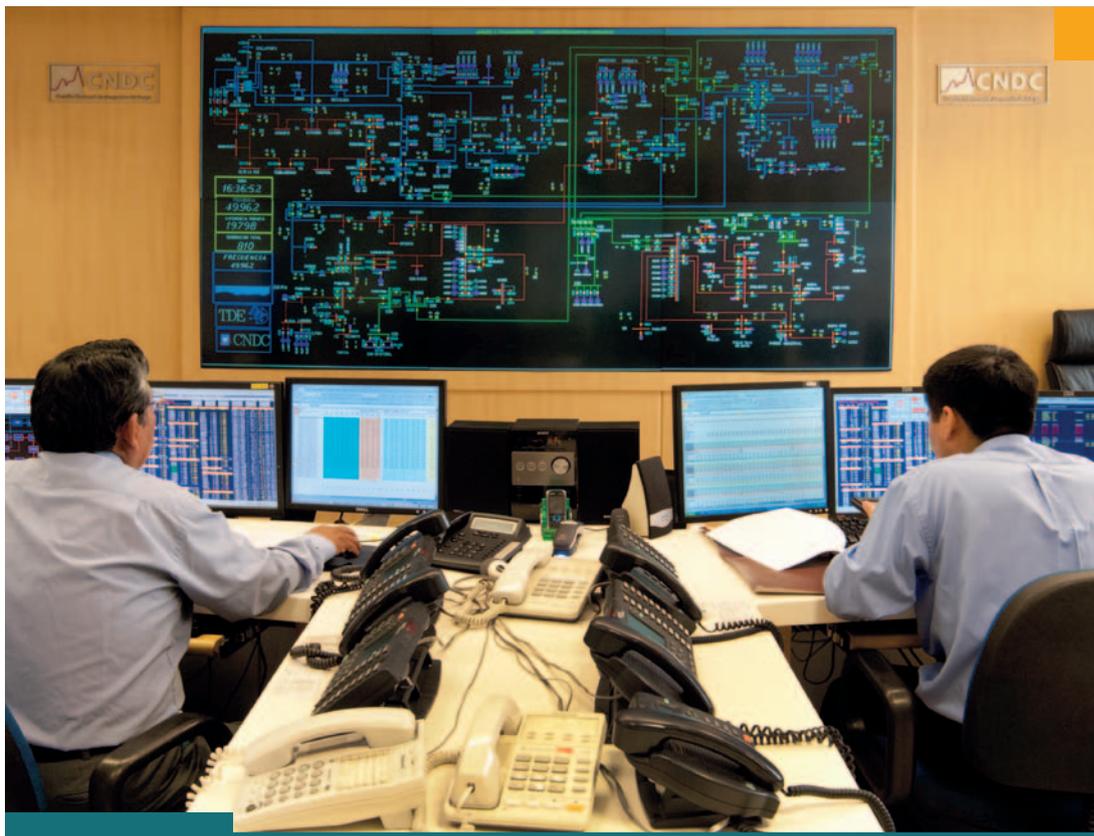
Según lo establecido en el Artículo 3 del Estatuto del Comité Nacional de Despacho de Carga, su duración es indefinida.

Según Decreto Supremo N° 29624 de julio 2, 2008 se aprobó el Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), el mismo se constituye en las normas marco para el funcionamiento del CNDC.

En mayo 1, 2010 se emitió el Decreto Supremo N° 0493 y Decreto Supremo N° 0494 donde procede con la nacionalización a favor de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) en representación del Estado Plurinacional de Bolivia el paquete accionario en las empresas CORANIS.A., VALLE HERMOSOS.A., GUARACACHIS.A. y ELFECS.A. Los decretos mencionados, tienen efecto en la Dirección que está a cargo del Comité que conforma el Comité Nacional de Despacho de Carga..



Subestación Chimoré - ELFEC



Sala de Control del CDC

De acuerdo al Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga, el CNDC, tiene por objeto coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional – SIN, administrar el Mercado Eléctrico Mayorista y participar en la planificación de la expansión del SIN con sujeción a la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.

## PRACTICAS CONTABLES

**Los estados financieros;** son preparados en moneda constante reconociendo en forma integral los efectos de la inflación. Los criterios han seguido los lineamientos generales establecidos en la Norma de Contabilidad N° 3, revisada y modificada en septiembre 2007, emitida por el Consejo Técnico Nacional del Colegio de Auditores de Bolivia, en concordancia con los principios de contabilidad generalmente aceptados. De acuerdo con esa norma, el índice utilizado para actualizar por inflación los rubros no monetarios del balance general, es la variación en el índice de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV). Las variaciones netas resultantes de este ajuste se presentan en la cuenta de resultados Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes. Las cifras del estado de resultados han sido mantenidas a sus valores históricos, originando una distorsión no significativa en la expresión del resultado del año.

Las cifras de los estados financieros del año 2011, han sido reexpresadas en base a la variación en la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), fue de Bs1,71839 y Bs1,56451 por UFV a diciembre 31, 2011 y 2010 respectivamente.

**Las inversiones;** corresponden a cinco líneas telefónicas en la Cooperativa de Teléfonos de Cochabamba (COMTECO), a valores de costo, actualizados en función a la variación en la cotización oficial del dólar estadounidense respecto al boliviano.

**El activo fijo;** esta valuado a su costo de adquisición. Todos los valores de los bienes y las depreciaciones acumuladas son actualizados en función a la variación en la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), entre la fecha de compra y la de cierre. El efecto neto de la actualización de valores es acreditado a ingresos en la cuenta Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes.

El método de depreciación es el de la línea recta en base a tasas de depreciación que se consideran suficientes para extinguir sus valores durante la vida útil estimada de los bienes.

Los gastos en reparaciones y mantenimiento que no extienden la vida útil de los bienes son debitados a resultados del año en que se incurren.

**Las diferencias de cambio;** que surgen por la tenencia de activos y pasivos en moneda extranjera, se aplican a ingresos y egresos en la cuenta Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes.

**La previsión para indemnizaciones al personal;** se constituye para todo el personal en la proporción de un mes de sueldo por cada año de servicios. De acuerdo con la legislación laboral



Subestación Punutuma

vigente en el país, los empleados que tienen más de noventa días de trabajo ininterrumpido, son acreedores a esta indemnización. Las provisiones registradas a las fechas de cierre cubren adecuadamente la contingencia.

**El patrimonio neto;** al cierre de cada año se actualiza en base al patrimonio neto establecido al cierre del año anterior, en función de la variación en la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), ocurrida entre ambas fechas. Las cuentas patrimoniales incluyendo la utilidad y/o pérdida, se actualizan independientemente con débito a la cuenta de ingresos y egresos Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes.

**Los ingresos y egresos;** se contabilizan por el método del devengado.

**Conversión de partidas en moneda extranjera;** el Comité mantiene registros contables bimonetarios (bolivianos y dólares estadounidenses). Los activos y pasivos en moneda extranjera están contabilizados a los tipos de cambio oficiales vigentes a las fechas de cierre (Bs6.96 y Bs7,04 por dólar estadounidense, a diciembre 31, 2011 y 2010, respectivamente).



Personal - Gerencia de Planificación del SIN



**CNDC**

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



RESULTADOS DE LA OPERACION DEL SIN

# ÍNDICE

<b>RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2011</b>	1
PRESENTACIÓN	1
<b>SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>	3
<b>MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA</b>	4
<b>DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	5
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
DEMANDA DE POTENCIA	6
<b>OFERTA DE GENERACIÓN</b>	10
CAPACIDAD DE GENERACIÓN	10
<b>OFERTA DE TRANSMISIÓN</b>	14
<b>DESPACHO DE CARGA</b>	17
EJECUCIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA	17
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	20
INYECCIONES DE ENERGÍA	22
POTENCIA MÁXIMA TRANSMITIDA	23
POTENCIA FIRME DE GENERACIÓN, POTENCIA DE RESERVA FRÍA Y POTENCIA RECONOCIDA EN APLICACIÓN DEL D.S 934	24
<b>DESEMPEÑO DEL SISTEMA</b>	26
<b>PRECIOS EN EL MERCADO SPOT</b>	28
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN	28
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN	30
FACTOR DE NODO DE ENERGÍA	31
PRECIOS DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT	33
PRECIOS DE POTENCIA EN EL MERCADO SPOT	33
PRECIOS DE TRANSPORTE EN EL STI	34
PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS	34
<b>TRANSACCIONES ECONÓMICAS</b>	35
VENTAS EN EL MEM	35
COMPRAS EN EL MEM	35
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN	36
<b>ESTADÍSTICAS DEL PERIODO 1996 - 2011</b>	38

# RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2011

## PRESENTACIÓN

Durante la gestión 2011, la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se realizó precautelando que el abastecimiento de energía eléctrica mantenga, en lo posible, los criterios de seguridad, confiabilidad y costo mínimo, establecidos en la normativa vigente; no obstante se presentaron algunos periodos críticos que afectaron la operación del SIN.

En el SIN, el consumo de energía durante el año 2011 alcanzó el valor más alto en los últimos 15 años, registrándose 6,301.9 GWh, que representa un incremento de 487.8 GWh ó el 8.4% respecto al año anterior; los Consumidores No Regulados demandaron el 7.5% del consumo de energía del SIN, ubicándose, en conjunto, en el cuarto lugar entre los consumidores nacionales.

Con relación a la demanda de potencia del sistema, se identificó un crecimiento de 58 MW (5.7% de incremento respecto al año 2010); habiéndose registrado el valor máximo de 1,067.4 MW el día 6 de diciembre del 2011.

La oferta de capacidad de generación tuvo un incremento neto de 51.67 MW, debido a la incorporación provisional de 34 unidades de generación en las centrales Moxos y Trinidad de la Empresa ENDE (Generación) y una unidad de generación en la central Carrasco de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso; éstas unidades generadoras, ingresaron en aplicación al Decreto Supremo N° 934. Adicionalmente se considera la incorporación de la Central Chiñata de SDB y la modificación de la potencia efectiva de algunas unidades de Central Zongo de COBEE.



Vertedero Corani - Cochabamba

La producción de energía fue de 6,611.4 GWh; de la cual, 2,324.2 GWh corresponden a producción hidroeléctrica y 4,287.3 GWh a producción termoeléctrica, que equivale al 35.2% y el 64.8% respectivamente.

La energía no servida correspondió al 0,029% del consumo anual de energía registrado para la gestión 2011; para el 2010 fue de 0.035%.

Las ventas valorizadas en el Mercado Spot fueron de 270.06 millones de dólares, monto que corresponde a un incremento del 10,2% respecto a las ventas realizadas el año anterior.

El promedio ponderado del costo marginal de generación durante este año fue de 18.17 US\$/MWh, superior en 3.4% con relación al del año 2010.

En cuanto al sistema de transmisión, con el propósito de mejorar la confiabilidad de la subestación Chimoré, la línea Carrasco – San José 230 kV fue dividida en dos partes (Líneas Carrasco – Chimoré y Chimoré – San José en 230 kV).

Pese a los esfuerzos realizados en el despacho de carga, el suministro de energía en el área Norte no alcanzó los niveles de confiabilidad requeridos, debido principalmente a la ausencia de embalses importantes en la zona, a las limitaciones de transmisión y la ausencia de proyectos de generación adicional en la zona, destacándose la necesidad que se tiene de contar con líneas de transmisión que permitan realizar transferencias considerables de energía desde el Sistema Central. Situación que se ha tornado más crítica con el incremento en la demanda del sistema de Trinidad.

Los resultados de la operación de los sistemas de generación y transmisión del SIN y del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante la gestión 2011, han sido extractados de la información difundida mensualmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga.



Embalse Corani, Cochabamba - Foto: ©Marco Ruiz G.

## SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

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

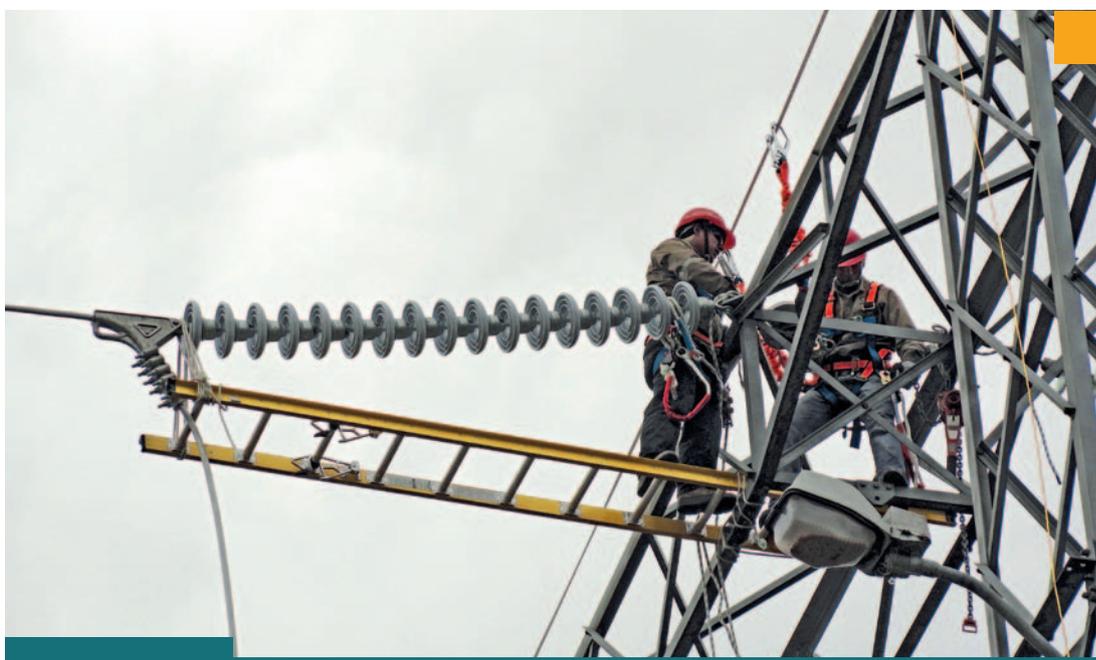
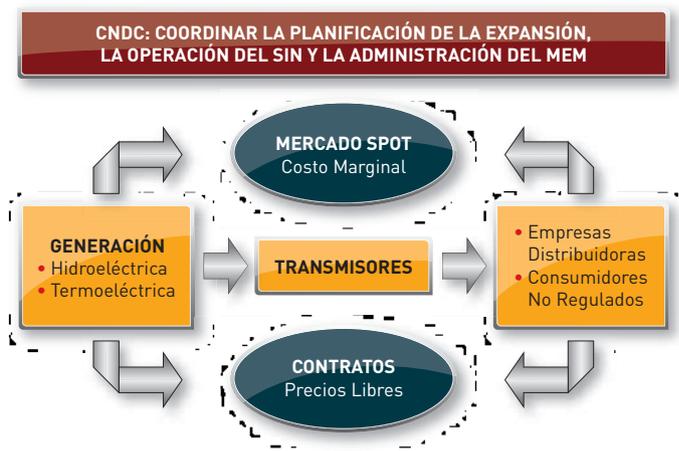
El Sistema Troncal de Interconexión (STI) constituye la parte medular del SIN y está conformado por líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kV y las respectivas subestaciones asociadas.



# MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El Mercado Eléctrico Mayorista MEM, está integrado por las empresas de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados, llamados Agentes del MEM, quienes son los que efectúan operaciones de compra y venta de electricidad por medio de contratos de suministro entre Agentes.

Existen dos tipos de transacciones efectuadas en el MEM, una en el mercado de contratos y otra en el mercado SPOT. Las ventas en el mercado de contratos suponen precios acordados entre los Agentes, mientras que las ventas en el mercado SPOT se realizan a precios determinados en el momento de la transacción.



Torre de Alta Tensión

## DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda del SIN está representada por la demanda de los Consumidores Regulados, en su mayoría residenciales, que son atendidos por las empresas de Distribución y por la demanda de los Consumidores No Regulados o Grandes consumidores. Para operar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tanto las empresas de Distribución como los Consumidores No Regulados deben estar constituidos como Agentes del Mercado.

Las Empresas Distribuidoras que participaron en el MEM durante la gestión 2011, fueron: CRE en Santa Cruz, ELECTROPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro, CESSA en Chuquisaca, SEPSA en Potosí y ENDE (Distribución) en el Beni.

Los Consumidores No Regulados que participaron en el MEM durante la gestión 2011, fueron: Empresa Metalúrgica Vinto, Coboce, Empresa Minera Inti Raymi y Empresa Minera San Cristóbal, ésta última que participa del Mercado de Contratos mediante acuerdos firmados con las Empresas Valle Hermoso y COBEE.

### Consumo de Energía Eléctrica

Durante el año 2011, el consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista presentó un crecimiento de 8.4 % con relación al consumo de energía registrado el año 2010; como se muestra en el Cuadro 1, el consumo de energía registrado en la gestión 2011, alcanzó el valor de 6,301.9 GWh.

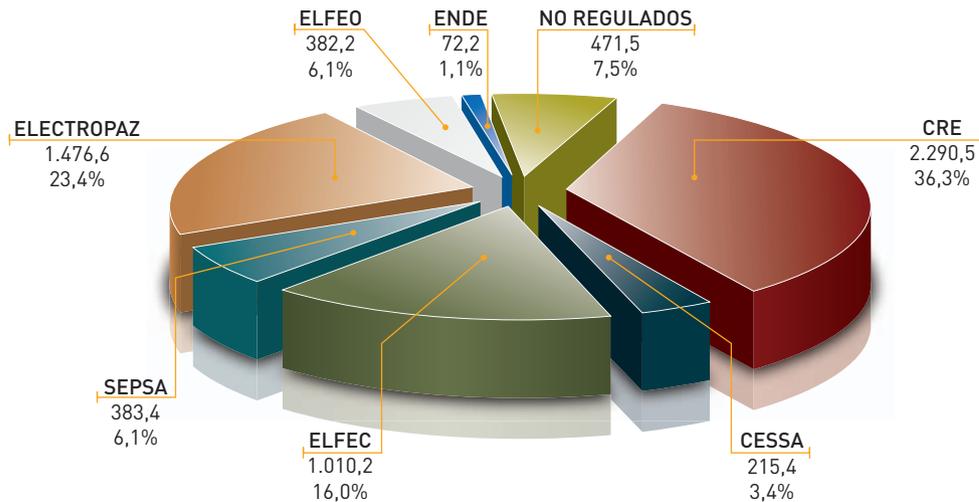
CUADRO1 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - (GWh)

CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2011	2010	
CRE	2,290.5	2,068.3	10.7
CESSA	215,4	199,9	7,7
ELFEC	1.010,2	958,3	5,4
SEPSA	383,4	338,2	13,3
ELECTROPAZ	1.476,6	1.391,8	6,1
ELFEO	382,2	352,3	8,5
ENDE	72,2	19,1	277,2
NO REGULADOS	471,5	486,0	(3,0)
<b>Total</b>	<b>6.301,9</b>	<b>5.814,0</b>	<b>8,4</b>

El consumo de energía en el SIN, está distribuido principalmente en las áreas Oriental (Santa Cruz) con el 36.3 %, Norte (La Paz) con el 24.6 % y el resto del SIN con el 39.1 %. Asimismo, respecto a la gestión anterior, se observa un crecimiento importante en el consumo de energía: ENDE, SEPSA, CRE, ELFEO, CESSA, ELECTROPAZ y ELFEC; contrariamente los Consumidores No Regulados en su conjunto reflejan una desaceleración de su crecimiento respecto de años anteriores

En el Gráfico 1 se muestra la participación porcentual de las empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados en las compras totales de energía en el MEM durante la Gestión 2011.

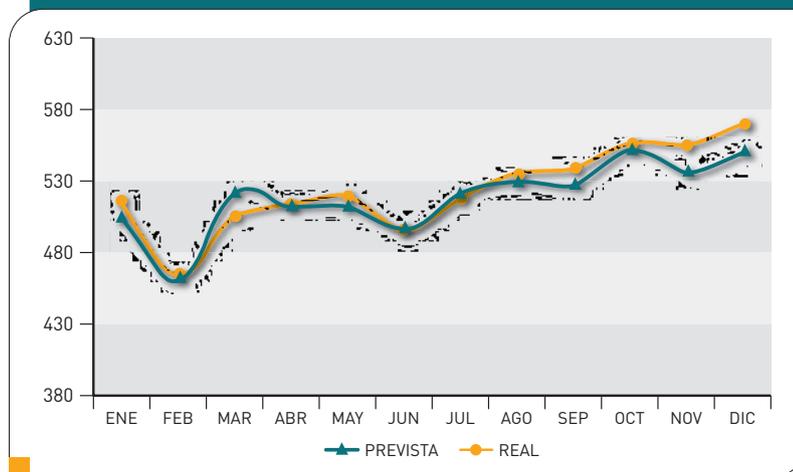
**GRÁFICO 1 COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MEM (GWh) - AÑO 2011**



De acuerdo con la información de mediano plazo, el consumo de energía en el SIN previsto para el año 2011 debía ser de 6,235 GWh, que en comparación con el consumo real registrado de 6,302 GWh, refleja una desviación de 1.05%.

En el Gráfico 2 se destaca la diferencia mensual entre el consumo de energía previsto y real.

**GRÁFICO 2: DEMANDA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2011**



### Demanda de Potencia

La demanda máxima de potencia del MEM en la gestión 2011, registrada por el Sistema de Medición Comercial en nodos de retiro del STI, alcanzó los 1,067.4 MW; la misma, ocurrió el

día martes 6 de diciembre a horas 20:00, presentando un incremento del 5.7% respecto a la registrada en la gestión 2010.

En el Cuadro 2, se presentan las demandas máximas registradas durante las dos últimas gestiones, en los principales departamentos del país.

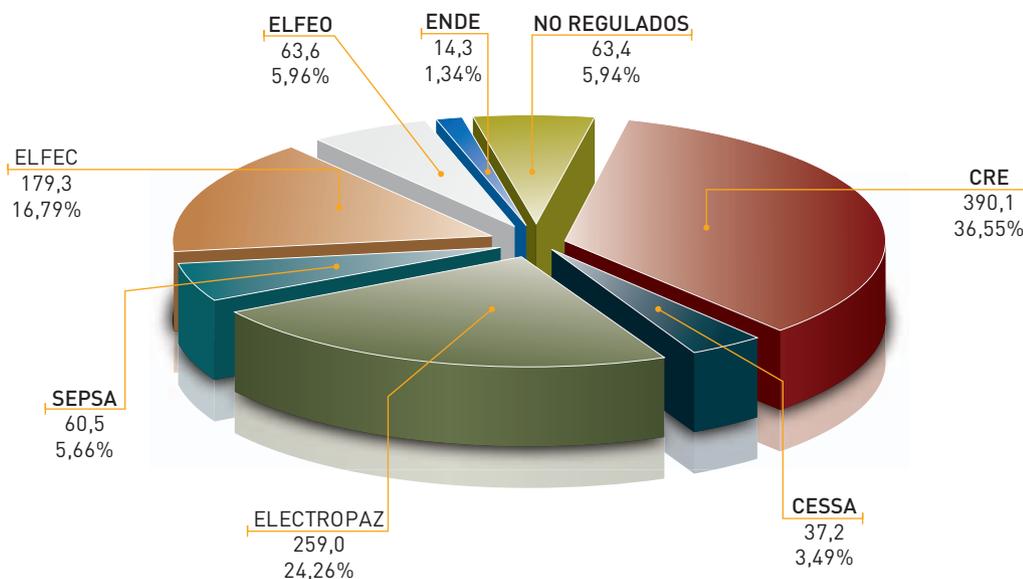
CUADRO 2 DEMANDAS MÁXIMAS (MW)

CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2011	2010	
Santa Cruz	422.4	379.3	11.4
La Paz	272.4	261.1	4.3
Cochabamba	172.4	165.3	4.3
Oruro	68.7	64.3	6.8
Sucre	40.2	37.1	8.2
Potosí	39.4	36.2	8.9
Punutuma - Tupiza	19.1	17.8	7.7
No Regulados	67.5	68.7	(1.8)
Otros(*)	33.0	23.7	39.0
<b>Sistema</b>	<b>1,067.4</b>	<b>1,009.4</b>	<b>5.7</b>

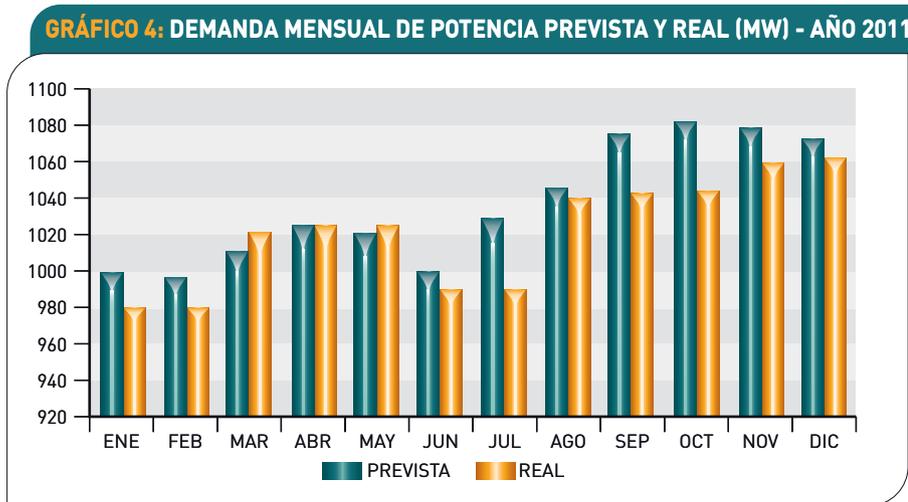
(\*) Chimoré, Don Diego, Sacaca, Mariaca, Ocurí, Yucumo, San Borja, San Ignacio, Trinidad Lipez.

La participación de los diferentes consumidores en la demanda máxima anual del SIN se presenta en el Gráfico 3:

GRÁFICO 3 PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW) - AÑO 2011

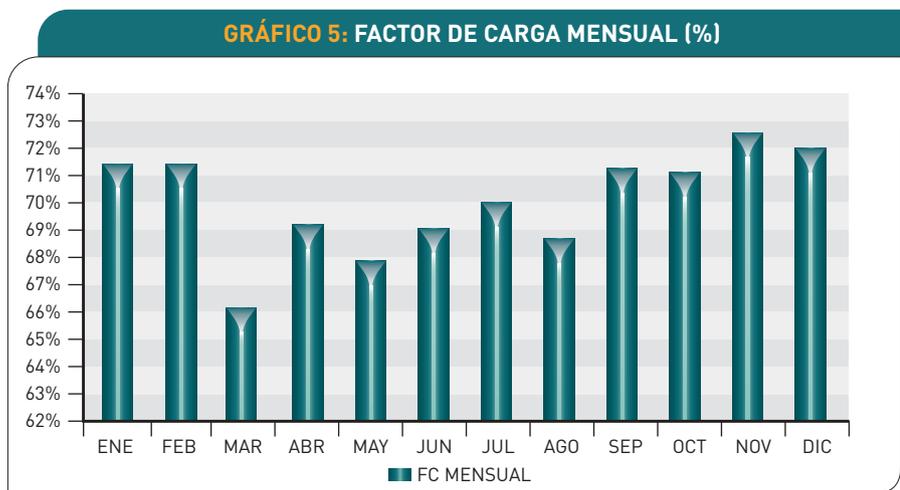


El gráfico 4, presenta la comparación mensual entre la demanda de potencia prevista y real.



El factor de carga anual de los consumos fue de 67.4%, considerando la demanda máxima de 1,067.4 MW y el consumo de energía de 6,301.9 GWh para el período de un año (8,760 horas).

Como se observa en el gráfico 5, el factor de carga mensual de los consumos varió entre 66.2% y 72.7%.



Para efectos del MEM, la potencia que los Consumidores remuneran a los Generadores, se basa en la participación de su demanda coincidental con la demanda máxima registrada en todo el SIN (Potencia de Punta). El periodo anual eléctrico está comprendido desde el mes de noviembre del año anterior, hasta el mes de octubre.

Para efectos de remuneración, la demanda Máxima registrada en el SIN para el año eléctrico 2011, se dio el día martes 4 de octubre a horas 19:15 con un valor de 1,052.5 MW, que representa la Potencia de Punta Anual.

En el Cuadro 3 se presenta la comparación entre la Potencia de Punta de los periodos noviembre 2010 - octubre 2011 y noviembre 2009 - octubre 2010.

CUADRO 3 POTENCIA DE PUNTA POR PERIODO ANUAL ELÉCTRICO (MW)

CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2011	2010	
CRE	391.7	362.4	8.1
ELECTROPAZ	250.9	239.4	4.8
ELFEC	178.5	171.7	3.9
ELFEO	62.3	60.6	2.8
CESSA	34.4	36.1	(4.6)
SEPSA	60.8	57.4	5.9
ENDE	14.7	7.3	99.9
NO REGULADOS	59.2	64.3	(7.9)
<b>Total Coincidental</b>	<b>1,052.5</b>	<b>999.3</b>	<b>5.3</b>

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras



Subestación Punutuma

# OFERTA DE GENERACIÓN

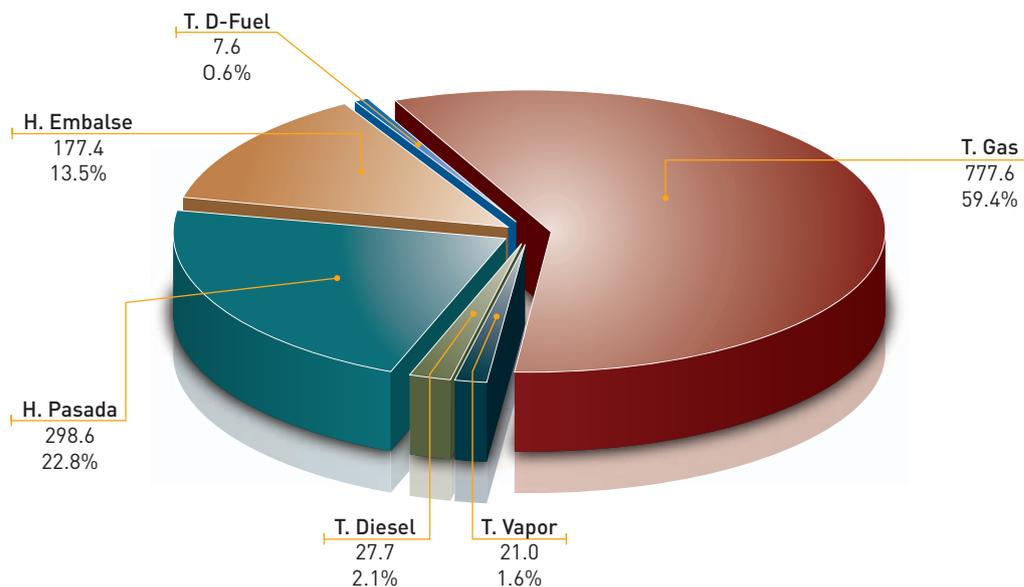
## Capacidad de Generación

El parque hidroeléctrico está compuesto por centrales de pasada (Zongo, Taquesi, Yura y Quehata), centrales con embalse (Corani y Miguillas) y una central cuya operación depende del abastecimiento de agua potable en la ciudad de Cochabamba (Kanata).

El parque termoeléctrico está compuesto por turbinas a gas natural de ciclo abierto, una turbina a vapor que opera con bagazo de caña de azúcar, motores a gas natural (Aranjuez MG) y unidades Dual Fuel (Aranjuez DF) que utilizan gas natural y diesel oíl. En aplicación a las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 934, se incorporaron provisionalmente motores a diesel oil (Centrales Moxos y Trinidad) y una turbina a gas natural en central Carrasco.

En el Gráfico 6 se ha desagregado la Capacidad de Generación durante el año 2011 considerando los diferentes tipos de centrales eléctricas.

GRÁFICO 6 CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (MW) - AÑO 2011



La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del año 2011 a nivel de bornes de generador, alcanzó a 1,309.81; de los cuales 476.0 MW (36.34%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 833.8 MW (63.66%) a centrales termoeléctricas, considerándose dentro de éstas las unidades incorporadas por Decreto Supremo N° 934, tal como se muestra en el Cuadro 4. Esta capacidad térmica corresponde a la potencia efectiva en condiciones de temperatura media anual, del sitio.

CUADRO 4 CAPACIDAD DE GENERACIÓN A FINES DE 2011

HIDROELÉCTRICAS	CAPACIDAD (MW)	TERMOELÉCTRICAS (*)	CAPACIDAD (MW)	INGRESO PROVISIONAL D.S. 934	CAPACIDAD DECLARADA (MW)	CAPACIDAD RECONOCIDA (MW)
Sistema Corani	148.7	Guaracachi (25°C)	267.7	Sistema Trinidad		
Sistema Zongo	188.0	Santa Cruz (25°C)	42.3	Moxos	32.7	(**) 27.7
Sistema Miguillas	21.1	Aranjuez (15°C)	36.7	Trinidad	2.5	
Sistema Taquesi	89.3	Karachipampa (9°C)	14.4	Central Carrasco		
Kanata	7.5	Kenko (10°C)	18.7	CAR03 (25°C)	24.5	24.5
Sistema Yura	19.0	Valle Hermoso (18°C)	74.3			
Sistema Quehata	2.3	Carrasco (25°C)	109.8			
		Bulo Bulo (25°C)	89.6			
		Entre Rios (25°C)	107.1			
		Guabirá (25°)	21.0			
<b>Subtotal</b>	<b>476.0</b>	<b>Subtotal</b>	<b>781.7</b>	<b>Subtotal</b>	<b>59.7</b>	<b>52.1</b>
<b>Capacidad Total (Hidro + Termo + Capacidad Reconocida D.S. 934) : 1,309.81 MW</b>						

(\*) A la temperatura media anual

(\*\*) Capacidad reconocida debido a las limitaciones en la capacidad de transporte del sistema Trinidad

NOTA: los totales pueden no coincidir por redondeo de cifras.

En el año 2011, el parque de generación se modificó de la siguiente manera:

El 3 de agosto ingresó en Operación Comercial la unidad hidráulica CHT01 de la central Chiñata, con una potencia efectiva de 320 kW.

El 27 de septiembre ingresó en Operación Comercial la Central Trinidad con la incorporación de 8 unidades generadoras, con una potencia efectiva de 2.5 MW, al amparo del Decreto Supremo N° 934 (incorporación provisional).

El 27 de septiembre ingresó en Operación Comercial la Central Moxos con la incorporación de 12 unidades generadoras, con una potencia efectiva de 12.7 MW, al amparo del Decreto Supremo N° 934 (incorporación provisional).

El 9 de noviembre ingreso en Operación Comercial la unidad CAR03 de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso, con una potencia efectiva de 24.5 MW, al amparo del Decreto Supremo N° 934 (incorporación provisional).

El 22 de diciembre ingreso en Operación Comercial, 14 nuevas unidades de la Central Moxos, con una potencia efectiva de 20.02 MW, al amparo del Decreto Supremo N° 934 (incorporación provisional).

Cabe destacar que debido a limitaciones en la capacidad de transporte de las líneas del Sistema Trinidad, la generación de las Centrales Moxos y Trinidad se encuentra limitada a 27.7 MW de potencia inyectada.

La capacidad total en el sistema fue de 1,255.86 MW, considerada para la máxima temperatura probable anual (98%) en la hora de punta, en las centrales termoeléctricas que corresponde a 35°C en Guaracachi, 35°C en Santa Cruz, 36°C en Carrasco, 36°C en Entre Ríos, 28°C en Valle Hermoso, 25°C en Aranjuez, 17°C en Kenko y 18°C en Karachipampa,.

La capacidad neta para el despacho de carga varía según la oferta semestral de los generadores, la temperatura en sitio de las termoeléctricas, la indisponibilidad programada o forzada de unidades generadoras y las condiciones hidrológicas en centrales hidroeléctricas de pasada.

La capacidad neta de generación fue suficiente para cubrir la demanda máxima del SIN a lo largo del año, el balance de potencia a nivel de bornes de generador, se presenta en el Cuadro 5:

**CUADRO 5 BALANCE DE POTENCIA EN BORNES (MW) - 2011**

MES	CAPACIDAD BRUTA				POTENCIA INDISPONIBLE	POTENCIA LIMITADA	CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE	DEMANDA MÁXIMA		MARGEN DE RESERVA	
	TÉRMOELÉCTRICA	HIDROELÉCTRICA	TÉRMOELÉCTRICA D.S. 934	TOTAL				BORNES	RETIROS	MW	% (*)
ENERO	745.2	476.4		1,221.7	113.7	9.4	1,098.5	1,031.8	982.2	66.7	6.1
FEBRERO	742.5	476.4		1,219.0	117.1	7.6	1,094.3	1,032.2	984.3	62.1	5.7
MARZO	748.0	476.4		1,224.4	85.7	9.2	1,129.5	1,084.1	1,028.1	45.4	4.0
ABRIL	754.4	476.4		1,230.9	81.3	8.7	1,140.8	1,081.7	1,031.3	59.1	5.2
MAYO	756.4	475.4		1,231.8	135.8	10.8	1,085.2	1,080.7	1,031.0	4.5	0.4
JUNIO	760.3	475.4		1,235.7	115.5	16.1	1,104.2	1,045.3	995.6	58.9	5.3
JULIO	758.9	475.4		1,234.3	104.2	6.6	1,123.5	1,048.1	995.1	75.4	6.7
AGOSTO	744.9	475.7		1,220.6	76.0	7.9	1,136.6	1,102.0	1,050.0	34.6	3.0
SEPTIEMBRE	733.6	475.7	15.2	1,224.5	55.5	16.0	1,153.0	1,104.5	1,052.0	48.5	4.2
OCTUBRE	738.2	475.7	15.2	1,229.1	70.4	16.5	1,142.2	1,103.1	1,052.5	39.1	3.4
NOVIEMBRE	730.3	475.7	37.7	1,243.7	112.8	12.5	1,118.4	1,118.1	1,065.0	0.3	0.0
DICIEMBRE	734.4	476.0	50.5	1,260.9	86.6	23.2	1,151.1	1,117.8	1,067.4	33.3	2.9

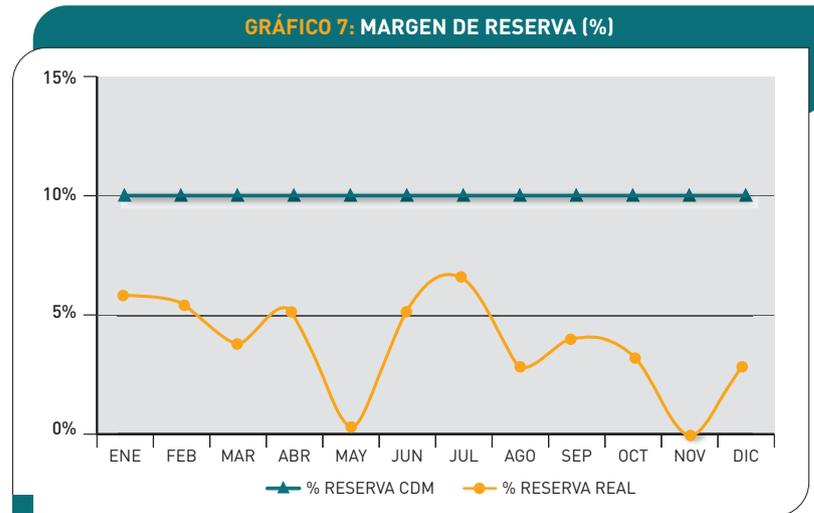
(\*) El margen de reserva de generación necesario para mantener el suministro de potencia para la demanda máxima de manera segura y confiable es del 10%.

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



Subestación Chuspipata - TDE

Como se observa en el Gráfico 7, debido a la falta de capacidad del parque generador, para poder brindar un servicio continuo en el período de punta, en todos los meses fue necesario operar el parque generador con margen de reserva inferior al establecido en las Condiciones de Desempeño Mínimo - CDM.



Subestación Puntutuma

## OFERTA DE TRANSMISIÓN

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2011 está compuesto por 1,545.2 km. de líneas en 230 kV, 1,277.4 km de líneas en 115 kV y 185.3 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 3,007.9 km de líneas de transmisión. La capacidad de transformación de este sistema es de 1,195 MVA. En los Cuadros 6, 7 y 8 se presentan algunas características de líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores del STI.

CUADRO 6 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI

TENSIÓN	TRAMO	LONGITUD (Km)
230 kV	Carrasco - Chimoré	75.3
	Carrasco - Guaracachi	179.0
	Carrasco - Santiváñez	225.6
	Chimoré - San José	78.8
	Mazocruz-Vinto Capacitor	193.4
	San José - Valle Hermoso	59.6
	Santiváñez - Vinto	123.7
	Valle Hermoso - Santiváñez	22.7
	Arboleda - Urubó	62.0
	Carrasco - Arboleda	102.0
	Santiváñez - Sucre	246.0
	Sucre - Punutuma	177.0
	<b>Subtotal</b>	<b>1,545.2</b>
115 kV	Arocagua - Santa Isabel	45.6
	Arocagua - Valle Hermoso	5.4
	Caranavi - Chuspipata	63.9
	Catavi - Ocuri	97.8
	Catavi - Sacaca	43.4
	Catavi - Vinto	76.7
	Chuspipata - Tap Chuquiaguillo	42.1
	Corani - Santa Isabel	6.4
	Corani-Valle Hermoso	43.5
	Kenko - Senkata	6.3
	Kenko - Senkata	8.0
	Ocuri - Potosí	84.4
	Punutuma - Atocha	104.4
	Santa Isabel - San José	8.9
	Senkata-Mazocruz	7.8
	Tap Coboce - Sacaca	41.9
	Tap Coboce - Valle Hermoso	45.5
	Valle Hermoso- Vinto	148.0
	Bolognia - Cota Cota	5.1
	Bolognia - Tap Bahai	2.3
	Caranavi - Yucumo	104.5
	Cota Cota - Kenko	15.7
	Pampahasi - Tap Bahai	2.2
	Pampahasi - Tap Chuquiaguillo	4.1
	San Borja - San Ignacio de Moxos	138.5
	San Ignacio de Moxos - Trinidad	84.8
	Yucumo - San Borja	40.4
<b>Subtotal</b>	<b>1,277.4</b>	
69 kV	Aranjuez - Mariaca	42.9
	Aranjuez - Sucre	12.0
	Don Diego - Karachipampa	16.0
	Don Diego - Mariaca	31.2
	Karachipampa - Potosí	10.0
	Potosí - Punutuma	73.2
<b>Subtotal</b>	<b>185.3</b>	
<b>Total</b>	<b>3,007.9</b>	



Torre Alta Tensión AT

CUADRO 7 TRANSFORMADORES EN EL STI

TIPO	SUBESTACIÓN	MVA
Transformación 230/115 kV	Mazocruz (*)	150.0
	San José (*)	75.0
	Valle Hermoso (*)	150.0
	Vinto (*)	100.0
	Arboleda (*)	100.0
	<b>Subtotal</b>	<b>575.0</b>
Transformación 230/69 kV	Guaracachi (*)	150.0
	Punutuma (*)	60.0
	Sucre (*)	60.0
	Urubó (*)	150.0
	<b>Subtotal</b>	<b>420.0</b>
Transformación 115/69 kV	Atocha	25.0
	Catavi	25.0
	Potosí	50.0
	Punutuma	50.0
	Vinto	50.0
	<b>Subtotal</b>	<b>200.0</b>
<b>Total</b>	<b>1,195.0</b>	

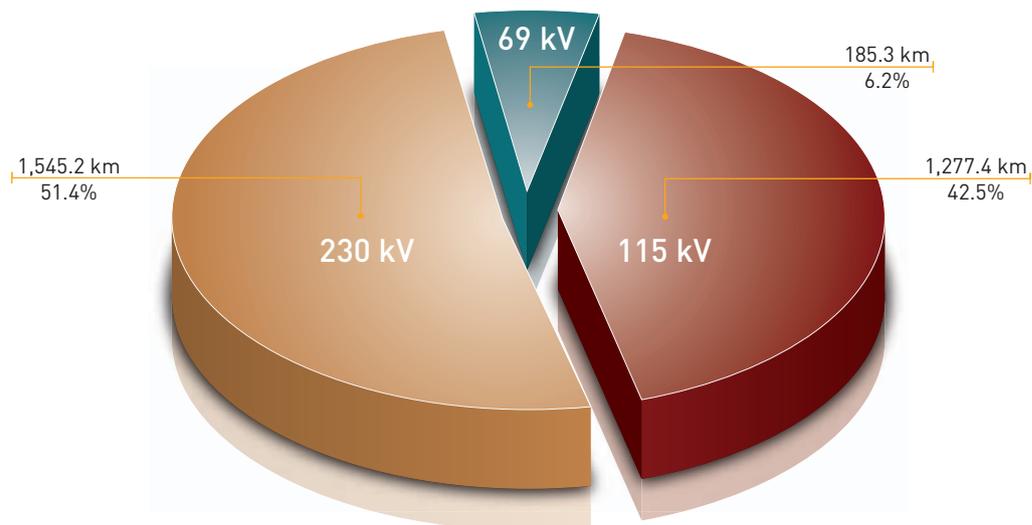
(\*) Unidades Monofásicas

CUADRO 8 CAPACITORES Y REACTORES EN EL STI

TIPO	SUBESTACIÓN	TENSIÓN	MVA <sub>r</sub>	
Capacitores en derivación	Aranjuez	69	7.2	
	Atocha	69	7.2	
	Catavi	69	7.2	
	Kenko	69	12.0	
	Kenko	115	12.0	
	Potosí	69	1 x 7.2 + 1 x 12	
	Vinto	69	1 x 7.2 + 1 x 6.6	
	Vinto	115	2 x 12	
	<b>Subtotal</b>			<b>102.6</b>
Capacitor serie	Vinto	230	54.9	
	<b>Subtotal</b>		<b>54.9</b>	
Reactores de línea	Carrasco	230	12.0	
	Guaracachi	230	21.0	
	San José	230	21.0	
	Santiváñez	230	1 x 15.6 + 1 x 12	
	Vinto	230	21.0	
	San Ignacio de Moxos	115	9.0	
	Punutuma	230	2 x 12	
	Sucre	230	2 x 12	
	Urubó	230	12.0	
	<b>Subtotal</b>			<b>171.6</b>



GRÁFICO 8 LONGITUD DE LINEAS POR NIVEL DE TENSIÓN (Km)



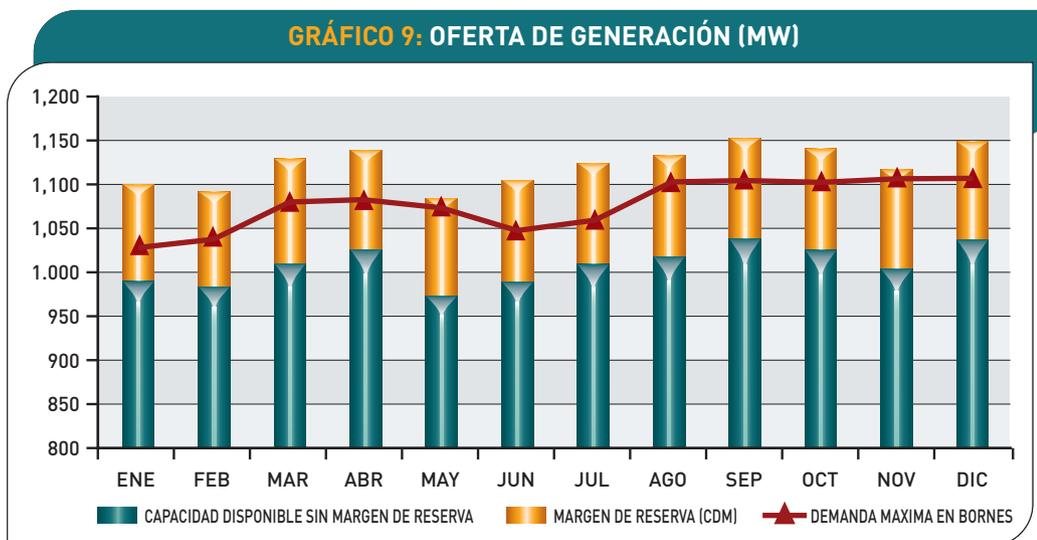
Montaje en línea de AT

## DESPACHO DE CARGA

En general, durante la gestión 2011 se realizó el despacho de carga precautelando la seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, aunque se destaca la presencia de algunos eventos importantes que afectaron el mismo, como ser la indisponibilidad de las unidades GCH06 (70 días), GCH01 (83 días), GCH10 (31 días), CAR01 (71 días), ERI03 (31 días), entre otras.

Respecto a la operación del Sistema, en todo momento se atendió la demanda del SIN, no obstante, en algunos periodos cortos se operó fuera de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) establecidas en la normativa, en especial en el área Norte donde se tuvo que operar sin seguridad de áreas por las limitaciones en el sistema de transmisión y generación local. Asimismo, con el fin de mantener la continuidad del servicio en todo el Sistema, en algunos periodos se vio la necesidad de efectuar la administración manual de carga.

En el Gráfico 9 se puede apreciar el uso de la reserva en el suministro de la demanda máxima de cada mes durante el año, la línea roja representa a la demanda máxima, cuando esta cae dentro la sección naranja del gráfico significa que se encuentra trabajando sin el nivel de reserva especificado en las CDM, cuando la línea se encuentra dentro el área verde del gráfico esto significa que la demanda se encuentra dentro la Capacidad disponible, sin hacer uso del margen de reserva.



### Ejecución de la Programación del Despacho de Carga

Las desviaciones entre el despacho de carga programado y el realizado, muestran una diferencia anual de 2.9% positiva (194.2 GWh); estas desviaciones se ilustran en los Cuadros 9 y 10 y en el Gráfico 10.

CUADRO 9 PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) – 2011

CENTRAL	PROGRAMACIÓN SEMESTRAL	DESPACHO REALIZADO	DIFERENCIA
<b>Hidroeléctricas</b>			
Sistema Zongo	937.6	990.0	52.4
Sistema Corani	820.0	795.3	(24.7)
Sistema Taquesi	350.1	333.7	(16.4)
Sistema Yura	71.5	73.2	1.7
Sistema Miguillas	113.1	108.5	(4.6)
Kanata	19.9	19.3	(0.6)
Sistema Quehata	7.5	4.1	(3.5)
<b>SubTotal</b>	<b>2,319.7</b>	<b>2,324.2</b>	<b>4.5</b>
<b>Termoeléctricas</b>			
Guaracachi	1,433.7	1,262.6	(171.1)
Santa Cruz	51.0	188.5	137.5
Carrasco	627.3	609.6	(17.7)
Bulo Bulo	598.0	653.2	55.3
Valle Hermoso	275.7	375.5	99.8
Aranjuez	201.0	190.3	(10.7)
Kenko	76.5	101.0	24.5
Karachipampa	65.6	79.5	14.0
Guabirá	58.8	64.0	5.3
Entre Ríos	700.3	738.3	38.0
<b>Subtotal</b>	<b>4,087.9</b>	<b>4,262.7</b>	<b>174.8</b>
<b>Total 1</b>	<b>6,407.5</b>	<b>6,586.8</b>	<b>179.3</b>

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

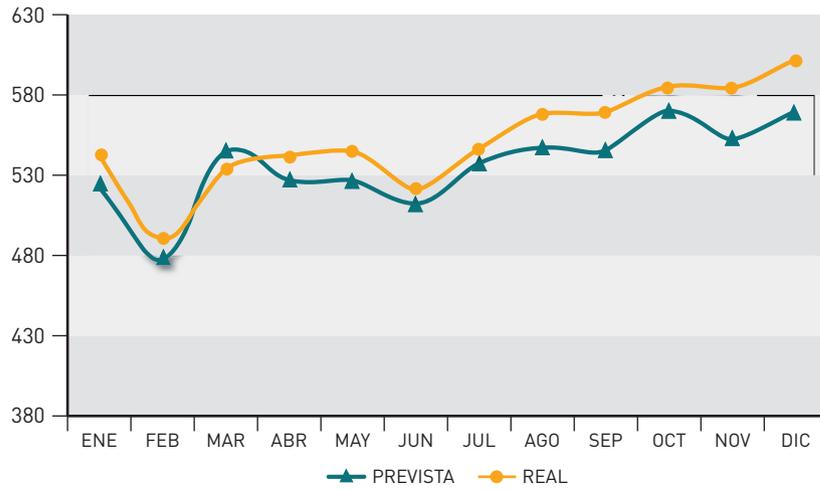
CUADRO 10 PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL EN APLICACIÓN AL D.S. 934 (GWh) – 2011

CENTRAL	PROGRAMACIÓN SEMESTRAL	DESPACHO REALIZADO	DIFERENCIA
<b>Termoeléctricas</b>			
C. Carrasco	0.0	7.4	7.4
Moxos	8.0	16.7	8.6
Trinidad	1.7	0.5	(1.2)
<b>Total 2</b>	<b>9.7</b>	<b>24.6</b>	<b>14.9</b>
<b>Total (1+2)</b>	<b>6,417.3</b>	<b>6,611.4</b>	<b>194.2</b>

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

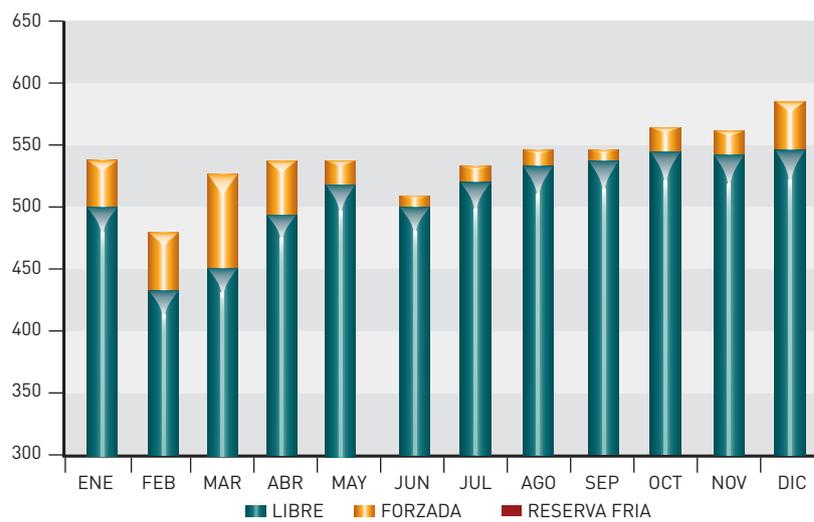
Se observa que el despacho de unidades termoeléctricas fue mayor al previsto en 4.6% (189.7 GWh), debido a que la producción de energía realizada por unidades hidroeléctricas se incremento en 0.19% (4.5 GWh).

**GRÁFICO 10: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2011**



En el despacho de carga realizado, del total de energía despachada en el año 2011, el 5.0% corresponde a la generación forzada; se observa también que no existieron unidades de Reserva Fría, según se ilustra en el Gráfico 11.

**GRÁFICO 11: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN (GWh) - AÑO 2011**



Subestación Caranavi - TDE

## Producción de Energía

En el año 2011, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 6,611.4 GWh; este valor es 8.6% mayor que la producción del año 2010. Asimismo, en los Cuadros 11 y 12 se observa que la producción hidroeléctrica participó con el 35.2 % del total y la producción termoeléctrica con el 64.8. %.

**CUADRO 11 PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA - (GWh)**

CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2011	2010	
<b>Hidroeléctricas</b>	<b>35.2%</b>	<b>35.4%</b>	
Sistema Zongo	990.0	950.6	4.1
Sistema Corani	795.3	699.1	13.8
Sistema Taquesi	333.7	302.9	10.2
Sistema Yura	73.2	71.8	1.9
Sistema Miguillas	108.5	109.5	(0.9)
Sistema Kanata	19.3	14.1	36.6
Quehata	4.1	3.3	22.5
<b>SubTotal</b>	<b>2,324.2</b>	<b>2,151.4</b>	<b>8.0</b>
<b>Termoeléctricas</b>	<b>64.5%</b>	<b>64.6%</b>	
Guaracachi	1,262.6	1,147.0	10.1
Santa Cruz	188.5	160.2	17.6
Carrasco	609.6	743.1	(18.0)
Bulo Bulo	653.2	652.5	0.1
Valle Hermoso	375.5	412.3	(8.9)
Aranjuez	190.3	180.2	5.6
Kenko	101.0	94.4	7.0
Karachipampa	79.5	80.7	(1.4)
Guabirá	64.0	58.2	10.1
Entre Rios	738.3	405.5	82.1
<b>Subtotal</b>	<b>4,262.7</b>	<b>3,934.1</b>	<b>8.4</b>
<b>Total 1</b>	<b>6,586.8</b>	<b>6,085.5</b>	<b>8.2</b>

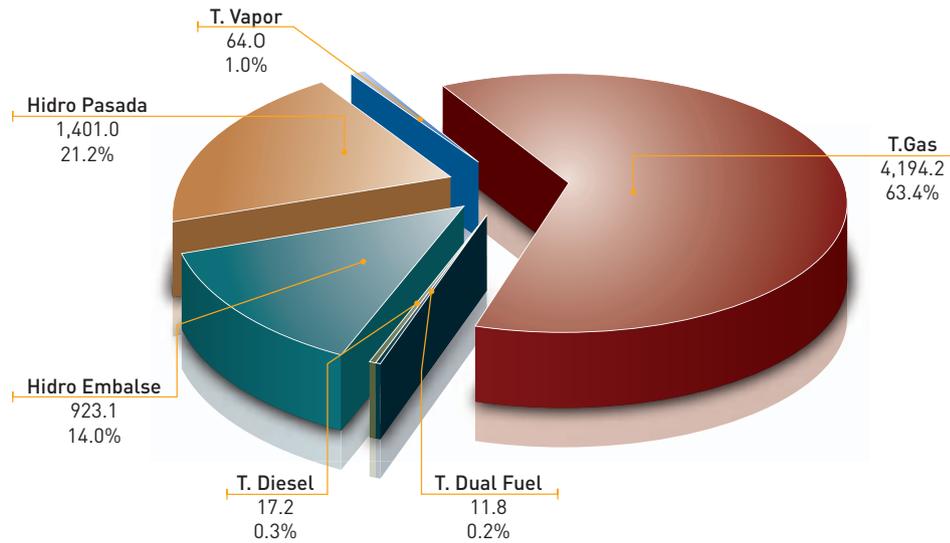
Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

**CUADRO 12 PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA EN APLICACIÓN AL D.S. 934 - (GWh)**

CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2011	2010	
<b>Termoeléctricas</b>	<b>0.4%</b>	<b>0.0%</b>	
C. Carrasco	7.4	0.0	N/A
Moxos	16.7	0.0	N/A
Trinidad	0.5	0.0	N/A
Total 2	24.6	0.0	N/A
<b>Total (1+2)</b>	<b>6,611.4</b>	<b>6,085.5</b>	<b>8.6</b>

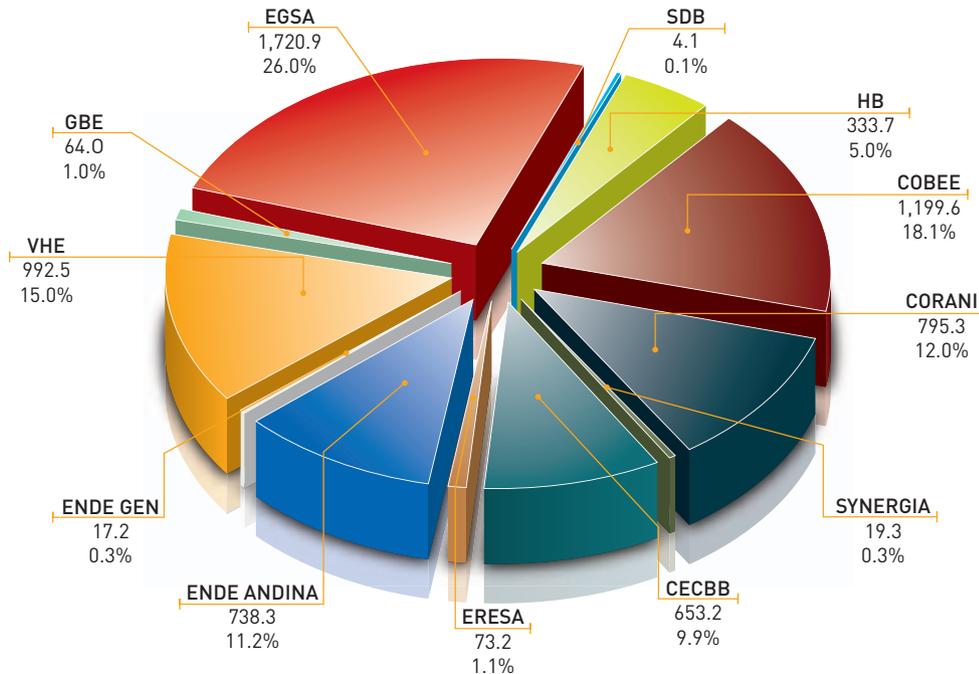
Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

GRÁFICO 12 GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - AÑO 2011



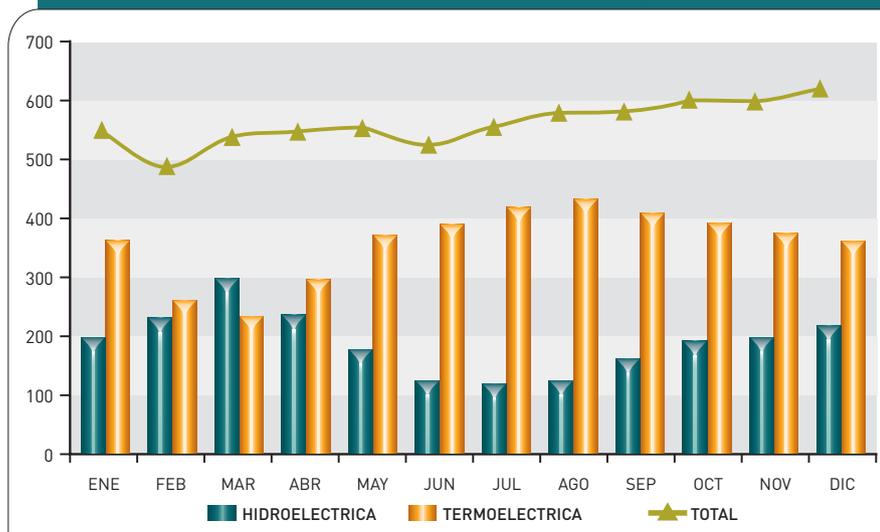
El Gráfico 13 ilustra la participación de los Agentes Generadores que operan en el MEM, en la Generación Bruta durante esta Gestión.

GRÁFICO 13 PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN LA GENERACIÓN BRUTA (GWh)- AÑO 2011



Durante el año 2011, en el periodo seco la generación Hidroeléctrica disminuye, por tanto para abastecer la demanda de energía, se requiere incrementar la generación Termoeléctrica; en el periodo lluvioso esta situación se invierte, tal como se puede observar en el Gráfico 14.

GRÁFICO 14: GENERACIÓN MENSUAL (GWh)- AÑO 2011



### Inyecciones de Energía

En el año 2011, el Sistema de Medición Comercial registró 6,433.4 GWh de energía inyectada por los generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión; como puede apreciarse en los Cuadros 13 y 14, se entregó 8.4% más que en el año 2010.

CUADRO 13 INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh) - 2011

CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2011	2010	
<b>Hidroeléctricas</b>			
Sistema Zongo	935.0	912.2	2.5
Sistema Corani	793.9	697.7	13.8
Sistema Taquesi	324.3	288.7	12.3
Sistema Miguillas	104.3	105.1	(0.8)
Sistema Yura	69.6	68.0	2.4
Kanata	18.7	13.7	36.8
Sistema Quehata	3.9	3.2	22.8
<b>Subtotal</b>	<b>2,249.8</b>	<b>2,088.7</b>	<b>7.7</b>
<b>Termoeléctricas</b>			
Guaracachi	1,263.4	1,120.7	12.7
Santa Cruz	148.3	157.0	(5.5)
Carrasco	610.9	733.3	(16.7)
Bulo Bulo	631.1	632.3	(0.2)
Valle Hermoso	351.5	403.9	(13.0)
Aranjuez	185.7	175.9	5.5
Kenko	98.5	92.3	6.8
Karachipampa	78.9	80.0	(1.4)
Guabirá	62.9	57.1	10.1
Entre Rios	728.8	391.7	86.1
<b>Subtotal</b>	<b>4,160.0</b>	<b>3,844.1</b>	<b>8.2</b>
<b>Total 1</b>	<b>6,409.7</b>	<b>5,932.7</b>	<b>8.0</b>

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

CUADRO 14 INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN EN APLICACIÓN AL D.S. 934 (GWh) - 2011

CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2011	2010	
<b>Termoeléctricas</b>			
C. Carrasco (*)	7.3	0.0	N/A
Moxos (*)	15.8	0.0	N/A
Trinidad (*)	0.5	0.0	N/A
Total 2	23.7	0.0	N/A
<b>Total (1+2)</b>	<b>6,433.4</b>	<b>5,932.7</b>	<b>8.4</b>

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

### Potencia Máxima Transmitida

Los flujos máximos transmitidos por el STI, en condiciones normales de operación, fueron los siguientes:

CUADRO 15 FLUJOS MÁXIMOS - AÑO 2011

	CAPACIDAD MW	FLUJO MÁXIMO MW
<b>Líneas de Transmisión</b>		
Santiváñez - Sucre	142.5	87.7
Sucre - Punutuma	142.5	65.1
Punutuma - San Cristóbal	140.0	54.0
Vinto - Mazocruz	130.0	141.3
Santiváñez - Vinto	130.0	143.9
Carrasco - Santiváñez	130.0	140.8
San José - V. Hermoso	130.0	135.4
Kenko - Mazocruz	130.0	130.5
V. Hermoso - Santiváñez	130.0	142.9
Carrasco - San José	130.0	137.3
Carrasco - Guaracachi	130.0	148.6
Carrasco - Arboleda	142.5	134.5
Vinto - Santiváñez	130.0	86.8
San José - Carrasco	130.0	76.2
S. Isabel - Arocagua	74.0	70.3
Corani - V. Hermoso	74.0	83.8
V. Hermoso - Arocagua	74.0	76.4
S. Isabel - San José	74.0	63.2
<b>Transformadores</b>		
Mazocruz 230	142.5	138.9
Urubó 230	142.5	118.5
V. Hermoso 230	142.5	85.8
Guaracachi 230 - 01	71.0	72.1
Guaracachi 230 - 02	71.0	71.0
Vinto 115 - 01	24.0	27.9
Vinto 115 - 02	24.0	22.3

### **Potencia Firme de Generación, Potencia de Reserva Fría y Potencia Reconocida en Aplicación al D.S. 934.**

El parque generador remunerado por Potencia Firme se determina semestralmente, sobre la base de la potencia de punta y la oferta de capacidad garantizada de las unidades generadoras realizada en el mes de febrero y agosto de cada año.

Como se muestra en el Cuadro 16, la Potencia Firme de los meses de noviembre y diciembre de 2011 se encuentra estimada, y la definitiva será determinada cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2011 – octubre 2012.

Los subperiodos de potencia firme que se indican en los Cuadros 16 y 17, se deben a los siguientes cambios en la oferta de capacidad:

- 12 de enero, por la disponibilidad de la Unidad KAR01.
- 19 de enero, por el ingreso del Banco de Capacitores en Subestación Trinidad.
- 20 de enero, por cierre del Seccionador A3-S-213 Tap Chuquiaguillo.
- 28 de mayo, por el ingreso de la unidad GBE01, en cumplimiento de la Norma Operativa N° 2.
- 17 de julio, por el ingreso del nodo Retiro de ENDE, en Subestación San Ignacio de Moxos.
- 10 de agosto, por el ingreso de la Central Chiñata – SDB.
- 27 de septiembre, por el ingreso de las Centrales de Moxos y Trinidad – ENDE Generación (D.S. 934).
- 9 de noviembre, por el ingreso de la Unidad CAR03 de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso.
- 16 de noviembre, por la salida de la Unidad GBE01, en cumplimiento de la Norma Operativa N° 2.
- 18 de diciembre, por la División de la Línea Carrasco - San José en Carrasco, Chimoré - San José.
- 22 de diciembre, por el ingreso de 14 Unidades Nuevas adicionales en la Central Moxos, de la empresa ENDE – Generación (D.S. 934).

CUADRO 16 POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA DE UNIDADES GENERADORAS (MW)

PERIODO	HIDROELÉCTRICAS	TERMOELÉCTRICAS	RESERVA FRÍA
Del 01/01/2011 al 11/01/2011	461,0	604,8	0,0
Del 12/01/2011 al 18/01/2011	461,0	603,1	0,0
Del 19/01/2011 al 19/01/2011	461,0	607,4	0,0
Del 20/01/2011 al 30/04/2011	462,4	606,9	0,0
Del 01/05/2011 al 27/05/2011	461,2	607,6	0,0
Del 28/05/2011 al 16/07/2011	461,2	607,1	0,0
Del 17/07/2011 al 09/08/2011	461,2	607,6	0,0
Del 10/08/2011 al 26/09/2011	461,5	607,3	0,0
Del 27/09/2011 al 31/10/2011	461,5	607,3	0,0
Del 01/11/2011 al 08/11/2011 (p)	461,7	653,3	0,0
Del 09/11/2011 al 15/11/2011 (p)	461,7	653,3	0,0
Del 16/11/2011 al 17/12/2011 (p)	461,7	634,8	0,0
Del 18/12/2011 al 21/12/2011 (p)	461,7	634,8	0,0
Del 22/12/2011 al 31/12/2011 (p)	461,7	634,8	0,0

(p) Previsto

CUADRO 17 POTENCIA RECONOCIDA DE UNIDADES GENERADORAS EN APLICACIÓN AL D.S. 934 - (MW)

PERIODO	TERMOELÉCTRICAS
Del 27/09/2011 al 31/10/2011	14,6
Del 01/11/2011 al 08/11/2011 (p)	14,6
Del 09/11/2011 al 15/11/2011 (p)	36,6
Del 16/11/2011 al 17/12/2011 (p)	36,6
Del 18/12/2011 al 21/12/2011 (p)	36,6
Del 22/12/2011 al 31/12/2011 (p)	49,7

(p) Previsto



Subestación Trinidad

## DESEMPEÑO DEL SISTEMA

La disponibilidad operacional de las instalaciones de generación y transmisión, se representa a través del porcentaje de tiempo en el que dichas instalaciones se encontraban operando o en condición de operación. La disponibilidad del año 2011, de acuerdo al tipo de instalaciones se presenta en el siguiente cuadro:

**CUADRO 18 DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES – 2011**

INSTALACIONES	DISPONIBILIDAD (%)
Unidades Hidroeléctricas	96.2
Unidades Termoeléctricas	89.4
Transmisión (STI)	99.3

En el año 2011 el tiempo total de interrupción del suministro, expresado como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta, fue de 103.4 minutos, el siguiente cuadro presenta el tiempo total de interrupción, el año 2011 de acuerdo al origen, en minutos.

**CUADRO 19 TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO – 2011**

ORIGEN	MINUTOS
Fallas en Generación	1.0
Fallas en Transmisión	31.5
Desconexión manual de demanda	70.9
<b>Total</b>	<b>103.4</b>

Durante el año 2011 la energía interrumpida fue de 1,840.1 MWh. De este valor de energía interrumpida 1,261.14 MWh corresponden a los cortes de carga realizados (desconexión manual) entre los meses de agosto a noviembre por déficit de generación en el sistema, debido a la indisponibilidad programada y forzada de unidades de generación. El siguiente cuadro presenta la energía interrumpida de acuerdo al agente.

**CUADRO 20 ENERGÍA INTERRUPTIDA – 2011**

CONSUMIDOR	MWh
CRE	750.1
ENDE DISTRIBUCIÓN	324.6
ELECTROPAZ	346.4
ELFEC	177.5
SEPSA	54.9
CESSA	40.7
ELFEO	57.0
COBOCE	15.0
EMSC	61.8
EMIRSA	3.3
EMVINTO	8.8
<b>Total</b>	<b>1,840.1</b>

A continuación, en el Cuadro N° 21, se presentan las indisponibilidades más pronunciadas de unidades generadoras, por periodos mayores a 30 días, las que repercutieron significativamente el despacho de carga.

#### CUADRO 21 INDISPONIBILIDADES MAYORES A 30 DÍAS

UNIDAD GENERADORA	DÍAS	UNIDAD GENERADORA	DÍAS
ARJ10	149.8	CJL02	43.7
ARJ10	149.9	VHE01	41.0
ARJ15	152.5	GCH10	30.7
GBE01	147.5	CJL02	79.8
ARJ12	170.7	ARJ09	30.3
ARJ11	365.0	CAH01	54.0
ARJ01	275.8	MOA07	72.6
ARJ03	126.2	TRD07	91.0
GCH06	69.6	TRD19	88.7
CAR01	70.6	CHJ	39.5
ERI03	32.1	GCH01	53.1
QUE02	87.7	CAH01	57.0
QUE01	87.7	GBE01	46.4
GCH01	82.7		



Unidad ARJ08 - Central Aranjuez - EGSA

# PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

## Costos Marginales de Generación

El costo marginal promedio anual del año 2011 fue 18.17 US\$/MWh (sin impuestos), con un mínimo de 15.10 US\$/MWh y un máximo de 19.62 US\$/MWh.

En el cuadro 22 se puede observar que durante el año 2011, los costos marginales de generación fueron superiores a los previstos, debido principalmente al incremento de la demanda y a la menor disponibilidad del parque generador.

Los eventos no previstos en la programación (cambios en la hidrología, en la demanda y en la indisponibilidad de unidades generadoras), han incidido en los costos marginales mostrando una diferencia entre los costos previstos en la programación semestral y del despacho de carga real de 6.6% mayor respecto a lo programado (ver Cuadro 22).

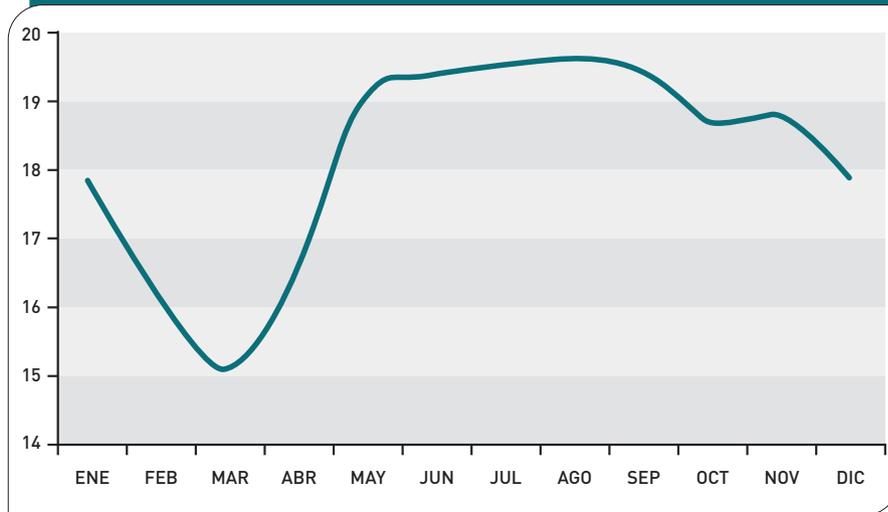
CUADRO 22 COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2011 (Sin IVA)

	PREVISTO	REAL	DIFERENCIA
Enero	15.24	17.83	2.59
Febrero	14.68	16.14	1.46
Marzo	15.90	15.10	(0.80)
Abril	15.82	16.56	0.74
Mayo	17.84	19.07	1.23
Junio	18.80	19.41	0.61
Julio	18.60	19.55	0.95
Agosto	18.79	19.62	0.83
Septiembre	17.54	19.45	1.91
Octubre	17.16	18.69	1.53
Noviembre	17.79	18.78	0.99
Diciembre	16.34	17.88	1.55
<b>Promedio</b>	<b>17.04</b>	<b>18.17</b>	<b>1.13</b>

El costo marginal promedio anual de generación resultante del despacho de carga realizado en la gestión de 2011 (18.17 US\$/MWh), resultó ser 3.4% superior al costo marginal promedio del año 2010 (17.57 US\$/MWh).

En el Gráfico 15 se presentan los costos marginales promedio mensuales, registrados durante la gestión 2011; se puede observar que en los meses correspondientes a la época seca se registran los costos marginales más elevados, incluido el mes de noviembre en el cual se requirió mayor generación del parque térmico.

GRÁFICO 15: COSTOS MARGINALES REALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh)



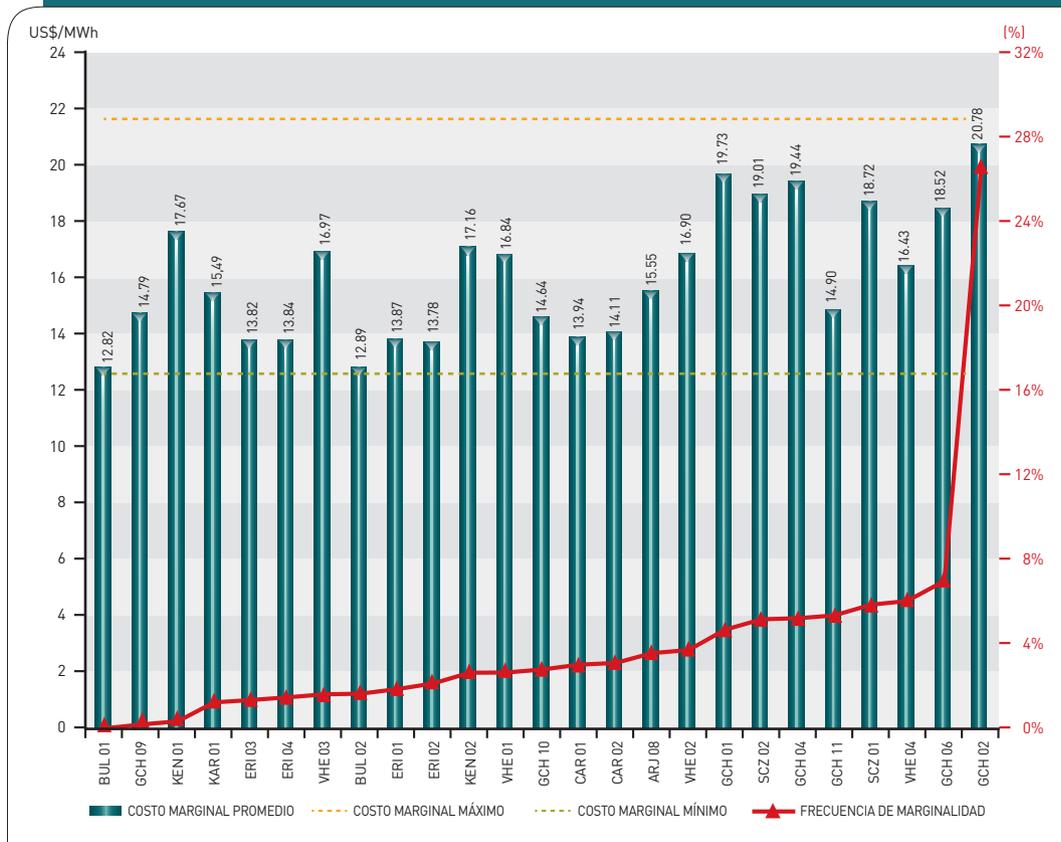
Durante la Gestión 2011, debido a las condiciones de operación presentadas en el despacho de carga, tales como la indisponibilidad programada y/o forzada de unidades de generación e instalaciones de transmisión, se han determinado unidades y costos marginales de generación de acuerdo a lo establecido en la Normativa vigente, mismos que han sido informados como resultado de las transacciones económicas que se realizan en el Mercado Spot.

En el Gráfico 16 se presenta un resumen de las unidades térmicas, los costos marginales promedios anuales de las mismas y la frecuencia de marginalidad expresada en porcentaje de tiempo en el cual dichas unidades han marginado en el Sistema Interconectado Nacional durante la Gestión 2011. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 21.64 y 12.62 US\$/MWh respectivamente.



Unidad ARJ08 - Central Aranjuez

**GRÁFICO 16: UNIDAD MARGINAL, COSTO MARGINAL PROMEDIO Y FRECUENCIA DE MARGINALIDAD - 2011**

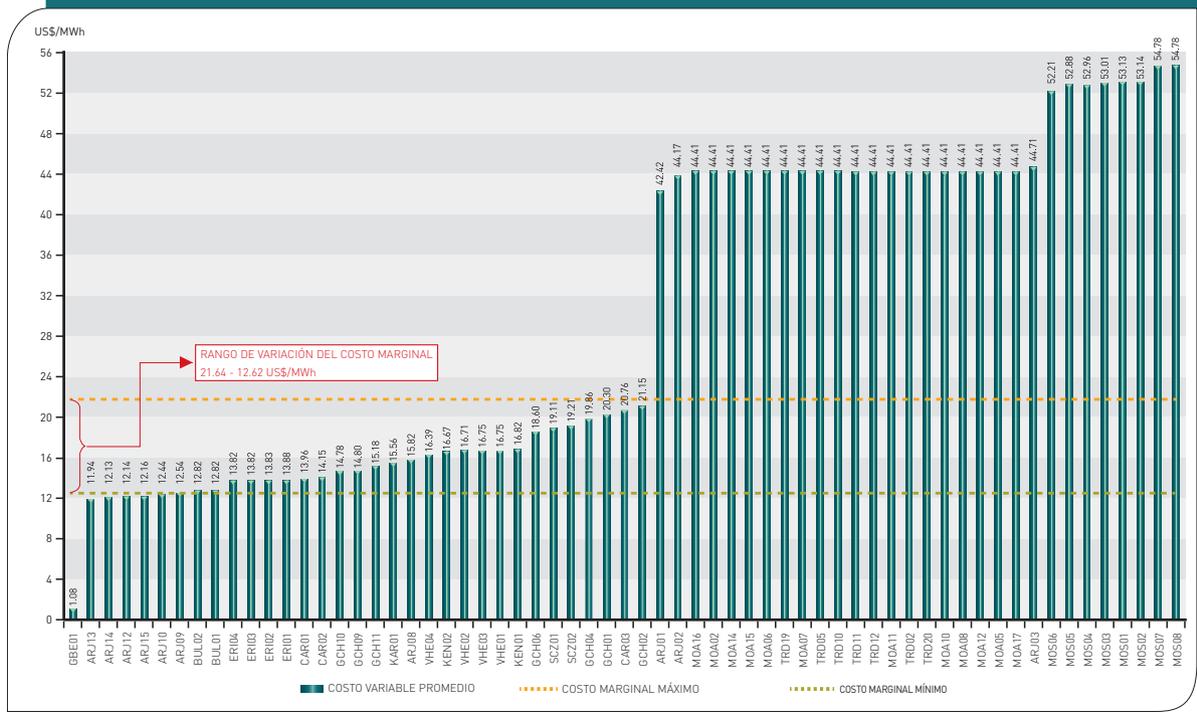


### Costo Variable de Generación

Este costo considera el costo de producción de energía eléctrica de una unidad térmica, el cual depende de la temperatura, el poder calorífico y el costo del combustible, así como también del heat rate, consumos propios, ventas directas y estados de carga de una unidad de generación. El costo variable de generación es calculado a partir de las funciones de costo para distintos estados de carga y de temperatura de una unidad termoeléctrica.

A manera de resumen, en el Gráfico 17 se muestra un listado de las unidades termoeléctricas ordenadas en función al promedio anual del costo variable de generación de cada unidad, los mismos han sido empleados en las Transacciones Económicas de la Gestión 2011. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 21.64 y 12.62 US\$/MWh respectivamente.

GRÁFICO 17: COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN PROMEDIO ANUAL – 2011



Nota.- No se presentan los costos de las unidades ARJ11, TRD07, MOS09, MOS10, MOS11, MOS12, MOS13 y MOS14, debido a que durante la Gestión 2011 dichas unidades se encontraban con indisponibilidad forzada y/o programada.

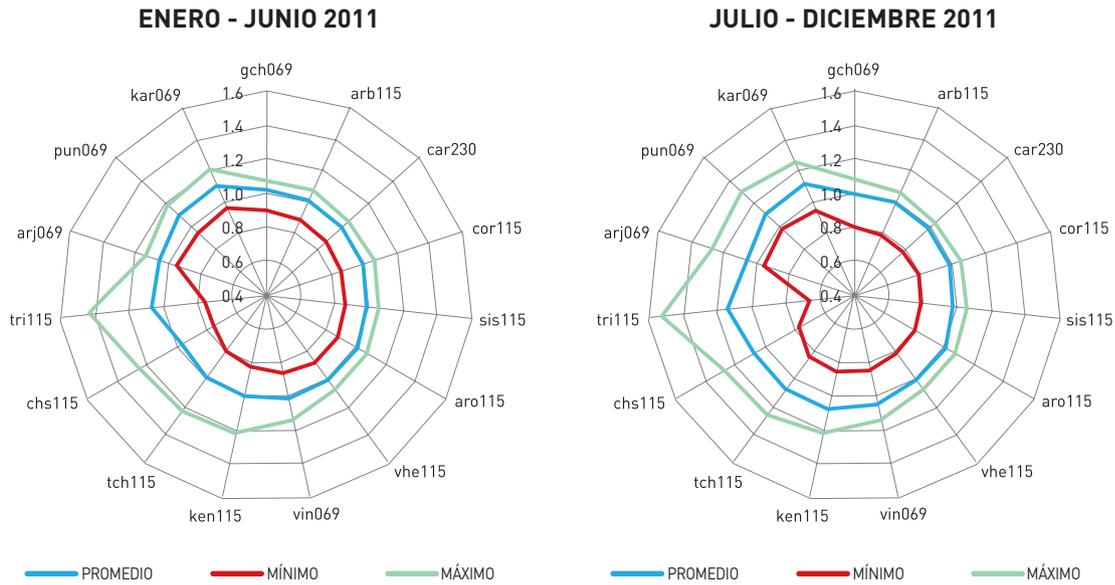
### Factor de Nodo de Energía

Este factor refleja las pérdidas marginales de energía que se presentan en el sistema de transmisión en función del incremento de generación en la unidad marginal ante un incremento de la energía retirada en cada nodo. Este factor se calcula empleando un modelo matemático de corriente continua con pérdidas cuadráticas, el cual utiliza las potencias medias inyectadas y retiradas en el Sistema Interconectado Nacional. Para la gestión 2011, se han calculado los factores de nodo de energía promedios anuales correspondientes a los distintos nodos de generación y de retiro del Sistema Interconectado Nacional, tal como se puede apreciar en los Gráficos 18 y 19.

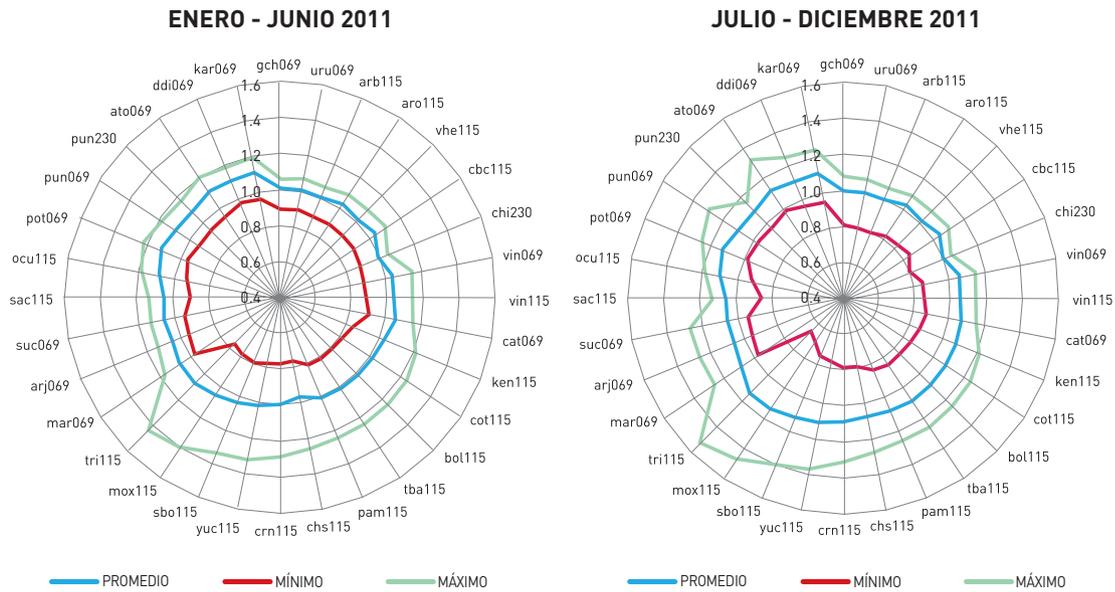


Embalse Corani - Cochabamba

**GRAFICO 18 FACTORES DE NODO DE GENERACIÓN**



**GRAFICO 19 FACTORES DE NODO DE RETIRO**



Se observa que el factor de nodo promedio obtenido varía en función de la posición geográfica del nodo donde se inyecta o retira energía en el Sistema Interconectado Nacional. De esta manera un factor de nodo mayor a la unidad refleja mayores costos de generación y/o de retiro, y viceversa. Asimismo, se puede observar que los factores de nodo en el segundo semestre han sido más altos que en el primer semestre; esto se debe al incremento de la demanda así como también a la estacionalidad presentada respecto al parque de generación.

### Precios de Energía en el Mercado Spot

Los precios de energía en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión STI (precios spot), han sido determinados en función del despacho de carga efectuado y los costos marginales de generación en el año 2011. Los valores medios anuales, que incluyen los precios de la energía forzada, se presentan en el Cuadro 23:

**CUADRO 23 PRECIOS SPOT DE ENERGÍA – AÑO 2011 (SIN IVA)**

AGENTE	NODO	US\$/MWH
CRE	VARIOS	18.13
ELECTROPAZ	VARIOS	19.36
ELFEC	VARIOS	18.52
ELFEO	VIN, CAT	19.01
SEPSA	VARIOS	20.16
CESSA	VARIOS	19.20
ENDE	VARIOS	20.64
EMIRSA	VIN115	18.54
EMVINTO	VIN69	18.61
COBOCE	CBC	18.72
VHE para su contrato con EMSC	PUN	19.64
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	19.64
<b>Promedio</b>		<b>18.82</b>

### Precios de Potencia en el Mercado Spot

El precio básico de potencia, de enero a abril de la gestión de 2011, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 67.7 MW ISO, con un costo total de 565.95 US\$ por kW de potencia efectiva in situ; mientras que, de mayo a diciembre de la gestión 2011, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 62.01 MW ISO, con un costo total de 562.11 US\$ por kW de potencia efectiva in situ. El nodo de referencia se ubicó en Guaracachi.

El precio básico de potencia se aplica a la potencia firme de las unidades generadoras; en el período noviembre 2010 – abril 2011, el precio básico de la potencia fue de 7.930 US\$/kW-mes y en el periodo mayo –octubre 2011, el precio básico de la potencia fue de 7.877 US\$/kW-mes.

El precio básico de potencia, los factores de nodo por potencia y los descuentos por indisponibilidad de unidades generadoras, determinaron durante la gestión 2011 los precios medios en nodos, que son detallados por Agente en el Cuadro 24:

CUADRO 24 PRECIOS SPOT DE POTENCIA – AÑO 2011 (SIN IVA)

AGENTE	NODO	US\$/KW-mes
CRE	VARIOS	7.47
ELECTROPAZ	VARIOS	7.49
ELFEC	VARIOS	7.51
ELFEO	VIN, CAT	7.70
SEPSA	VARIOS	8.27
CESSA	VARIOS	7.83
ENDE	VARIOS	7.91
EMIRSA	VIN115	7.62
EMVINTO	VIN69	7.66
COBOCE	CBC	7.69
VHE para su contrato con EMSC	PUN	8.03
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	8.03
<b>Promedio</b>		<b>7.59</b>

### Precios de Transporte en el STI

El costo del transporte de energía en el MEM corresponde al valor aprobado del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado. Dicho costo es asignado a generadores y consumidores de acuerdo con la metodología establecida, y se divide en “ingreso tarifario” (relacionado con las pérdidas marginales de transmisión) y “peaje”. El ingreso tarifario está incluido en el precio de la energía en el nodo respectivo.

El peaje promedio anual en la gestión 2011 para los consumidores, fue de 3.173 US\$/kW-mes, 2.82% menor que en el 2010. Este valor incluye el peaje correspondiente a líneas de transmisión del sistema Larecaja y del sistema Sur, que no forman parte del Sistema Troncal de Interconexión.

### Precios Medios Monómicos

Los diferentes cargos señalados anteriormente, dan los valores medios monómicos del Cuadro 25:

CUADRO 25 PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS EN EL MERCADO SPOT (US\$/MWh) - 2011 (Sin IVA)

CONSUMIDOR	NODO	CARGO POR ENERGÍA	CARGO POR POTENCIA	CARGO POR PEAJE	TOTAL
CRE	VARIOS	18.13	15.63	6.64	40.40
ELECTROPAZ	VARIOS	19.36	15.38	6.53	41.27
ELFEC	VARIOS	18.52	16.10	6.81	41.43
ELFEO	VIN, CAT	19.01	15.35	6.32	40.68
SEPSA	VARIOS	20.16	16.13	6.18	42.47
CESSA	VARIOS	19.20	15.52	6.28	40.99
ENDE	VARIOS	20.64	19.11	7.65	47.40
EMIRSA	VIN 115	18.54	10.32	4.30	33.16
EMVINTO	VIN 69	18.61	10.50	4.29	33.40
COBOCE	COB	18.72	15.06	6.07	39.85
VHE para su contrato con EMSC	PUN	19.64	12.59	4.97	37.21
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	19.64	12.59	4.97	37.21
<b>TOTAL MEM</b>		<b>18.82</b>	<b>15.47</b>	<b>6.47</b>	<b>40.76</b>

## TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Durante la gestión 2011 se emitieron 17 Documentos de Transacciones Económicas correspondientes a las transacciones de cada mes, recálculo de transacciones y la reliquidación por potencia de punta. La valorización de las transacciones se realizó por energía a costos marginales de generación de 15 minutos, por potencia y reserva fría a precios de nodo y por peajes de generadores y de consumidores. Los registros de energía y potencia valorizados en las Transacciones Económicas corresponden al Sistema de Medición Comercial (SMEC).

### Ventas en el MEM

Las ventas totales en el MEM, por generación y transporte de energía eléctrica en el año 2011 ascienden a 270.0 Millones de US\$. (Sin IVA); el detalle de las mismas, se presenta en el Cuadro 26.

CUADRO 26 VENTAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2011

CONCEPTO	MILES US\$	PARTICIPACIÓN %
<b>Generación</b>		
Inyecciones de Energía	116,703	
Inyecciones de Potencia	94,906	
<b>Subtotal Ventas de Generadores</b>	<b>211,609</b>	<b>78</b>
<b>Transmisión</b>		
Peaje de Generadores	13,223	
Peaje de Consumidores	40,766	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	4,459	
<b>Subtotal Ventas de Transmisores</b>	<b>58,448</b>	<b>22</b>
<b>Total Venta</b>	<b>270,057</b>	<b>100</b>

Los contratos de compra – venta de energía durante el año 2011 fueron:

- Contrato de abastecimiento por el 25% del consumo de Minera San Cristóbal, con la Empresa Valle Hermoso.
- Contrato de abastecimiento por el 75% del consumo de Minera San Cristóbal, con la Empresa COBEE.

Los demás Agentes del MEM operaron en el mercado Spot de energía.

### Compras en el MEM

Las compras valorizadas por energía, potencia y peajes se indican en el Cuadro 27:

CUADRO 27 COMPRAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES US\$)-2011

CONCEPTO	CONSUMIDORES	GENERADORES (*)	TOTAL
Retiros de Energía	111,346	7,236	118,582
Retiros de Potencia	92,848	4,638	97,486
Peaje para Consumidores	38,934	1,832	40,766
<b>Subtotal compras por Consumos</b>	<b>243,128</b>	<b>13,706</b>	<b>256,834</b>
Peaje para Generadores		13,223	13,223
<b>Total Compras</b>	<b>243,128</b>	<b>26,929</b>	<b>270,057</b>

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

### Fondos de Estabilización

Los Fondos de Estabilización se originan en las diferencias de las recaudaciones por transacciones de energía y potencia a "Precios de Aplicación" sancionados por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y las transacciones con Precios Spot resultantes del despacho de carga. Al finalizar la gestión de 2011, el monto acumulado en el Fondo ascendió a 202.8 millones de Bs.

Las variaciones de los Fondos de Estabilización entre las gestiones 2010 y 2011, para los Agentes generadores y transmisores se presentan en el Cuadro 28, y las variaciones para las empresas de distribución en el Cuadro 29. Finalmente en el Gráfico 16, se observa la evolución histórica de los Fondos de Estabilización durante el periodo 2002 - 2011.

CUADRO 28 FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)

GENERADOR / TRANSMISOR	SALDO A DIC. 2010	VARIACIÓN EN 2011	SALDO A DIC. 2011
CORANI	30,531	7,321	37,852
EGSA	47,773	14,770	62,543
VHE	46,986	7,755	54,741
COBEE	(14,304)	8,708	-5,596
CECBB	16,813	4,787	21,600
ERESA	2,105	853	2,958
HB	4,622	3,389	8,011
SYNERGIA	701	272	973
GBE	2,200	343	2,543
SDB	72	44	116
ENDE ANDINA	8,714	5,144	13,858
TDE (Ingreso Tarifario)	1,690	560	2,251
ISA (Ingreso Tarifario)	532	190	722
ENDE (Ingreso Tarifario)	129	113	242
<b>Total</b>	<b>148,563</b>	<b>54,250</b>	<b>202,813</b>

Nota: Los valores positivos del cuadro anterior indican saldos a favor de los Agentes

CUADRO 29 FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)

DISTRIBUIDOR	SALDO A DIC. 2010	VARIACIÓN EN 2011	SALDO A DIC. 2011
CRE	8,600	(3,661)	4,939
ELECTROPAZ	53,499	22,247	75,746
ELFEC	100,625	12,526	113,151
ELFEO	11,896	14,047	25,944
SEPSA	(9,837)	2,520	(7,317)
CESSA	(16,220)	6,660	(9,560)
ENDE DIST.	-	(90)	(90)
<b>Total</b>	<b>148,563</b>	<b>54,250</b>	<b>202,813</b>

GRÁFICO 20  
FONDO DE ESTABILIZACIÓN ACUMULADO (M M Bs.) 2002 - 2011



## ESTADÍSTICAS DEL PERÍODO 1996 - 2011

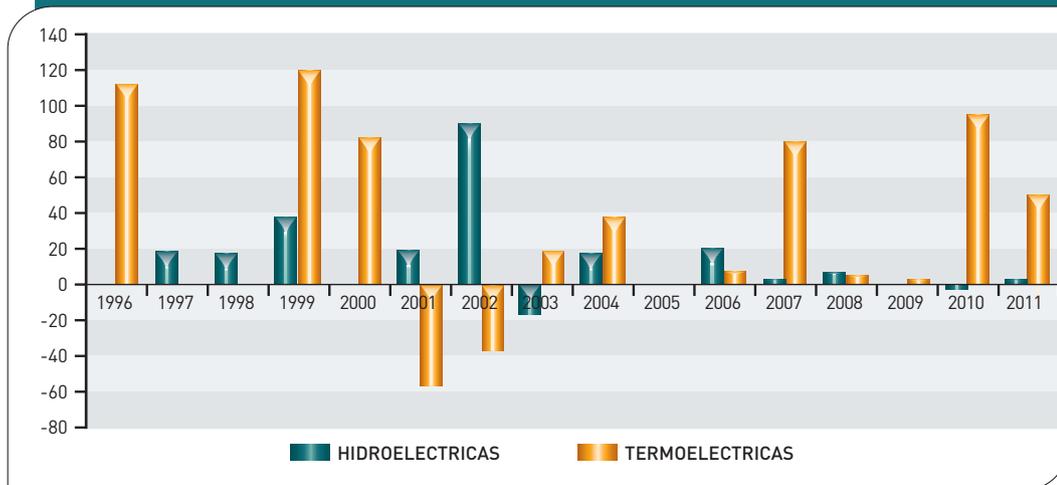
### CUADRO 30 CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 - 2011

ADICIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN					
AÑO	EMPRESA	TIPO	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD (MW)	
1996	VHE	Termo	CAR01, CAR02	111.9	
1997	COBEE	Hidro	TIQ, ZON, SRO03	18.3	
1998	COBEE	Hidro	CUT05, BOT03	16.2	
	HB	Hidro	CHJ01	0.9	
1999	EGSA	Termo	GCH09, GCH10	119.5	
	COBEE	Hidro	HUA01, HUA02	30.0	
	SYNERGIA	Hidro	KAN	7.5	
2000	CECBB	Termo	BUL01, BUL02	87.5	
2001	ERESA	Hidro	KIL03, LAN01, LAN03 (Se incorpora toda la Capacidad del Yura)	18.5	
2002	HB	Hidro	CHJ02, YAN	89.6	
2003	VHE	Termo	Incremento en la declaración de VHE	18.6	
2004	CORANI	Hidro	SIS05	17.1	
	VHE	Termo	Incremento en la declaración de VHE	37.1	
2006	EGSA	Termo	ARJ09, ARJ10, ARJ11 y ARJ12	7.1	
	COBEE	Hidro	SRO01, SRO02	19.6	
2007	EGSA	Termo	GCH11	63.3	
	GBE	Termo	GBE01	16.6	
	SDB	Hidro	QUE01, QUE02	1.9	
2008	CORANI	Hidro	COR01, COR02, COR03 (Repotenciamiento)	2.9	
	EGSA	Termo	ARJ13, ARJ14 y ARJ15	4.8	
	COBEE	Hidro	ANG03	3.0	
2009	COBEE	Termo	Incremento en Capacidad de KEN01 y KEN02	0.6	
	GBE	Termo	Repotenciamiento de GBE01	5.0	
2010	CORANI	Hidro	*Central Corani	0.9	
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	0.4	
	COBEE	Hidro	*Sistema Miguillas	0.2	
	EGSA	Termo	*Central Karachipampa	0.5	
	COBEE	Termo	*Central Kenko	0.1	
	VHE	Termo	*Central Valle Hermoso	0.1	
	ENDE ANDINA	Termo	Ingreso de la Central Entre Rios	107.1	
2011	SDB	Hidro	Ingreso de la Central Chiñata	0.3	
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	1.6	
	ENDE GENERACIÓN	Termo	** Ingreso de Centrales Moxos y Trinidad	27.7	
	VHE	Termo	**Ingreso de la unidad CAR03	24.5	
				<b>Hidro</b>	<b>228.9</b>
				<b>Termo</b>	<b>631.9</b>
REDUCCIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN					
AÑO	EMPRESA	TIPO	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD (MW)	
2000	EGSA	Termo	ARJ04, ARJ07	(5.4)	
2001	EGSA	Termo	GCH05	(19.2)	
	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(37.1)	
2002	EGSA	Termo	GCH03	(19.1)	
	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(18.6)	
2003	COBEE	Hidro	ACH, SRO	(16.5)	
2009	EGSA	Termo	GCH01	(2.9)	
	COBEE	Hidro	ANG01, ANG02, ANG03	(0.2)	
2010	CORANI	Hidro	*Central Santa Isabel	(2.1)	
	HB	Hidro	*Sistema Taquesi	(1.1)	
	SYNERGIA	Hidro	*Kanata	(0.1)	
	ERESA	Hidro	*Sistema Yura	(0.0)	
	EGSA	Termo	*Central Guaracachi	(3.3)	
	EGSA	Termo	*Central Santa Cruz	(1.0)	
	EGSA	Termo	*Central Aranjuez	(6.5)	
2011	VHE	Termo	*Central Carrasco	(2.1)	
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	(2.3)	
				<b>Hidro</b>	<b>(22.2)</b>
				<b>Termo</b>	<b>(115.1)</b>

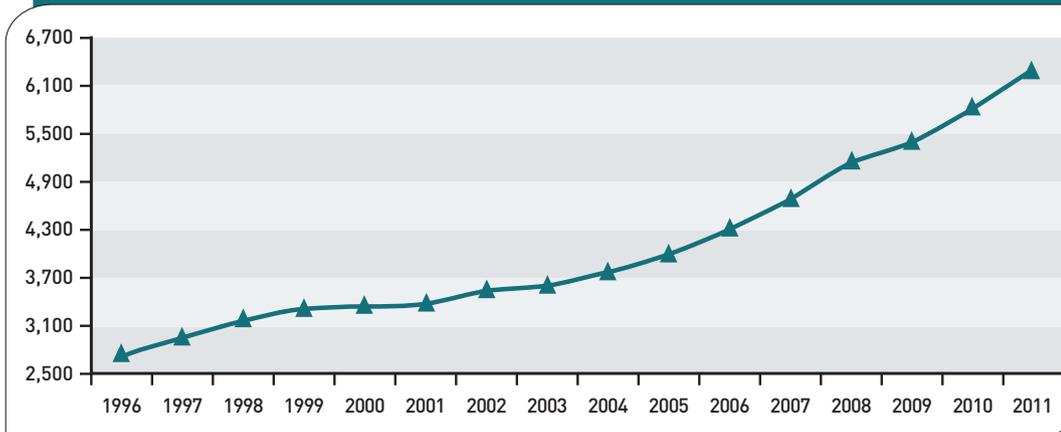
(\* ) Debido a la Medición de la Potencia Efectiva.

(\*\*) Debido a la aplicación de D.S. 934

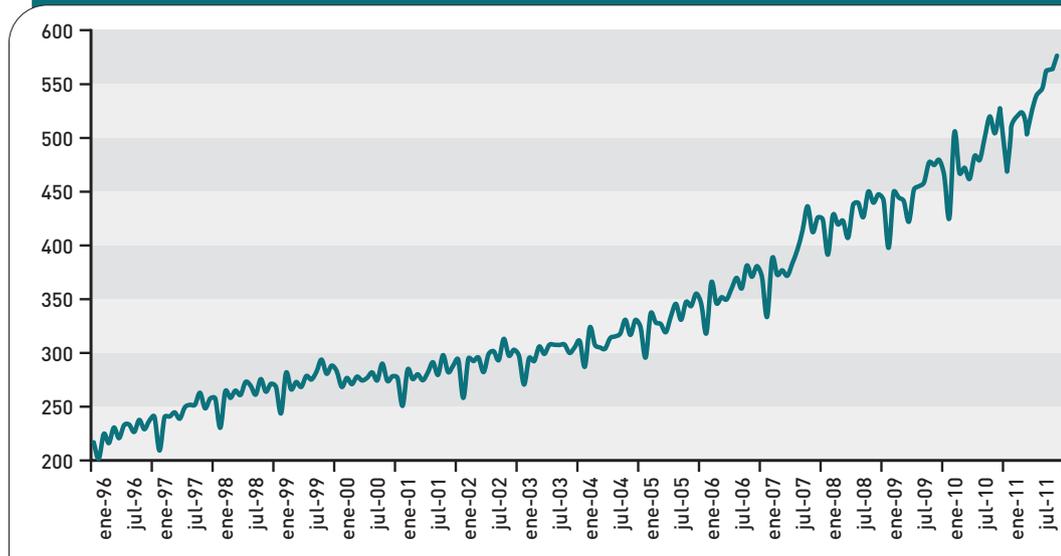
**GRÁFICO 21: CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR (MW) -1996 - 2011**



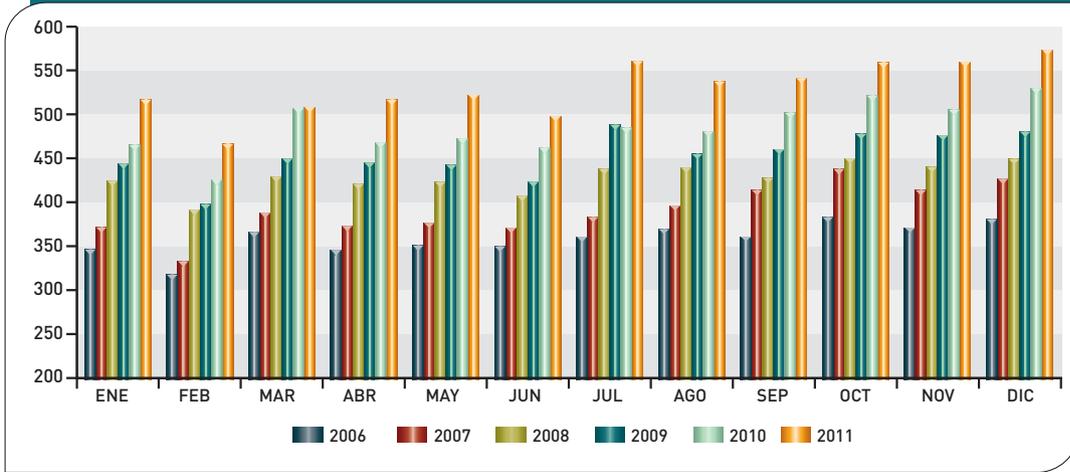
**GRÁFICO 22: DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA DEL SIN (MW) -1996 - 2011**



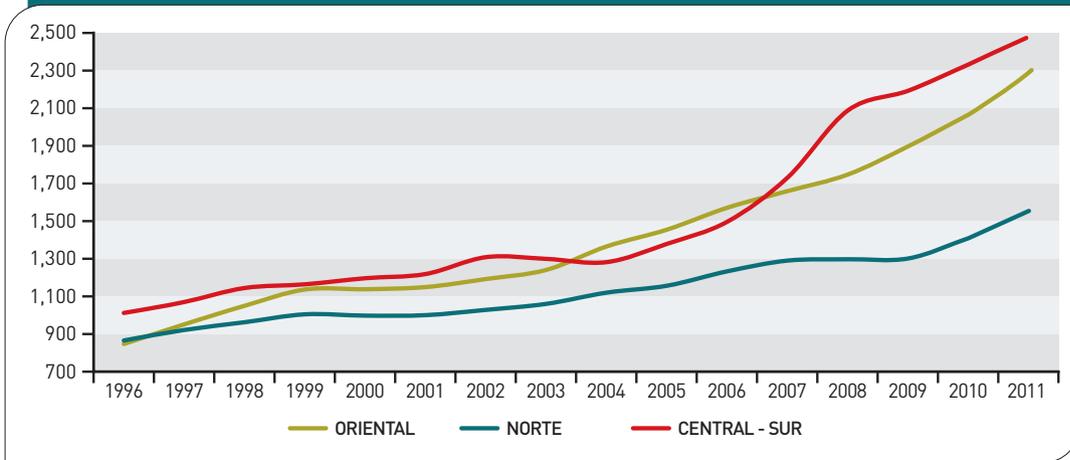
**GRÁFICO 23: CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 1996 - 2011**



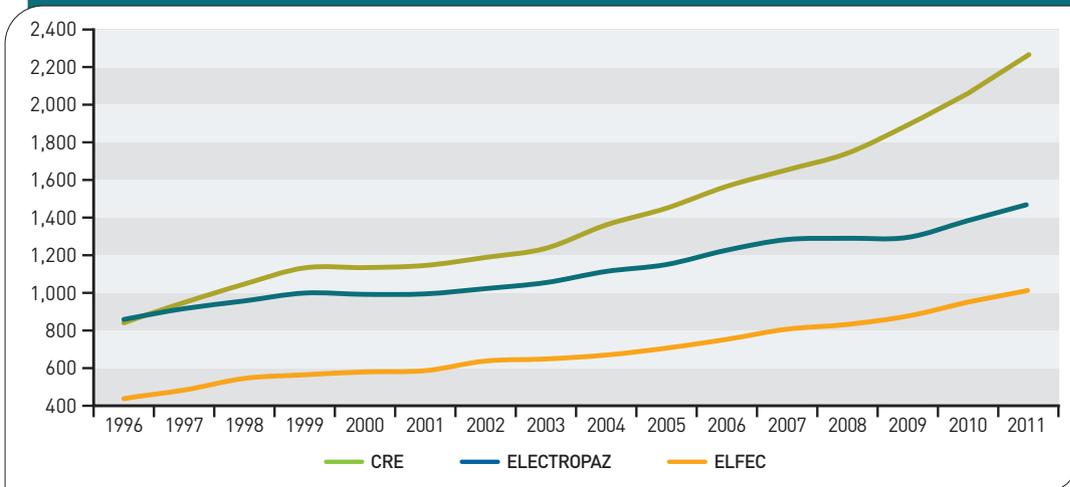
**GRÁFICO 24: CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 2006 - 2011**



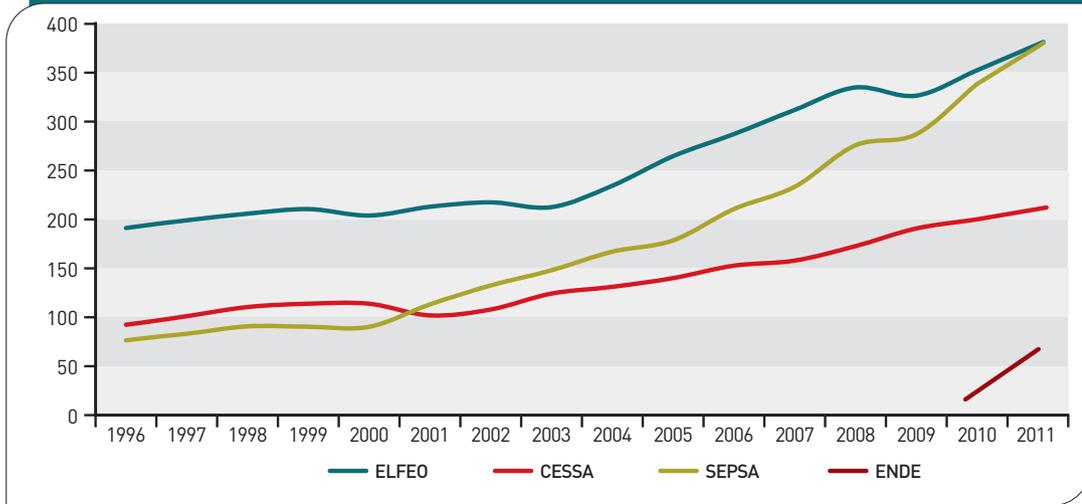
**GRÁFICO 25: DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS DEL SIN (GWh)**



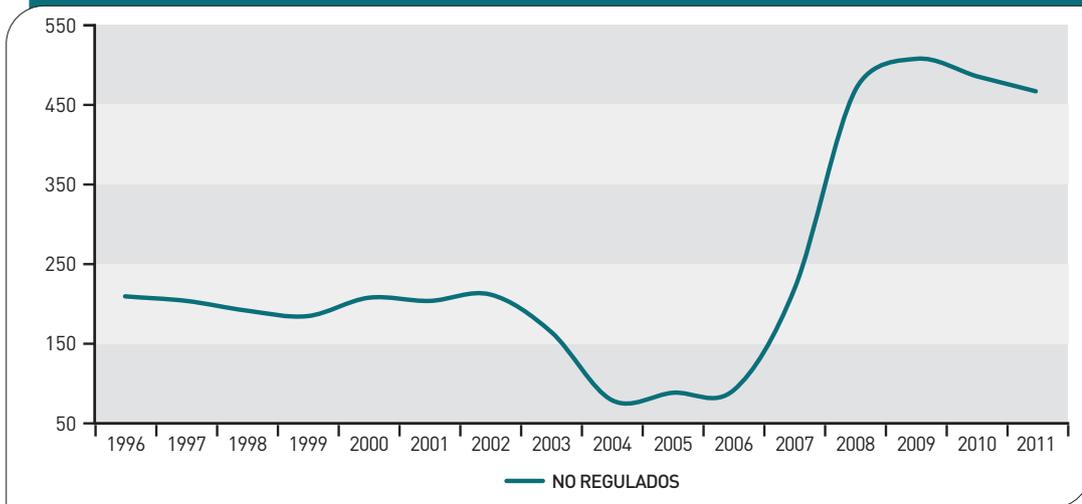
**GRÁFICO 26: DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)**



**GRÁFICO 27: DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)**



**GRÁFICO 28: DEMANDA DE CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL SIN (GWh)**

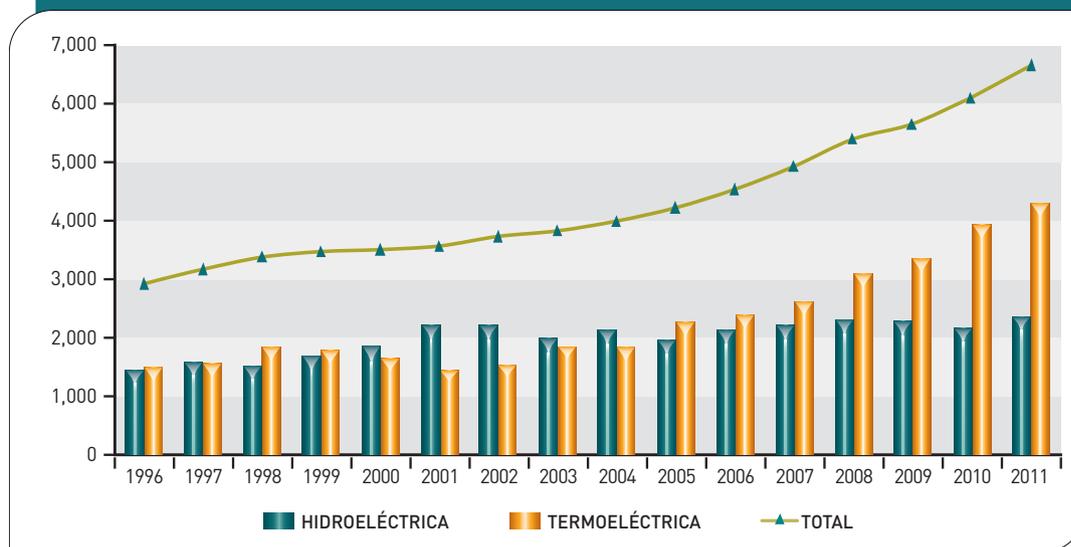


Ampliación Subestación Chimoré - TDE

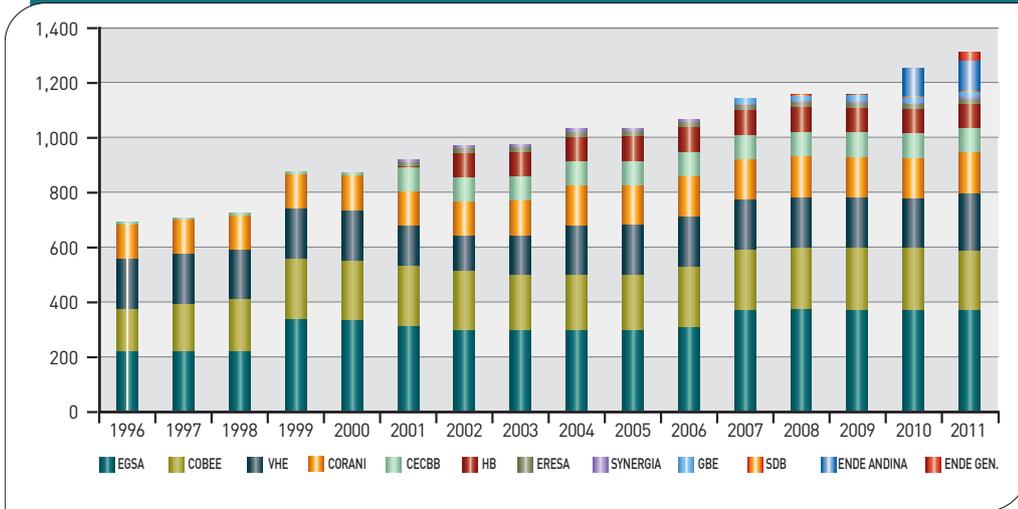
CUADRO 31 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AÑO	ENERGÍA GWh	POTENCIA MÁXIMA MW	INCREMENTO ANUAL	
			ENERGÍA %	POTENCIA %
1996	2,716.4	544.6		
1997	2,945.9	583.7	8.4	7.2
1998	3,159.8	622.7	7.3	6.7
1999	3,308.6	644.3	4.7	3.5
2000	3,335.5	644.9	0.8	0.1
2001	3,371.7	646.8	1.1	0.3
2002	3,532.2	674.3	4.8	4.2
2003	3,603.8	684.1	2.0	1.5
2004	3,771.0	704.8	4.6	3.0
2005	3,994.3	759.1	5.9	7.7
2006	4,305.8	813.1	7.8	7.1
2007	4,686.4	895.4	8.8	10.1
2008	5,138.0	898.7	9.6	0.4
2009	5,397.0	939.4	5.0	4.5
2010	5,814.0	1,009.4	7.7	7.4
2011	6,301.9	1,067.4	8.4	5.7

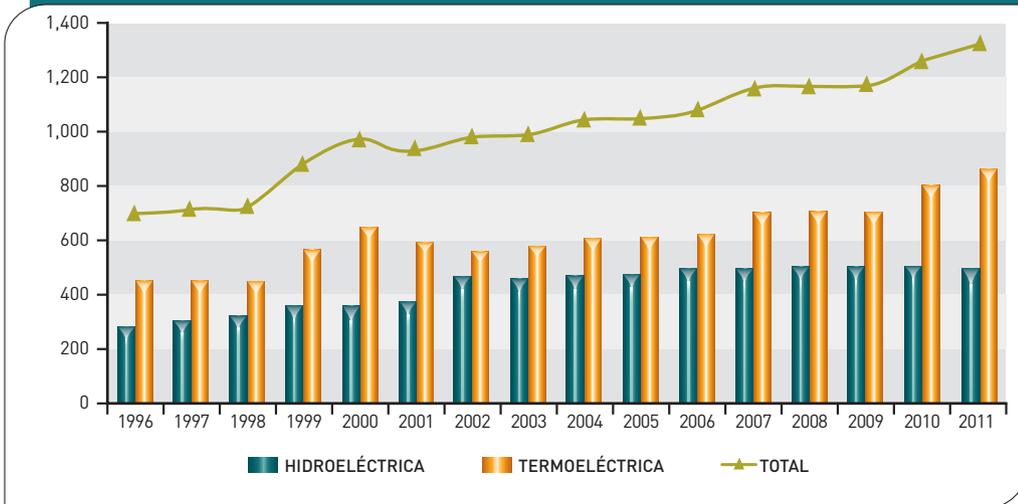
GRÁFICO 29: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (GWh)



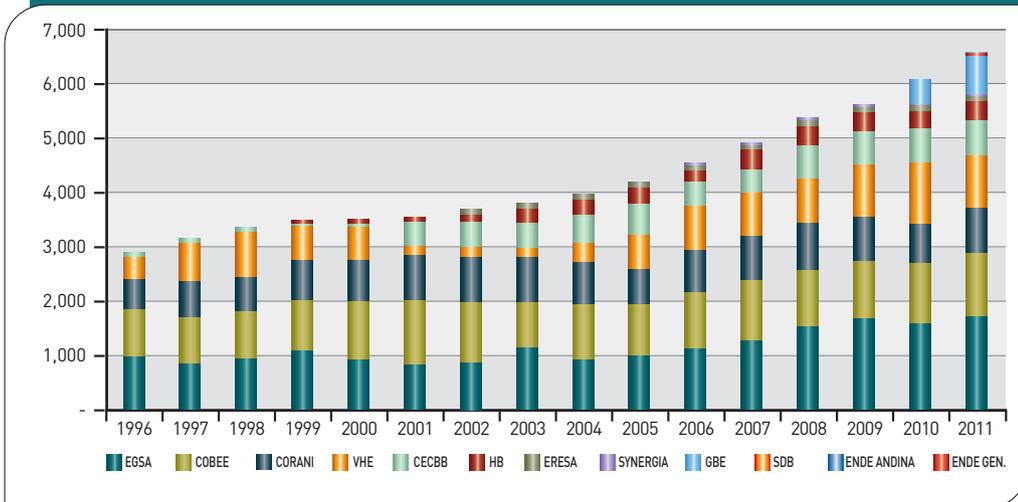
**GRÁFICO 30: PARTICIPACIÓN ANUAL DE CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA (MW)**



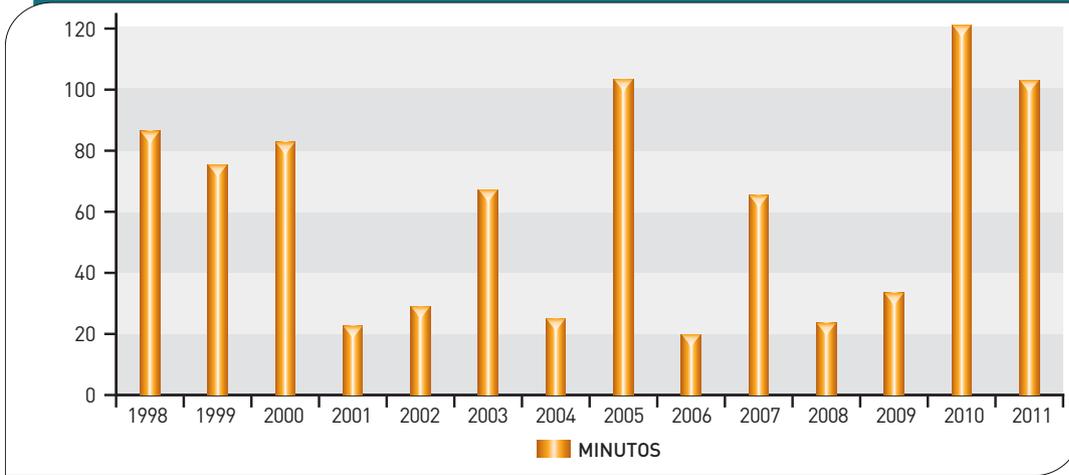
**GRÁFICO 31: CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)**



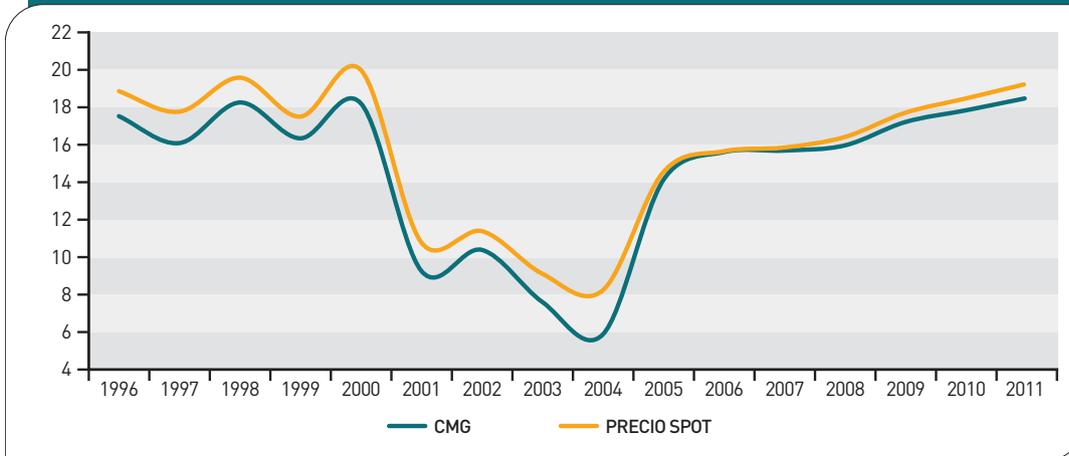
**GRÁFICO 32: PARTICIPACIÓN ANUAL DE GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA (GWh)**



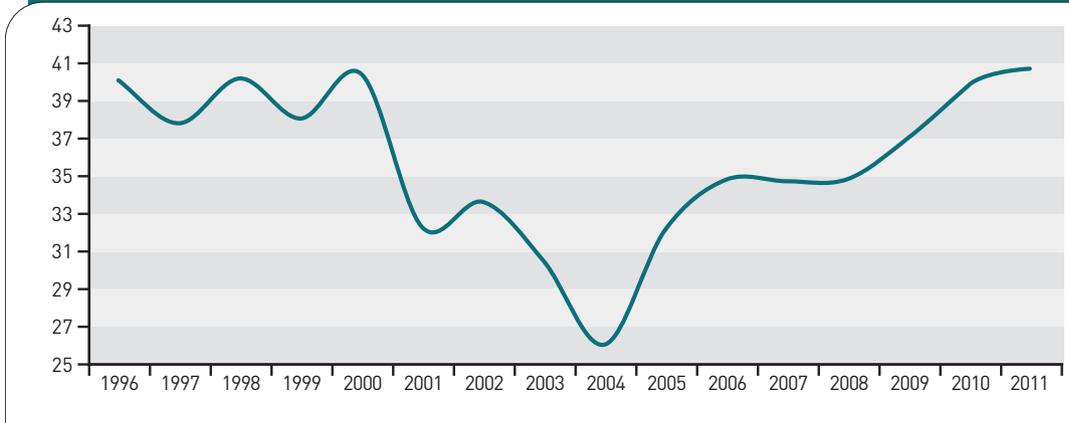
**GRÁFICO 33: TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (MINUTOS)**



**GRÁFICO 34: COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN Y PRECIOS SPOT DE ENERGÍA (US\$/MWh) (Sin IVA)**



**GRÁFICO 35: PRECIOS MONÓMICOS (US\$/MWh) (Sin IVA)**





**CNDC**

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



ANEXOS

# ÍNDICE

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2011	1
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2011	2
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2011	2
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2011	3
OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2011	3
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2011	4
INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2011	5
RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2011	5
POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2011	6
POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2011	7
CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW) MARTES 06 DE DICIEMBRE DE 2011	8
POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2011	9
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2011	10
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2011	11
POTENCIA DE PUNTA Y POTENCIA FIRME (MW) - AÑO 2011	12
FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AÑO 2011	13
RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACIÓN - AÑO 2011	14
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2011	16
PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2011	17
PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2011	18
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2011	19
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2011	19
CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS- PERIODO 2008 - 2011	19
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (Hm3)	20
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm3) - AÑO 2011	21
EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m3/s) - PERIODO 2002- 2011	22
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) PERIODO 1996 - 2011	22
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) PERIODO 1996 - 2011	22
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERIODO 1996 - 2011	23
DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERIODO 1996 - 2011	23
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERIODO 1996 - 2011	23
PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERIODO 1996 - 2011	24
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERIODO 1998 - 2011	24
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2011	24
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2011	24
COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN (PERIODO 1996 - 2011)	25
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERIODO 1996 - 2011	26
PRECIOS SPOT SIN IVA PERIODO 1996 - 2011	26
PRECIOS SEMESTRALES PERIODO 1996 - 2011	26
LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERIODO 1996 - 2011	27
AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2011	28
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	29

## CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2011

AGENTE	CENTRAL	NÚMERO	CAPACIDAD	AGENTE	CENTRAL	UNIDAD	CAPACIDAD	AGENTE	CENTRAL	UNIDAD	CAPACIDAD
CORANI	CORANI	4	57.62	EGSA	GUARACACHI (25° C)	GCH01	18.78	ENDE GEN.	MOXOS (25° C)	MOA02	1.10
CORANI	SANTA ISABEL	5	91.11			GCH02	17.77			MOA05	1.10
Subtotal		9	148.73			GCH04	20.12			MOA06	1.10
COBEE	ZONGO	1	11.04			GCH06	20.89			MOA07	0.80
	TIQUIMANI	1	9.72			GCH09	63.39			MOA08	1.00
	BOTULACA	3	6.81	GCH10	63.39	MOA10	0.60				
COBEE	CUTICUCHO	5	22.97	GCH11	63.39	MOA11	0.50				
	SANTA ROSA BC	1	6.90	Subtotal	267.73	MOA12	1.30				
COBEE	SANTA ROSA AC	1	10.69	SCZ01	20.94	MOA14	1.30				
	SAINANI	1	10.50	SCZ02	21.37	MOA15	1.30				
COBEE	CHURURAUQUI	2	25.39	ARJ01	2.70	MOA16	1.30				
	HARCA	2	25.85	ARJ02	2.24	MOA17	1.30				
COBEE	CAHUA	2	28.02	ARJ03	2.62	Subtotal	12.70				
	HUAJI	2	30.15	ARJ08	18.39	MOS01	1.43				
Subtotal		21	188.04	ARJ09	1.49	MOS02	1.43				
COBEE	MIGUILLA	2	2.55	ARJ10	1.49	MOS03	1.43				
	ANGOSTURA	3	6.23	ARJ11	1.49	MOS04	1.43				
COBEE	CHOQUETANGA	3	6.20	ARJ12	1.60	MOS05	1.43				
	CARABUCO	1	6.13	ARJ13	1.55	MOS06	1.43				
Subtotal		9	21.11	ARJ14	1.51	MOS07	1.43				
HB	CHOLLILLA	1	38.40	ARJ15	1.60	MOS08	1.43				
	YANACACHI	1	50.00	Subtotal	36.68	MOS09	1.43				
Subtotal		2	0.87	Subtotal		MOS10	1.43				
Subtotal		4	89.27	Subtotal		MOS11	1.43				
SYNERGIA	KANATA	1	7.54	Subtotal		MOS12	1.43				
				Subtotal		MOS13	1.43				
RIO ELÉCTRICO	KILPANI	3	11.49	Subtotal		MOS14	1.43				
	LANDARA	3	5.15	EGSA	KARACHIPAMPA (9° C)	KAR01	14.44				
Subtotal	PUNUTUMA	1	2.40	COBEE	KENKO (10° C)	KEN01	9.35				
		7	19.04	Subtotal		KEN02	9.35				
SDB	QUEHATA	2	1.96	Subtotal		VHE01	18.70				
	CHINATA	1	0.32	VHE	VALLE HERMOSO (18° C)	VHE02	18.81				
Subtotal		3	2.28	Subtotal		VHE03	18.32				
TOTAL				Subtotal		VHE04	18.63				
				Subtotal		CAR01	74.28				
				VHE	CARRASCO (25° C)	CAR01	54.02				
				Subtotal		CAR02	55.77				
				Subtotal		Subtotal	109.79				
				CEBB	BULO BULO (25° C)	BUL01	44.82				
				Subtotal		BUL02	44.82				
				Subtotal		ERIO1	89.64				
				ENDE ANDINA	ENTRE RIOS (25° C)	ERIO2	26.75				
				Subtotal		ERIO3	26.42				
				Subtotal		ERIO4	26.84				
				Subtotal		Subtotal	107.13				
				GBE	GUABIRA (Vapor)	GBE01	21.00				
				TOTAL		TOTAL	781.70				
						Subtotal	36				
						Capacidad reconocida Sistema Trinidad	27.66				
						C.CARRASCO (25° C)	24.45				
						TOTAL D.S. 934	35				
							52.11				

CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN A FINES DEL 2011: 1,309.81 MW

## EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2011

Empresas de Transmisión	TENSIÓN (KV)	Longitud (Km)
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD	230	958.2
	115	879.8
	69	185.3
ISA BOLIVIA	230	587.0
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	115	397.6
<b>TOTAL STI</b>		<b>3,007.9</b>

## OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2011

TENSIÓN	EMPRESA	TRAMO	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MW)	LONGITUD (KM)	
230 kV	TDE	Carrasco - Chimoré	RAIL	130.0	75.3	
		Carrasco - Guaracachi	RAIL	130.0	179.0	
		Carrasco - Santiváñez	RAIL	130.0	225.6	
		Chimoré - San José	RAIL	130.0	78.8	
		Mazocruz - Vinto Capacitor	RAIL	130.0	193.4	
		San José - Valle Hermoso	RAIL	130.0	59.6	
		Santiváñez - Vinto	RAIL	130.0	123.7	
	ISABOL	Valle Hermoso - Santiváñez	RAIL	130.0	22.7	
		Arboleda - Urubó	ACARD	142.5	62.0	
		Carrasco - Arboleda	ACARD	142.5	102.0	
		Santiváñez - Sucre	RAIL	142.5	246.0	
		Sucre - Punutuma	DRAKE	142.5	177.0	
		<b>Subto tal</b>				<b>1,545.2</b>
115 kV	TDE	Arocagua - Santa Isabel	IBIS	74.0	45.6	
		Arocagua - Valle Hermoso	IBIS	74.0	5.4	
		Caranavi - Chuspipata	IBIS	32.0	63.9	
		Catavi - Ocuri	IBIS	74.0	97.8	
		Catavi - Sacaca	IBIS	74.0	43.4	
		Catavi - Vinto	IBIS	74.0	76.7	
		Chuspipata - Tap Chuquiaguillo	IBIS	90.0	42.1	
		Corani - Santa Isabel	IBIS	74.0	6.4	
		Corani - Valle Hermoso	IBIS	74.0	43.5	
		Kenko - Senkata	IBIS	74.0	6.3	
		Kenko - Senkata	IBIS	74.0	8.0	
		Ocuri - Potosí	IBIS	74.0	84.4	
		Punutuma - Atocha	IBIS	18.0	104.4	
		Santa Isabel - San José	IBIS	74.0	8.9	
		Senkata - Mazocruz	RAIL	130.0	7.8	
		Tap Coboce - Sacaca	IBIS	74.0	41.9	
		Tap Coboce - Valle Hermoso	IBIS	74.0	45.5	
		Valle Hermoso - Vinto	IBIS	74.0	148.0	
		ENDE	Bologna - Cota Cota	IBIS	90.0	5.1
	Bologna - Tap Bahai		IBIS	90.0	2.3	
	Caranavi - Yucumo		IBIS	33.0	104.5	
	Cota Cota - Kenko		IBIS	90.0	15.7	
	Pampahasi - Tap Bahai		ARVIDAL	90.0	2.2	
	Pampahasi - Tap Chuquiaguillo		ARVIDAL	90.0	4.1	
	San Borja - San Ignacio de Moxos		IBIS	33.0	138.5	
	San Ignacio de Moxos - Trinidad		IBIS	33.0	84.8	
	Yucumo - San Borja		IBIS	33.0	40.4	
			<b>Subtotal</b>			<b>1,277.4</b>
	69 kV		TDE	Aranjuez - Mariaca	PARTRIDGE	22.0
		Aranjuez - Sucre		IBIS	42.0	12.0
Don Diego - Karachipampa		PARTRIDGE		22.0	16.0	
Don Diego - Mariaca		PARTRIDGE		22.0	31.2	
Karachipampa - Potosí		PARTRIDGE		23.0	10.0	
Potosí - Punutuma		IBIS	30.0	73.2		
	<b>Subtotal</b>			<b>185.3</b>		

## OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2011

TIPO	EMPRESA	SUBESTACIÓN	MVA
Transformadores 230/115 kV	TDE	Mazocruz (*)	3 x 50
		San José (*)	3 x 25
		Valle Hermoso (*)	3 x 50
		Vinto (*)	3 x 33.3
	ISA	Arboleda (*)	3 x 33.3
<b>Subtotal</b>			<b>575.0</b>
Transformadores 230/69 kV	TDE	Guaracachi (*)	6 x 25
	ISA	Punutuma (*)	3 x 20
		Sucre (*)	3 x 20
		Urubó (*)	3 x 50
<b>Subtotal</b>			<b>420.0</b>
Transformadores 115/69 kV	TDE	Atocha	25,0
		Catavi	25,0
		Potosí	50,0
		Punutuma	50,0
		Vinto	2 x 25
<b>Subtotal</b>			<b>200.0</b>

(\*) Unidades Monofásicas

## OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2011

TIPO	EMPRESA	SUBESTACIÓN	TENSIÓN kV	MVar
Capacitores en derivación	TDE	Aranjuez	69	7.2
		Atocha	69	7.2
		Catavi	69	7.2
		Kenko	69	12.0
		Kenko	115	12.0
		Potosí	69	1 x 7.2 + 1 x 12.0
		Vinto	69	1 x 7.2 + 1 x 6.6
		Vinto	115	2 x 12.0
<b>TOTAL</b>				<b>102.6</b>
Capacitor serie	TDE	Vinto	230	54.9
	<b>TOTAL</b>			<b>54.9</b>
Reactores de línea	TDE	Carrasco	230	12.0
		Guaracachi	230	21.0
		San José	230	21.0
		Santiváñez	230	1 x 15.6 + 1 x 12
		Vinto	230	21.0
	ENDE	San Ignacio de Moxos	115	9.0
	ISA	Punutuma	230	2 x 12
		Sucre	230	2 x 12
		Urubó	230	12.0
<b>TOTAL</b>				<b>171.6</b>

## PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2011

EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
<b>Hidroeléctrica</b>													
Zongo	109,950	105,126	117,881	112,314	80,798	52,359	48,250	45,357	58,761	75,086	87,042	97,093	990,016
Corani	17,176	58,395	93,276	81,126	60,656	60,226	58,959	65,435	75,400	74,757	79,217	70,680	795,304
Taqesi	50,894	48,742	56,192	37,451	19,036	10,153	11,093	9,573	13,517	21,783	13,804	41,488	333,725
Miguilltas	8,261	11,822	13,446	9,505	7,644	8,308	6,376	8,764	8,137	9,480	8,975	7,828	108,546
Yura	5,590	6,059	8,723	7,129	6,736	4,036	6,277	5,485	5,430	5,936	5,698	6,124	73,223
Kanata	892	3,576	3,298	1,670	1,156	1,059	1,038	1,217	1,369	1,318	1,324	1,371	19,289
Quehata	542	435	602	725	693	80	0	49	193	235	296	204	4,054
<b>SubTotal</b>	<b>193,305</b>	<b>234,154</b>	<b>293,418</b>	<b>249,922</b>	<b>176,720</b>	<b>136,220</b>	<b>131,994</b>	<b>135,880</b>	<b>162,807</b>	<b>188,596</b>	<b>196,355</b>	<b>224,787</b>	<b>2,324,157</b>
<b>Termoeléctrica</b>													
Guaracachi	111,209	71,770	76,987	88,304	127,381	124,398	115,131	113,575	117,835	105,657	106,999	103,351	1,262,598
Santa Cruz	11,915	6,171	4,092	5,669	17,021	20,285	22,234	22,937	21,763	20,965	21,038	14,417	188,509
Bulo Bulo	56,935	50,725	53,058	53,988	51,788	54,798	56,755	58,346	54,603	53,179	53,502	55,562	653,239
Carrasco	61,858	43,291	31,231	47,689	35,196	35,482	58,362	68,564	51,582	55,194	64,585	63,951	616,986
Aranjuez - TG	11,252	8,894	9,529	10,047	11,903	11,633	12,090	12,467	11,634	11,147	10,484	11,158	132,237
Aranjuez - MG	2,790	2,345	2,819	2,689	1,178	4,589	5,329	5,379	4,202	4,636	5,359	4,902	46,216
Karachipampa	4,097	4,537	3,718	3,999	7,909	7,827	8,004	7,909	7,751	7,839	7,962	7,989	79,541
Kenko	6,533	2,890	588	2,998	10,431	12,766	13,352	13,677	11,967	10,390	8,309	7,121	101,023
Valle Hermoso	23,618	12,133	8,315	15,004	40,538	45,017	37,239	43,150	42,988	39,663	36,134	31,707	375,505
Aranjuez - DF	1,663	435	210	492	785	856	1,454	1,886	1,162	1,244	1,199	661	11,848
Guabirá	0	0	0	0	1,226	10,245	12,669	12,164	11,647	11,837	4,253	0	64,041
Entre Rios	56,664	52,821	48,201	59,568	61,942	57,437	70,571	69,901	66,334	66,652	60,141	68,098	738,330
Moxos	0	0	0	0	0	0	0	0	797	5,378	5,358	5,122	16,654
Trinidad	0	0	0	0	0	0	0	0	27	160	232	120	539
<b>SubTotal</b>	<b>348,537</b>	<b>256,012</b>	<b>238,747</b>	<b>290,448</b>	<b>367,298</b>	<b>385,333</b>	<b>413,188</b>	<b>429,755</b>	<b>404,293</b>	<b>393,941</b>	<b>385,555</b>	<b>374,159</b>	<b>4,287,266</b>
<b>TOTAL</b>	<b>541,843</b>	<b>490,165</b>	<b>532,165</b>	<b>540,369</b>	<b>544,018</b>	<b>521,553</b>	<b>545,182</b>	<b>565,635</b>	<b>567,099</b>	<b>582,537</b>	<b>581,910</b>	<b>598,946</b>	<b>6,611,423</b>
Mas: Generación Trinidad (Local)	1,537	1,624	1,100	916	940	390	1,165	905	477	-	-	-	9,054
Mas: Generación San Ignacio de Moxos (Local)	-	-	-	-	-	-	97	-	-	-	-	-	97
Mas: Generación San Borja (Local)	190	28	13	3	-	2	9	3	-	-	-	-	248
Mas: Generación Yucumo (Local)	20	3	4	0	-	0	2	0	0	2	-	0	33
Menos: Generación Trinidad (Local)	(1,537)	(1,624)	(1,100)	(916)	(940)	(390)	(1,165)	(905)	(477)	-	-	-	(9,054)
Menos: Generación San Ignacio de Moxos (Local)	-	-	-	-	-	-	(97)	-	-	-	-	-	(97)
Menos: Generación San Borja (Local)	(190)	(28)	(13)	(3)	-	(2)	(9)	(3)	-	-	-	-	(248)
Menos: Generación Yucumo (Local)	(20)	(3)	(4)	(0)	-	(0)	(2)	(0)	(0)	(2)	-	(0)	(33)
<b>TOTAL GENERACIÓN BRUTA</b>	<b>541,843</b>	<b>490,165</b>	<b>532,165</b>	<b>540,369</b>	<b>544,018</b>	<b>521,553</b>	<b>545,182</b>	<b>565,635</b>	<b>567,099</b>	<b>582,537</b>	<b>581,910</b>	<b>598,946</b>	<b>6,611,423</b>

## INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2011

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GCH	107,723	69,814	74,628	85,682	123,947	122,041	113,927	113,698	121,810	111,609	112,723	105,781	1,263,382
SANTA CRUZ	GCH	11,852	6,008	3,962	5,511	16,681	18,620	19,723	19,611	14,648	11,180	11,905	8,557	148,258
ARANJUEZ	ARJ	15,315	11,355	12,245	12,869	13,639	16,652	18,409	19,049	16,581	16,599	16,640	16,322	185,674
KARACHIPAMPA	KAR	4,054	4,494	3,687	3,945	7,837	7,760	7,930	7,838	7,718	7,781	7,890	7,926	78,858
<b>TOTAL GUARACACHI</b>		<b>138,944</b>	<b>91,672</b>	<b>94,521</b>	<b>108,007</b>	<b>162,103</b>	<b>165,072</b>	<b>159,988</b>	<b>160,196</b>	<b>160,757</b>	<b>147,168</b>	<b>149,158</b>	<b>138,586</b>	<b>1,676,172</b>
ZONGO	KEN	99,004	85,816	96,550	86,916	60,399	38,409	36,270	33,752	43,911	58,862	64,228	79,307	783,425
KENKO	KEN	6,378	2,797	535	2,900	10,171	12,460	13,035	13,357	11,684	10,153	8,115	6,948	98,533
TAP CHUQUIAGUILLO	TCH	5,744	13,589	14,922	18,937	15,692	10,780	9,116	8,823	11,396	12,192	17,709	12,677	151,577
MIGUILLAS	VIN	7,951	11,373	12,929	9,170	7,344	7,987	6,103	8,405	7,798	9,103	8,610	7,510	104,282
<b>TOTAL COBEE</b>		<b>119,077</b>	<b>113,574</b>	<b>124,937</b>	<b>117,923</b>	<b>93,606</b>	<b>69,636</b>	<b>64,524</b>	<b>64,336</b>	<b>74,789</b>	<b>90,310</b>	<b>98,663</b>	<b>106,442</b>	<b>1,137,817</b>
CORANI	COR	4,525	19,483	36,467	32,763	24,968	25,042	24,468	27,385	31,457	30,372	31,959	27,960	316,848
SANTA ISABEL	SIS	12,536	38,806	56,687	48,251	35,571	35,067	34,369	37,930	43,826	44,267	47,145	42,603	477,059
<b>TOTAL CORANI</b>		<b>17,061</b>	<b>58,289</b>	<b>93,155</b>	<b>81,013</b>	<b>60,540</b>	<b>60,109</b>	<b>58,838</b>	<b>65,315</b>	<b>75,282</b>	<b>74,639</b>	<b>79,104</b>	<b>70,562</b>	<b>793,907</b>
CARRASCO	CAR	61,095	42,227	31,212	46,547	34,410	34,736	58,313	67,107	51,200	59,135	62,918	62,007	610,907
C. CARRASCO (*)	CAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,883	3,397	7,281
VALLE HERMOSO	VHE	23,081	11,787	5,945	14,603	39,698	44,079	36,412	42,020	41,251	33,534	31,551	27,566	351,527
<b>TOTAL V. HERMOSO</b>		<b>84,175</b>	<b>54,014</b>	<b>37,156</b>	<b>61,151</b>	<b>74,108</b>	<b>78,815</b>	<b>94,724</b>	<b>109,128</b>	<b>92,452</b>	<b>92,670</b>	<b>98,352</b>	<b>92,970</b>	<b>969,714</b>
<b>BULO-BULO</b>	<b>CAR</b>	<b>54,613</b>	<b>48,733</b>	<b>52,178</b>	<b>51,928</b>	<b>50,029</b>	<b>53,161</b>	<b>55,145</b>	<b>56,550</b>	<b>52,766</b>	<b>51,166</b>	<b>51,351</b>	<b>53,475</b>	<b>631,094</b>
TAQUESI	CHS	49,678	47,559	54,872	36,511	18,462	9,707	10,623	9,074	12,974	21,113	13,299	40,404	324,278
YURA	PUN	5,320	5,779	8,349	6,807	6,450	3,753	5,976	5,197	5,138	5,629	5,411	5,831	69,640
KANATA	ARO	867	3,477	3,206	1,622	1,120	1,026	1,007	1,182	1,332	1,280	1,286	1,332	18,738
GUABIRÁ	ARB	0	0	0	0	1,175	10,063	12,464	11,963	11,449	11,635	4,162	0	62,910
<b>TOTAL QUEHATA</b>	<b>VIN</b>	<b>528</b>	<b>424</b>	<b>584</b>	<b>703</b>	<b>672</b>	<b>74</b>	<b>0</b>	<b>42</b>	<b>184</b>	<b>223</b>	<b>282</b>	<b>192</b>	<b>3,907</b>
ENTRE RÍOS	CAR	55,827	52,032	47,552	58,695	60,987	56,611	69,745	68,926	65,402	65,879	59,765	67,406	728,827
MOXOS (*)	TRI	0	0	0	0	0	0	0	0	755	5,125	5,103	4,866	15,849
TRINIDAD (*)	TRI	0	0	0	0	0	0	0	0	28	156	227	115	526
<b>TOTAL ENDE GEN.</b>		<b>0</b>	<b>783</b>	<b>5,281</b>	<b>5,330</b>	<b>4,980</b>	<b>16,375</b>							
<b>TOTAL INYECCIONES</b>		<b>526,091</b>	<b>475,554</b>	<b>516,511</b>	<b>524,361</b>	<b>529,251</b>	<b>508,027</b>	<b>533,034</b>	<b>551,908</b>	<b>553,306</b>	<b>566,994</b>	<b>566,164</b>	<b>582,180</b>	<b>6,433,380</b>

## RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2011

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE	GCH	151,893	120,089	134,888	138,935	150,112	143,698	144,261	150,761	157,886	158,378	169,816	163,606	1,784,324
CRE	URU	23,988	33,824	37,862	34,027	10,614	6,767	11,418	17,376	21,158	29,496	26,419	34,830	287,779
CRE	ARB	17,094	15,353	18,799	20,046	18,319	15,490	16,321	17,439	18,357	20,784	19,479	20,887	218,368
<b>Total CRE</b>		<b>192,975</b>	<b>169,266</b>	<b>191,549</b>	<b>193,009</b>	<b>179,045</b>	<b>165,954</b>	<b>172,000</b>	<b>185,576</b>	<b>197,402</b>	<b>208,658</b>	<b>215,713</b>	<b>219,323</b>	<b>2,290,470</b>
KENKO	KEN	89,188	83,255	90,769	89,503	94,416	91,657	95,922	97,175	93,839	96,224	92,137	95,520	1,109,605
COTA COTA	COT	7,281	7,045	7,238	7,211	7,962	7,943	8,357	8,260	7,709	8,305	7,952	8,343	93,607
BOLOGNIA	BOL	8,892	8,481	8,806	8,598	9,308	9,273	9,705	9,544	8,833	8,472	8,421	8,619	106,952
TAP BAHAI	TBA	6,172	5,990	6,639	6,432	6,773	6,725	6,968	6,936	6,592	6,695	6,433	6,518	78,873
PAMPAHASI	PAM	3,877	3,609	4,255	4,143	4,452	4,356	4,466	4,395	4,246	4,330	3,921	4,041	50,090
CHUSPIPATA	CHS	1,011	874	965	1,017	1,051	1,062	1,105	1,102	1,054	1,102	1,121	1,149	12,613
CARANAVI	CRN	1,756	1,629	1,963	1,992	2,061	2,030	2,169	2,216	2,176	2,245	2,271	2,320	24,826
<b>TOTAL ELECTROPAZ</b>		<b>118,177</b>	<b>110,884</b>	<b>120,634</b>	<b>118,895</b>	<b>126,023</b>	<b>123,046</b>	<b>128,691</b>	<b>129,628</b>	<b>124,449</b>	<b>127,373</b>	<b>122,257</b>	<b>126,510</b>	<b>1,476,568</b>
ELFEC	ARO	57,873	52,628	57,752	57,125	59,743	58,767	60,593	61,762	61,401	65,169	63,433	64,046	720,293
ELFEC	VHE	19,325	17,125	19,274	19,167	20,029	19,474	20,571	20,728	20,270	19,972	18,778	19,070	233,781
ELFEC	CBC	838	781	893	877	936	918	1,051	1,079	1,052	1,116	1,054	997	11,592
ELFEC	CHI	3,449	3,178	3,647	3,651	3,588	3,399	3,552	3,776	3,842	4,113	4,124	4,168	44,877
<b>Total ELFEC</b>		<b>81,485</b>	<b>73,713</b>	<b>81,565</b>	<b>80,820</b>	<b>84,296</b>	<b>82,558</b>	<b>85,766</b>	<b>87,346</b>	<b>86,565</b>	<b>90,369</b>	<b>87,388</b>	<b>88,281</b>	<b>1,010,152</b>
ELFEO	VIN69	23,697	22,836	23,931	23,598	24,246	23,152	23,824	23,479	23,368	24,511	23,080	24,723	284,806
ELFEO	CAT	6,623	6,100	6,248	7,081	8,456	9,227	9,797	9,346	9,434	8,734	8,145	8,298	97,429
<b>Total ELFEO</b>		<b>30,320</b>	<b>28,936</b>	<b>30,179</b>	<b>31,039</b>	<b>32,701</b>	<b>32,380</b>	<b>33,622</b>	<b>32,826</b>	<b>32,802</b>	<b>33,246</b>	<b>31,224</b>	<b>32,960</b>	<b>382,235</b>
SEPSA	OCU	282	241	277	286	337	326	330	328	318	324	311	330	3,689
SEPSA	POT	18,795	17,475	19,192	19,938	20,569	19,752	21,711	21,460	21,375	20,222	20,839	22,307	243,634
SEPSA	PUN	2,852	2,779	2,987	3,024	3,316	3,347	3,456	3,249	3,287	3,054	3,022	2,983	37,353
SEPSA	ATO	4,497	4,779	5,263	5,416	5,715	5,734	5,839	5,796	5,806	5,834	5,359	5,544	65,582
SEPSA	DDI	2,178	2,045	2,269	2,554	2,631	2,426	2,640	2,553	2,613	2,656	2,498	2,506	29,568
SEPSA	SAC	149	152	185	196	211	218	221	235	213	223	209	198	2,410
SEPSA	KAR	8	11	15	20	26	29	27	24	30	30	29	30	279
SEPSA	PUN	49	39	57	60	74	79	79	94	86	82	81	78	858
<b>Total SEPSA</b>		<b>28,810</b>	<b>27,521</b>	<b>30,244</b>	<b>31,494</b>	<b>32,880</b>	<b>31,911</b>	<b>34,303</b>	<b>33,739</b>	<b>33,727</b>	<b>32,423</b>	<b>32,348</b>	<b>33,975</b>	<b>383,375</b>
CESSA	ARJ	11,400	10,518	11,816	11,786	12,215	11,943	12,114	12,326	11,921	12,409	12,021	12,179	142,649
CESSA	MAR	19	18	18	18	22	19	19	18	18	16	19	20	224
CESSA	SUC	4,983	6,138	6,785	5,012	4,378	6,668	6,332	5,790	6,280	6,578	6,996	6,541	72,481
<b>Total CESSA</b>		<b>16,402</b>	<b>16,675</b>	<b>18,620</b>	<b>16,816</b>	<b>16,614</b>	<b>18,630</b>	<b>18,465</b>	<b>18,135</b>	<b>18,219</b>	<b>19,033</b>	<b>19,036</b>	<b>18,740</b>	<b>215,354</b>
YUCUMO	YUC	141	509	620	609	600	577	578	640	662	735	730	752	7,150
SAN BORJA	SBO	165	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165
SAN IGNACIO DE MOXOS (**)	MOX	0	0	0	0	0	0	59	181	184	204	218	226	1,073
TRINIDAD	TRI	4,337	3,641	4,976	5,075	4,683	5,151	4,437	5,113	5,859	6,605	6,942	6,945	63,765
<b>Total ENDE</b>		<b>4,643</b>	<b>4,150</b>	<b>5,596</b>	<b>5,684</b>	<b>5,283</b>	<b>5,728</b>	<b>5,073</b>	<b>5,934</b>	<b>6,706</b>	<b>7,544</b>	<b>7,889</b>	<b>7,923</b>	<b>72,153</b>
<b>EMVINTO</b>	<b>VIN69</b>	<b>3,074</b>	<b>3,102</b>	<b>3,199</b>	<b>3,441</b>	<b>3,519</b>	<b>3,010</b>	<b>3,069</b>	<b>3,688</b>	<b>3,322</b>	<b>3,447</b>	<b>3,099</b>	<b>3,479</b>	<b>39,447</b>
<b>COBOCE</b>	<b>CBC</b>	<b>3,400</b>	<b>3,484</b>	<b>3,490</b>	<b>3,029</b>	<b>4,286</b>	<b>3,820</b>	<b>4,338</b>	<b>3,972</b>	<b>3,947</b>	<b>4,198</b>	<b>3,648</b>	<b>4,198</b>	<b>45,808</b>
<b>EMSC</b>	<b>PUN</b>	<b>34,785</b>	<b>26,456</b>	<b>19,594</b>	<b>29,734</b>	<b>34,146</b>	<b>27,850</b>	<b>31,898</b>	<b>34,516</b>	<b>31,549</b>	<b>29,982</b>	<b>33,292</b>	<b>34,519</b>	<b>368,319</b>
<b>EMIRSA</b>	<b>VIN115</b>	<b>1,530</b>	<b>1,451</b>	<b>1,587</b>	<b>1,441</b>	<b>1,482</b>	<b>1,462</b>	<b>1,483</b>	<b>1,425</b>	<b>1,453</b>	<b>1,485</b>	<b>1,554</b>	<b>1,617</b>	<b>17,970</b>
<b>TOTAL RETIROS</b>		<b>515,601</b>	<b>465,638</b>	<b>506,256</b>	<b>515,402</b>	<b>520,275</b>	<b>496,349</b>	<b>518,708</b>	<b>536,784</b>	<b>540,139</b>	<b>557,729</b>	<b>557,449</b>	<b>571,525</b>	<b>6,301,852</b>

## POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2011

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Guaracachi	GCH	219.7	232.6	198.7	227.1	247.6	239.9	222.9	225.2	236.0	222.6	217.0	210.6	247.6
Santa Cruz	GCH	41.7	40.9	38.9	40.2	42.9	42.6	43.0	42.9	41.4	39.2	40.8	38.9	43.0
Aranjuez	ARJ	26.0	23.7	23.3	23.6	25.2	29.4	30.5	31.2	29.2	31.1	32.7	31.3	32.7
Karachipampa	KAR	12.0	10.5	10.4	11.9	12.9	12.3	12.9	12.9	12.6	12.5	12.5	12.1	12.9
Sistema Zongo	KEN	164.6	144.2	151.2	149.9	143.9	139.0	127.8	144.3	143.7	144.0	135.9	149.9	164.6
Kenko	KEN	18.6	18.5	16.8	18.2	18.6	18.6	18.7	18.5	18.7	18.7	18.5	18.5	18.7
Tap Chuquiaguillo	TCH	44.9	39.8	42.5	45.9	53.6	31.5	33.9	61.1	37.3	35.9	39.7	35.3	61.1
Sistema Miguillas	VIN	18.4	20.0	18.4	19.2	20.2	20.1	19.0	20.2	20.2	20.2	20.1	20.1	20.2
Corani	COR	53.7	54.8	56.6	55.1	55.6	56.9	56.2	55.3	55.0	55.7	54.9	66.9	66.9
Santa Isabel	SIS	87.4	90.8	91.0	91.2	90.5	90.1	90.4	90.7	90.7	90.5	90.5	90.5	91.2
Carrasco	CAR	107.9	105.7	100.0	104.9	56.3	56.0	108.1	111.4	105.6	107.2	105.3	105.2	111.4
C. Carrasco (*)	CAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	24.9	25.0
Valle Hermoso	VHE	72.0	69.3	68.4	71.2	73.7	73.9	68.8	76.2	75.5	74.1	75.2	74.7	76.2
Bulo Bulo	CAR	86.6	85.7	86.3	85.6	88.0	88.9	88.5	88.9	84.7	83.0	83.3	82.8	88.9
Sistema Taquesi	CHS	88.3	87.1	87.3	84.4	86.3	78.4	80.2	85.9	86.4	87.0	48.4	88.0	88.3
Sistema Yura	PUN	17.0	17.2	17.1	18.0	18.7	17.8	20.1	17.9	18.1	18.0	17.9	17.9	20.1
Kanata	ARO	6.8	6.8	6.7	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.1	7.1	7.1	7.1
Guabirá Energía	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6	20.6	19.4	19.2	19.1	19.0	17.7	0.0	20.6
Quehata	VIN	1.7	1.7	1.7	1.7	1.8	1.6	0.0	0.3	1.9	1.7	1.7	1.7	1.9
Entre Rios	CAR	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	110.7	111.5	110.7	103.6	102.4	101.4	100.6	111.5
Ende Generación (*)	TRI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.8	12.7	11.9	17.8	17.8

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE	GCH	291.9	297.5	299.2	301.6	308.2	286.1	284.6	306.3	317.4	309.9	341.8	315.0	341.8
CRE	URU	86.4	85.1	75.8	72.0	50.5	39.2	58.2	87.5	80.2	117.6	74.9	80.5	117.6
CRE	ARB	33.9	34.2	38.1	40.1	37.6	33.0	33.2	35.4	37.0	43.3	38.7	39.5	43.3
ELECTROPAZ	KEN	188.6	194.9	197.3	195.1	200.5	203.3	204.1	204.3	201.0	201.7	199.2	198.1	204.3
ELECTROPAZ	COT	16.0	16.8	15.7	16.3	16.7	17.5	18.4	17.8	16.9	17.3	17.7	20.0	20.0
ELECTROPAZ	BOL	19.4	20.0	19.0	18.8	19.7	20.3	20.5	20.4	19.5	18.0	18.5	20.3	20.5
ELECTROPAZ	TBA	12.3	12.8	14.0	13.8	13.4	13.7	13.8	13.8	13.3	13.2	12.9	13.1	14.0
ELECTROPAZ	PAM	9.0	10.0	10.4	10.5	10.8	10.8	10.8	10.7	11.2	11.4	9.9	11.1	11.4
ELECTROPAZ	CHS	2.7	2.7	2.6	3.1	2.8	2.9	2.9	2.8	2.9	2.9	2.9	3.2	3.2
ELECTROPAZ	CRN	4.4	4.6	4.6	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.1	5.3	5.2	5.2	5.3
ELFEC	ARO	117.1	117.2	117.7	118.4	119.7	120.8	120.0	123.1	124.0	127.2	127.0	127.0	127.2
ELFEC	VHE	42.0	41.7	43.3	45.8	44.8	44.3	52.1	48.6	44.9	46.1	41.6	41.5	52.1
ELFEC	CBC	3.7	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.9	2.5	2.6	2.7	2.5	2.4	3.7
ELFEC	CHI	8.0	8.5	8.7	8.7	8.8	8.6	8.9	9.4	9.9	9.7	9.9	9.5	9.9
ELFEO	VIN69	46.9	48.3	48.8	50.0	50.8	51.1	50.6	51.8	51.2	50.1	48.6	49.9	51.8
ELFEO	CAT	15.1	16.1	16.6	16.9	16.7	18.4	18.7	18.4	18.4	17.1	16.5	17.1	18.7
CESSA	ARJ	26.0	26.7	27.3	27.4	28.0	28.1	27.6	28.0	27.8	27.9	27.8	30.1	30.1
CESSA	MAR	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
CESSA	SUC	10.5	10.4	14.7	12.8	12.6	12.7	12.8	12.5	13.1	13.1	13.0	12.8	14.7
SEPSA	POT	34.6	34.9	36.1	36.8	36.8	38.6	38.1	39.3	38.3	38.8	38.1	39.4	39.4
SEPSA	PUN	6.4	6.7	6.6	6.7	7.2	7.9	7.6	7.5	7.3	6.9	6.7	6.7	7.9
SEPSA	ATO	9.4	10.0	10.6	10.7	11.2	11.5	11.5	11.3	10.9	10.7	10.6	10.4	11.5
SEPSA	DDI	5.3	5.6	5.7	5.9	6.0	5.9	5.8	6.1	5.9	5.9	5.8	5.7	6.1
SEPSA	OCU	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
SEPSA	SAC	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.8
SEPSA	KAR	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2
SEPSA	PUN	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3
ENDE	YUC	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.7	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8
ENDE	SBO	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4
ENDE (**)	MOX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
ENDE	TRI	10.1	10.3	10.8	11.0	11.5	12.7	12.0	13.3	13.4	13.5	14.0	13.7	14.0
EMIRSA	VIN115	2.4	2.5	2.4	2.3	2.4	2.4	2.3	2.2	2.4	2.4	2.6	2.5	2.6
EMVINTO	VIN69	5.6	5.4	5.4	5.9	5.5	5.4	6.0	5.9	5.6	5.7	5.8	6.1	6.1
COBOCE	CBC	7.4	7.7	7.6	7.8	7.7	7.7	7.7	7.7	7.8	7.6	7.5	7.8	7.8
EMSC	PUN	51.9	51.8	50.8	52.3	51.8	50.7	51.5	52.2	51.3	50.9	51.9	52.7	52.7

(\*) A partir de septiembre y diciembre ingresan en operación las centrales Moxos, Trinidad, y a partir de noviembre ingresa en operación comercial la unidad CAR03 de VHE

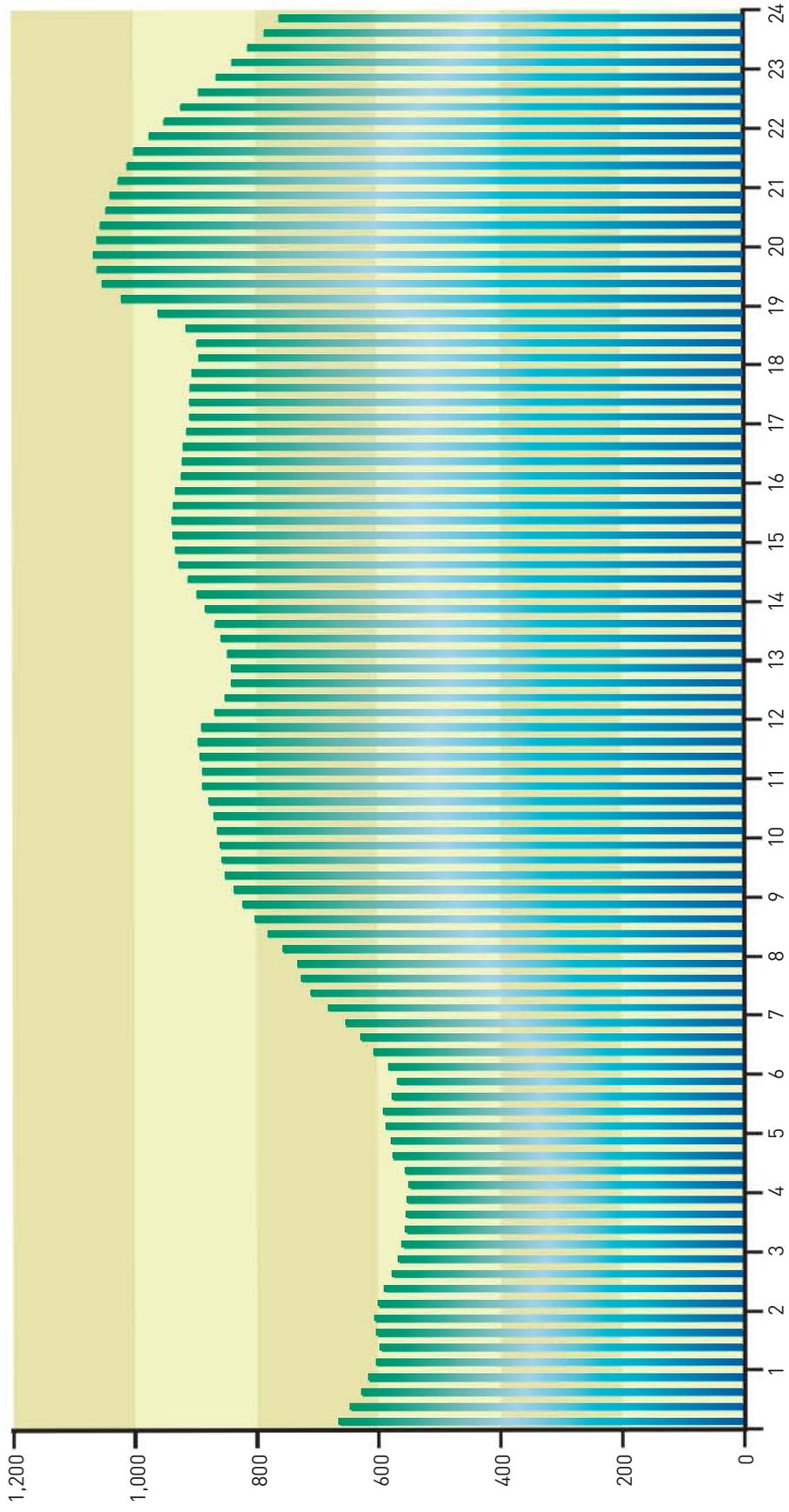
(\*\*) A partir de julio ingresa en operación comercial el nodo de retiro de San Ignacio de Moxos de ENDE

POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI  
(MW) - AÑO 2011

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Guaracachi	GCH	200.1	183.9	198.7	199.3	216.4	213.8	167.0	213.5	223.9	217.7	205.6	200.6
Santa Cruz	GCH	35.3	36.1	37.6	35.8	39.7	40.1	39.5	38.5	38.1	38.1	38.0	33.8
Aranjuez	ARJ	23.1	20.4	22.5	23.0	20.9	29.1	29.3	29.0	27.0	28.6	32.6	29.6
Karachipampa	KAR	0.0	10.0	0.0	11.9	11.8	11.5	11.7	11.4	11.6	11.5	12.3	11.6
Sistema Zongo	KEN	139.3	138.9	147.2	139.5	143.9	129.6	123.9	129.3	125.3	143.1	124.7	134.7
Kenko	KEN	18.3	16.6	8.2	8.2	18.3	18.0	18.2	17.9	17.7	18.2	18.1	18.1
Tap Chuquiaguillo	TCH	20.9	19.5	19.2	20.7	20.7	20.3	14.0	18.2	17.5	14.5	26.4	18.1
Sistema Miguillas	VIN	15.5	18.4	17.6	15.0	19.6	18.2	14.7	20.1	20.0	19.4	19.9	18.3
Corani	COR	37.0	53.2	54.1	52.9	54.0	53.3	55.1	54.5	54.5	54.7	54.6	54.7
Santa Isabel	SIS	79.8	70.1	90.8	87.5	88.4	70.4	87.9	77.9	88.5	89.6	87.3	87.8
Carrasco	CAR	104.2	95.0	93.4	103.9	51.7	52.1	101.8	103.0	97.7	48.0	97.6	101.8
C. Carrasco	CAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.3	23.3
Valle Hermoso	VHE	61.4	66.1	63.6	65.0	70.6	70.7	52.7	70.0	73.3	72.1	74.0	69.3
Bulo Bulo	CAR	85.2	77.8	85.0	84.6	84.3	81.1	80.7	79.1	78.8	78.1	78.1	81.0
Sistema Taquesi	CHS	80.5	79.3	87.1	78.3	82.2	73.3	74.8	68.3	64.5	86.4	40.0	68.5
Sistema Yura	PUN	16.4	16.7	16.2	16.6	17.4	6.6	17.8	14.2	13.1	17.9	16.7	16.8
Kanata	ARO	6.4	6.6	6.4	6.7	7.0	6.5	7.0	6.7	7.0	7.0	7.1	6.7
Guabirá Energía	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.7	18.1	18.1	18.2	18.5	16.3	0.0
Quehata	VIN	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	0.0	0.0	0.3	1.4	1.6	1.6	1.6
Entre Rios	CAR	75.9	92.6	98.7	99.4	98.5	100.0	99.3	98.0	93.9	92.3	94.6	98.9
Ende Gen.	TRI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.7	11.4	10.6
<b>TOTAL INYECCIONES</b>		<b>1,001.0</b>	<b>1,003.0</b>	<b>1,048.0</b>	<b>1,049.8</b>	<b>1,047.1</b>	<b>1,014.5</b>	<b>1,013.4</b>	<b>1,068.1</b>	<b>1,072.1</b>	<b>1,069.0</b>	<b>1,081.3</b>	<b>1,085.9</b>

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CRE	GCH	286.8	274.3	296.8	298.6	301.9	281.8	257.6	299.4	314.5	307.0	311.0	304.1
CRE	URU	38.4	39.4	44.0	45.1	32.8	27.9	45.0	45.2	49.4	42.4	54.6	50.0
CRE	ARB	32.8	32.9	37.3	39.8	37.3	32.3	32.4	34.4	35.7	42.4	37.5	36.0
ELECTROPAZ	KEN	183.3	193.4	196.5	189.3	197.7	193.7	195.8	193.2	190.0	191.0	197.6	197.4
ELECTROPAZ	COT	15.3	16.3	15.5	16.0	15.9	15.6	16.2	15.4	15.0	16.0	16.7	16.6
ELECTROPAZ	BOL	18.3	19.5	18.2	18.3	18.2	18.0	18.3	17.4	16.9	15.8	17.7	17.1
ELECTROPAZ	TBA	11.9	12.5	12.7	12.5	13.4	13.2	12.9	12.5	12.3	12.6	12.5	12.1
ELECTROPAZ	PAM	8.0	8.4	9.3	9.0	8.8	8.7	8.9	8.6	8.2	8.3	8.4	8.0
ELECTROPAZ	CHS	2.5	2.5	2.5	2.6	2.5	2.6	2.5	2.6	2.7	2.6	2.8	2.8
ELECTROPAZ	CRN	2.7	4.3	4.4	4.6	4.6	4.7	4.8	4.9	4.8	4.7	5.0	4.9
ELFEO	VIN69	46.4	48.0	47.8	47.1	49.2	49.8	49.2	51.4	48.6	48.6	43.5	47.6
ELFEO	CAT	13.7	15.7	14.5	16.7	15.4	16.4	17.0	16.5	15.1	13.8	15.8	16.1
ELFEC	ARO	114.3	114.8	116.6	117.0	118.4	115.0	118.9	120.9	120.5	125.7	124.9	126.4
ELFEC	VHE	40.7	40.9	42.1	42.3	43.7	42.4	43.5	44.9	44.2	41.0	40.6	41.5
ELFEC	CBC	2.1	2.1	2.2	2.0	2.2	2.2	2.4	2.3	2.2	2.3	2.3	2.3
ELFEC	CHI	7.8	8.1	8.5	8.3	8.6	8.5	8.8	8.9	9.0	9.4	9.4	9.1
CESSA	ARJ	26.0	26.2	27.1	27.1	26.8	26.8	26.2	27.5	27.1	26.9	27.1	27.1
CESSA	MAR	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
CESSA	SUC	9.5	6.8	9.8	10.5	4.9	10.4	7.7	10.4	10.6	7.5	10.5	10.1
SEPSA	POT	32.5	27.8	34.2	28.6	34.6	34.6	34.8	37.0	37.2	36.5	32.9	36.5
SEPSA	PUN	6.1	6.1	5.3	6.0	6.7	7.0	7.5	7.0	6.9	6.4	3.5	6.7
SEPSA	ATO	8.9	9.4	9.5	10.0	10.5	10.9	11.1	10.3	10.0	10.3	9.6	9.9
SEPSA	DDI	5.1	5.4	3.8	5.5	4.2	5.8	5.7	5.3	4.9	5.5	3.8	5.4
SEPSA	OCU	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.0	1.1	1.0	0.9	1.1	0.8	1.0
SEPSA	SAC	0.5	0.6	0.7	0.6	0.7	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7	0.8	0.7
SEPSA	KAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SEPSA	PUN	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
ENDE	YUC	1.3	1.2	1.3	1.4	1.4	1.3	1.4	1.5	1.6	1.6	1.6	1.5
ENDE	SBO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDE	MOX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.4
ENDE	TRI	10.1	9.2	9.7	10.0	11.5	11.6	6.3	5.1	4.0	12.6	13.5	12.4
EMIRSA	VIN115	1.9	2.2	2.2	2.2	2.1	2.0	2.3	2.0	2.2	2.0	2.3	2.4
EMVINTO	VIN69	4.6	4.5	4.2	5.4	5.0	4.3	5.3	5.3	4.9	3.9	3.1	5.0
COBOCE	CBC	2.5	3.4	3.7	5.2	7.2	3.7	5.6	7.4	7.3	6.0	6.6	6.1
EMSC	PUN	47.3	47.5	46.6	48.4	43.5	42.6	44.4	50.3	44.0	47.3	47.9	49.9
<b>MÁXIMA</b>		<b>982.2</b>	<b>984.3</b>	<b>1,028.1</b>	<b>1,031.3</b>	<b>1,031.0</b>	<b>995.6</b>	<b>995.1</b>	<b>1,050.0</b>	<b>1,052.0</b>	<b>1,052.5</b>	<b>1,065.0</b>	<b>1,067.4</b>
<b>día</b>		<b>jueves 27</b>	<b>martes 22</b>	<b>martes 22</b>	<b>viernes 15</b>	<b>martes 10</b>	<b>lunes 20</b>	<b>jueves 28</b>	<b>jueves 18</b>	<b>jueves 15</b>	<b>martes 04</b>	<b>jueves 10</b>	<b>martes 06</b>
<b>hora</b>		<b>20:15</b>	<b>20:00</b>	<b>19:45</b>	<b>19:30</b>	<b>19:00</b>	<b>19:00</b>	<b>19:15</b>	<b>19:15</b>	<b>19:15</b>	<b>19:15</b>	<b>20:00</b>	<b>20:00</b>

CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW)  
MARTES 06 DE DICIEMBRE DE 2011



## POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2011

COMPONENTE	CAPACIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MÁXIMA
<b>Líneas de Transmisión</b>														
SAN-SUC230	142.5	78.3	78.7	80.5	87.7	83.7	84.5	81.9	82.0	78.0	83.6	85.5	77.1	87.7
SUC-PUN230	142.5	62.1	57.2	54.9	61.5	61.6	64.2	61.8	65.1	59.8	58.9	60.3	60.9	65.1
PUN-SCR230	140	52.7	52.5	52.1	53.2	53.1	51.8	52.5	53.2	52.2	51.9	52.9	54.0	54.0
VIN-MAZ230	130	66.8	71.3	31.0	67.0	125.4	135.6	139.8	141.3	140.4	132.9	107.4	96.8	141.3
SAN-VIN230	130	93.0	81.3	63.9	92.2	132.5	135.7	143.9	141.0	139.5	128.3	120.3	108.1	143.9
CAR-SAN230	130	114.7	102.9	73.9	99.5	121.3	134.1 c)	135.1 c)	130.1	138.9 c)	105.9	140.8 c)	100.0	140.8
SJO-VHE230	130	95.8	90.0	83.4	106.9	134.4 b)	117.0	123.6	135.3 b)	119.9	112.8	107.5	123.9	135.4
KEN-MAZ230	130	129.9	128.2	130.5	125.5	96.6	0.0	11.0	-	58.0	35.0	58.2	120.5	130.5
VHE-SAN230	130	59.1	80.3	69.1	75.2	132.9 b)	102.9	105.2	142.9 b)	107.5	99.1	94.1	127.9	142.9
CAR-SJO230	130	133.4	123.1	73.1	96.8	130.2 b)	135.2	135.7	137.3	127.1	106.7	110.0	133.5 b)	137.3
CAR-GCH230	130	94.4	113.7	127.7	104.6	73.7	78.8	107.6	81.4	100.3	97.7	148.6 d)	115.8	148.6
CAR-ARB230	142.5	93.5	112.3	107.8	107.1	79.8	65.4	77.6	101.1	98.7	134.5	108.0	116.3	134.5
VIN-SAN230	130	76.6	73.9	86.8	75.7	50.0	0.0	-	-	9.1	-	20.8	69.3	86.8
SJO-CAR230	130	0.0	48.1	76.2	59.4	0.0	0.0	5.1	-	7.0	11.1	0.0	17.0	76.2
SIS-ARO115	74	62.0	62.2	63.0	65.5	64.5	64.8	67.7	69.7	67.5	70.3	65.3	63.7	70.3
COR-VHE115	74	57.6	58.2	59.0	83.8	60.9	60.6	63.1	65.0	62.6	61.1	59.7	74.8 e)	83.8
VHE-ARO115	74	73.0	72.3	57.6	76.4 a)	59.7	62.8	62.6	60.8	61.0	65.6	64.6	73.0	76.4
SIS-SJO115	74	25.6	48.7	63.2	52.1	40.3	34.4	44.8	44.6	47.3	41.4	47.9	43.1	63.2
<b>Transformadores</b>														
ATMAZ230	142.5	128.8	127.7	128.3	123.9	122.2	131.8	137.8	138.9	137.8	131.5	105.8	120.0	138.9
ATURU230	142.5	66.3	86.7	76.0	72.3	51.1	40.2	58.5	93.9	80.0	118.5	75.2	81.1	118.5
ATVHE230	142.5	68.3	67.5	50.7	60.9	71.3	85.8	61.8	55.6	50.7	54.2	57.2	62.6	85.8
ATGCH23001	71	56.2	55.4	69.0	51.2	36.4	39.0	52.8	40.0	49.3	48.2	72.1 d)	55.0	72.1
ATGCH23002	71	58.3	54.5	60.8	50.1	35.8	38.4	51.8	39.3	48.6	61.4	71.0	54.5	71.0
ATVIN11501	24	18.2	17.4	18.1	18.7	20.4	21.8	21.4	19.6	20.2	19.1	18.6	27.9 f)	27.9
ATVIN11502	24	18.9	17.9	18.7	19.2	20.9	22.3	22.0	20.1	20.8	19.7	21.5	21.7	22.3

a) Falla en línea SIS-ARO115

b) Mantenimiento programado CAR-SAN230

c) Mantenimiento programado CAR-SJO230

d) Mantenimiento programado CAR-ARB230

e) Mantenimiento programado SIS-ARO115 y SIS-SJO115

f) Falla en ATVIN11502

## INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2011

UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL
ANG01	31.08	13.43	44.51	CUT03	9.73	3.65	13.38	MOA15	10.65	277.88	288.53
ANG02	10.01	11.21	21.22	CUT04	9.11	6.06	15.17	MOA16	14.70	112.43	127.13
ANG03	81.64	12.58	94.22	CUT05	30.55	5.98	36.53	MOA17	14.70	789.96	804.66
ARJ01	117.95	6,619.75	6,737.70	ER101	113.81	24.53	138.34	MOS01	0.00	179.00	179.00
ARJ02	152.01	890.68	1,042.69	ER102	110.53	6.68	117.21	MOS02	0.00	179.00	179.00
ARJ03	157.90	3,738.98	3,896.88	ER103	282.55	817.21	1,099.76	MOS03	0.00	179.00	179.00
ARJ08	64.99	82.45	147.44	ER104	398.28	62.93	461.21	MOS04	0.00	179.00	179.00
ARJ09	401.31	1,033.60	1,434.91	GBE01	4,653.39	86.21	4,739.60	MOS05	0.00	179.00	179.00
ARJ10	57.16	4,040.11	4,097.27	GCH01	175.61	3,297.75	3,473.36	MOS06	0.00	182.00	182.00
ARJ11	0.00	8,760.00	8,760.00	GCH02	288.00	502.40	790.40	MOS07	0.00	222.00	222.00
ARJ12	0.00	4,507.48	4,507.48	GCH04	20.95	10.21	31.16	MOS08	0.00	237.00	237.00
ARJ13	149.51	1,711.95	1,861.46	GCH06	1,716.23	21.50	1,737.73	MOS09	0.00	240.00	240.00
ARJ14	391.55	166.63	558.18	GCH09	185.96	204.13	390.09	MOS10	0.00	240.00	240.00
ARJ15	35.91	4,736.21	4,772.12	GCH10	868.78	101.08	969.86	MOS11	0.00	240.00	240.00
BOT01	329.43	0.20	329.63	GCH11	60.41	58.74	119.15	MOS12	0.00	240.00	240.00
BOT02	328.20	1.26	329.46	HAR01	111.86	14.20	126.06	MOS13	0.00	240.00	240.00
BOT03	202.85	6.55	209.40	HAR02	127.16	26.73	153.89	MOS14	0.00	240.00	240.00
BUL01	139.85	178.80	318.65	HUA01	301.30	26.06	327.36	PUH	149.81	491.78	641.59
BUL02	143.23	62.28	205.51	HUA02	138.86	7.70	146.56	QUE01	2,106.85	301.18	2,408.03
CAH01	1,314.78	1,383.65	2,698.43	KAN	1.08	150.00	151.08	QUE02	2,106.83	420.74	2,527.57
CAH02	245.10	2.03	247.13	KAR	174.61	1,096.66	1,271.27	SIS01	24.00	5.18	29.18
CAR01	2,000.40	465.28	2,465.68	KEN01	155.18	156.33	311.51	SIS02	8.00	12.66	20.66
CAR02	273.28	51.28	324.56	KEN02	770.56	131.85	902.41	SIS03	7.55	32.01	39.56
CAR03	23.73	0.00	23.73	KIL01	0.00	533.65	533.65	SIS04	21.70	24.66	46.36
CHJ	1,241.40	102.50	1,343.90	KIL02	0.00	533.68	533.68	SIS05	124.90	21.06	145.96
CHO01	9.55	29.20	38.75	KIL03	0.00	524.25	524.25	SRO01	11.78	17.70	29.48
CHO02	11.35	11.21	22.56	LAN01	340.45	89.23	429.68	SRO02	11.48	9.38	20.86
CHO03	10.75	11.21	21.96	LAN02	340.55	100.28	440.83	TIQ	119.10	21.38	140.48
CHT01	113.50	311.75	425.25	LAN03	340.43	95.06	435.49	TRD02	45.96	504.34	550.30
CHU01	115.78	5.51	121.29	MIG01	2.18	11.21	13.39	TRD05	120.0	976.4	1,096.38
CHU02	149.85	22.88	172.73	MIG02	0.00	13.15	13.15	TRD07	120.0	2,184.0	2,304.00
CJL01	25.48	205.58	231.06	MOA02	23.03	111.41	134.44	TRD10	120.00	1,276.31	1,396.31
CJL02	1,069.56	2,280.40	3,349.96	MOA05	26.44	221.06	247.50	TRD11	56.33	514.98	571.31
COR01	55.35	16.00	71.35	MOA06	18.70	165.73	184.43	TRD12	42.03	531.60	573.63
CUT02	7.55	0.83	8.38	MOA14	20.65	100.51	121.16	VHE04	83.03	77.53	160.56
								YAN	202.85	108.90	311.75
								ZON	7.05	5.83	12.88

## INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2011

UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL
ARB-URU230	68.69	1.33	70.02	CPPOT06902	6.61	3.75	10.36
ARJ-MAR069	5.90	0.01	5.91	CPVIN06901	9.00	1.46	10.46
ARJ-SUC069	22.76	2.86	25.62	CPVIN06902	8.73	0.00	8.73
ARO-SIS115	9.56	3.50	13.06	CPVIN11501	13.53	71.73	85.26
ATATO11501	0.00	0.16	0.16	CPVIN11502	12.80	0.00	12.80
ATCAT115	13.70	1.50	15.20	CRN-CHS115	13.80	2.70	16.50
ATGCH23001	49.03	26.44	75.47	CRN-GUN115	15.71	1.58	17.29
ATGCH23002	49.73	6.36	56.09	CRN-YUC115	82.46	97.09	179.55
ATMAZ230	7.65	0.31	7.96	DDI-KAR069	0.15	0.00	0.15
ATO-TEL069	0.00	0.16	0.16	DDI-MAR069	0.15	0.00	0.15
ATPOT11501	15.28	0.00	15.28	KAR-POT069	6.68	0.00	6.68
ATSJO230	15.03	0.63	15.66	KEN-SEN11501	7.65	0.31	7.96
ATVHE230	7.88	0.00	7.88	KEN-SEN11502	201.60	0.31	201.91
ATVIN11501	4.00	0.06	4.06	MAZ-VIC230	7.65	0.00	7.65
ATVIN11502	8.78	1.80	10.58	MOX-TRI115	298.40	161.51	459.91
ATVIN230	8.91	0.00	8.91	OCU-POT115	15.28	0.61	15.89
BOL-COT115	0.00	1.70	1.70	PAM-TBA115	0.00	1.70	1.70
BOL-TBA115	0.00	1.70	1.70	PAM-TCH115	2.75	1.95	4.70
CAR-ARB230	179.91	1.33	181.24	POR-CHL069	0.85	0.60	1.45
CAR-CHI230	39.60	4.53	44.13	POT-PUN069	6.71	0.03	6.74
CAR-GCH230	39.01	3.78	42.79	PUN-ATO115	0.00	0.10	0.10
CAR-SAN230	116.86	2.28	119.14	PUN-SCR230	24.53	0.63	25.16
CAT-OCU115	8.58	0.00	8.58	RECAR230	66.08	2.28	68.36
CAT-SAC115	0.00	0.00	0.00	REGCH230	28.03	2.66	30.69
CAT-VIN115	7.50	0.00	7.50	REMOX11501	18.05	37.96	56.01
CBC-SAC115	0.00	0.00	0.00	RESAN23002	56.39	2.18	58.57
CBC-VHE115	0.00	0.00	0.00	RESJO230	42.65	28.08	70.73
CHI-SJO230	48.99	4.48	53.47	SAN-SUC230	22.85	0.00	22.85
CHL-TUP069	0.85	0.60	1.45	SAN-VIN230	3.00	0.55	3.55
CHS-PIC115	10.85	2.11	12.96	SBO-MOX115	232.43	85.35	317.78
CHS-TCH115	13.56	2.76	16.32	SEN-MAZ115	7.65	0.31	7.96
COR-SIS115	5.48	0.00	5.48	SIS-SJO115	22.98	1.80	24.78
COR-VHE115	22.00	0.21	22.21	SJO-VHE230	7.80	0.00	7.80
COT-KEN115	11.45	14.53	25.98	SUC-PUN230	23.13	0.13	23.26
CPARJ069	26.86	0.20	27.06	TEL-POR069	0.85	0.60	1.45
CPATO06901	8.86	0.71	9.57	TUP-VIL069	22.13	0.65	22.78
CPCAT069	22.78	1.46	24.24	VHE-SAN230	5.11	0.00	5.11
CPKEN069	7.81	1.20	9.01	VHE-VIN115	3.35	0.01	3.36
CPKEN115	8.65	0.00	8.65	YUC-SBO115	226.60	72.69	299.29
CPPOT06901	23.58	22.06	45.64				

## POTENCIA DE PUNTA Y POTENCIA FIRME (MW) - AÑO 2011

POTENCIA DE PUNTA			POTENCIA FIRME														
CONSUMIDOR	NODO	PERIODO		PERIODO													
		De: 01/01/2011 al: 31/10/2011 (1)	De: 01/11/2011 al: 31/12/2011 (2)	De: 01/01/2011 al: 11/01/2011	De: 12/01/2011 al: 18/01/2011	De: 19/01/2011 al: 19/01/2011	De: 20/01/2011 al: 30/04/2011	De: 01/05/2011 al: 27/05/2011	De: 28/05/2011 al: 16/07/2011	De: 17/07/2011 al: 09/08/2011	De: 10/08/2011 al: 26/09/2011	De: 27/09/2011 al: 31/10/2011	De: 01/11/2011 al: 08/11/2011	De: 09/11/2011 al: 15/11/2011	De: 16/11/2011 al: 17/12/2011	De: 18/12/2011 al: 21/12/2011	De: 22/12/2011 al: 31/12/2011 (3)
CRE	GCH	307.0	304.1	179.9	179.9	179.9	154.7	154.1	154.0	154.0	154.0	154.4	154.4	154.4	154.5	154.5	154.5
CRE	URU	42.4	50.0	0.0	0.0	0.0	26.5	25.9	26.1	26.1	26.0	26.0	26.0	26.0	25.8	25.8	25.8
CRE	ARB	42.4	36.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0
ELECTROPZ	KEN	191.0	197.4	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8
ELECTROPZ	COT	16.0	16.6	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2
ELECTROPZ	BOL	15.8	17.1	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1
ELECTROPZ	TBA	12.6	12.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1
ELECTROPZ	PAM	8.3	8.0	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
ELECTROPZ	CHS	2.6	2.8	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0
ELECTROPZ	CRN	4.7	4.9	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0	461.0
ELFEC	ARO	125.7	126.4	216.5	211.6	213.2	212.8	210.6	204.2	204.4	204.4	219.7	219.7	219.7	219.7	219.7	219.7
ELFEC	VHE	41.0	41.5	34.9	34.1	34.4	34.3	34.2	33.1	33.2	33.2	35.7	35.7	35.7	35.7	35.7	35.7
ELFEC	CBC	2.3	2.3	72.8	71.1	71.7	71.5	71.1	68.8	68.9	68.9	74.4	74.4	74.4	74.4	74.4	74.4
ELFEC	CHI	9.4	9.1	89.3	87.4	87.6	88.1	87.7	85.6	85.5	85.2	91.6	91.6	91.6	91.6	91.6	91.6
ELFEC	VIN69	48.6	47.6	24.7	24.2	24.4	24.3	29.0	28.2	28.2	28.2	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4
ELFEC	CAT	13.8	16.1	0.0	11.9	11.9	11.8	11.5	11.5	11.5	11.5	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
CESSA	ARJ	26.9	27.1	16.0	15.7	15.8	15.7	15.6	15.3	15.3	15.3	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
CESSA	MAR	0.0	0.1	61.4	60.1	60.5	60.4	60.2	58.2	58.3	58.3	62.6	62.6	62.6	62.6	62.6	62.6
CESSA	SUC	7.5	10.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.4	17.5	17.5	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4
SEPSA	POT	36.5	36.5	89.2	87.2	87.9	87.7	87.4	84.8	84.9	84.9	91.0	91.0	91.0	91.0	91.0	91.0
SEPSA	PUN	6.4	6.7	604.8	603.1	607.4	606.9	607.6	607.1	607.6	607.3	653.3	653.3	653.3	653.3	653.3	653.3
SEPSA	ATO	10.3	9.9	1,065.8	1,064.1	1,068.4	1,069.3	1,068.8	1,068.3	1,068.8	1,068.8	1,115.0	1,115.0	1,115.0	1,096.6	1,096.6	1,096.6
SEPSA	DDI	5.5	5.4	604.8	603.1	607.4	606.9	607.6	607.1	607.6	607.3	653.3	653.3	653.3	653.3	653.3	653.3
SEPSA	OCU	1.1	1.0	1,065.8	1,064.1	1,068.4	1,069.3	1,068.8	1,068.3	1,068.8	1,068.8	1,115.0	1,115.0	1,115.0	1,096.6	1,096.6	1,096.6
SEPSA	SAC	0.7	0.7	89.2	87.2	87.9	87.7	87.4	84.8	84.9	84.9	91.0	91.0	91.0	91.0	91.0	91.0
SEPSA	KAR	0.0	0.0	89.2	87.2	87.9	87.7	87.4	84.8	84.9	84.9	91.0	91.0	91.0	91.0	91.0	91.0
SEPSA	PUN	0.2	0.2	89.2	87.2	87.9	87.7	87.4	84.8	84.9	84.9	91.0	91.0	91.0	91.0	91.0	91.0
ENDE	YUC	1.6	1.5	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
ENDE	SBO	0.0	0.0	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
ENDE	MOX	0.5	0.4	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
ENDE	TRI	12.6	12.4	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
EMIRSA	VIN115	2.0	2.4	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
EMVINTO	VIN69	3.9	5.0	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
COBOCE	CBC	6.0	6.1	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
EMSC	PUN	47.3	49.9	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6
TOTAL		1,052.5	1,067.4	1,065.8	1,064.1	1,068.4	1,069.3	1,068.8	1,068.3	1,068.8	1,068.8	1,115.0	1,115.0	1,115.0	1,096.6	1,096.6	1,096.6

## POTENCIA RECONOCIDA EN APLICACION AL D.S. 934

Generador	Nodo	PERIODO															
		De: 01/01/2011 al: 11/01/2011	De: 12/01/2011 al: 18/01/2011	De: 19/01/2011 al: 19/01/2011	De: 20/01/2011 al: 30/04/2011	De: 01/05/2011 al: 27/05/2011	De: 28/05/2011 al: 16/07/2011	De: 17/07/2011 al: 09/08/2011	De: 10/08/2011 al: 26/09/2011	De: 27/09/2011 al: 31/10/2011	De: 01/11/2011 al: 08/11/2011	De: 09/11/2011 al: 15/11/2011	De: 16/11/2011 al: 17/12/2011	De: 18/12/2011 al: 21/12/2011	De: 22/12/2011 al: 31/12/2011 (3)		
C. CARRASCO	CAR																
EMVINTO	VIN69																
COBOCE	CBC																
EMSC	PUN																
TOTAL																	

(1) Martes 04 de octubre a horas 19:15

(2) Martes 06 de diciembre a horas 20:00

(3) La Potencia Firme a partir del 01/11/2011 es estimada y considera la Potencia Firme prevista para el año 2012.

(4) A partir del mes de enero de 2011 se cierra el Tap Chuquiaguillo, motivo por el cual las inyecciones de COBEE son también consideradas en este nodo.

## FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN - AÑO 2011

MES	DÍA	COMPONENTE	DESCONEXIÓN	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
ENE	6	Línea Kenko - Tap Chuquiaguillo 115 kV	11.54 minutos	Descargas atmosféricas	ELECTROPAZ, ENDE
ENE	7	KAR	4.65 días	Problemas en sellos del sistema de lubricación	
ENE	12	Alimentador FANCESA	41 minutos	Terceros (robo del cable de cobre de la bajante a tierra de los pararrayos)	Minera San Cristóbal, CESSA (Fancesa)
ENE	13	GCH02	19.66 días	Extensión de mantenimiento de motor de arranque	
ENE	20	Línea Kenko - Tap Chuquiaguillo 115 kV	332.13 minutos	Descargas atmosféricas	ELECTROPAZ, ENDE
FEB	12	GCH09	7.57 días	Falla en el sistema de excitación	
FEB	12	GCH10	225.18 minutos	Problemas en el sistema de control	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFEO, CESSA, SEPSA, ENDE, MSCR, EMIRSA, E.M. VINTO y COBOCE.
MAR	8	GCH09	142 minutos	Problemas en termocuplas	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFEO, CESSA, SEPSA, ENDE, MSCR, EMIRSA, E.M. VINTO
MAR	18	CAR02 y ERI01	359.01 y 42.06 minutos	Altas vibraciones en caja reductora y falta de llama respectivamente	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFEO, CESSA, COBOCE, SEPSA, ENDE, EMIRSA y E.M. VINTO
ABR	21	Línea Arocagua - Santa Isabel 115 kV	141.02 minutos	Desconexión de la grampa tipo T en la bajante de conexión al CT de la fase A	ELFEC
MAY	18	ERI03	32.14 días	Altas vibraciones en cojinete N° 2	
JUN	6	GCH01	82.65 días	Falla en el acoplamiento de la caja reductora turbina generador	
JUN	6	Central Kilpani	19.76 días	Derrumbe de canal toma de aducción	
JUL	3	VHE01	40.98 días	Fuga de aceite en el motor de arranque	
AGO	10	Línea Mazocruz - Kenko 115 kV	19.61 minutos	Terceros (camión grúa se aproximó a la fase A de la línea Senkata - Kenko 1)	ELECTROPAZ
SEP	13	Alimentador Sucre - Fancesa	124.31 minutos	Terceros (caída de objeto metálico sobre la línea)	Minera San Cristóbal, CESSA (Fancesa)
SEP	20	CAR01	17.88 días	Daño de álabes de turbina	
SEP	28	GCH11	1.65 días	Falla en el sistema de excitación	
NOV	25	GCH01	53.1 días	Trabajos correctivos de cojinetes e inspección de caja reductora	
OCT	31	BUL01 y BUL02	1.06 horas	Pérdida de alimentación a relé diferencial	
NOV	5	CAH01	57 días	Construcción de chapas de núcleo	
DIC	1	CHJ	2.47 días	Extensión en los trabajos de reparación del túnel Chojlla	

## RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACIÓN - AÑO 2011

MES	DIA	HORA	PERIODO	HORA	CAUSA	AGENTES AFECTADOS
MARZO	24	18:12	3	18:15	Desconexión de la línea CS6-AVI, por requerimiento operativo (indisponibilidad de TES-VIN069)	ELFEO (4.3 MW)
MAYO	24	19:31 19:32 19:32 19:43 19:40 20:20	59.0 49.0 58.0 57.0 49.0 55.0 9.0	20:30 20:20 20:30 20:29 20:32 20:35 20:29	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de GBE01, ERI03, CHJ,CAR01, ARJ01, ARJ03, ARJ09, ARJ10, ARJ11, ARJ13, ARJ14, ARJ15	ELECTROPAZ (3.20 MW) CRE (4.60 MW) ELFEO (2.20 MW) ELFEO (0.92 MW) CESSA (4.00 MW) SEPSA (1.70 MW) CRE (4.40 MW)
	9	16:22 16:23 16:25 16:26 16:27 16:31 16:32 16:37	84.0 95.0 84.0 88.0 87.0 81.0 76.0 76.0 72.0	17:46 17:47 17:47 17:53 17:53 17:48 17:47 17:48 17:49	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de GCH10, GCH01, VHE01, ARJ01, ARJ11, CJL02, QUE01, QUE02	ELFEO (1.6 MW) ELECTROPAZ (2.5 MW) CRE (3.9 MW) SEPSA (0.73 MW) CESSA (0.33 MW) COBOCE (0.1 MW) ELFEO (0.6 MW) MSCR (0.5 MW) CMVINTO (1 MW)
	10	18:36 18:36 18:37 18:37 18:39 19:10 19:15 19:37	181.0 181.0 182.0 181.0 179.0 182.0 178.0 152.0 85.0 21.0 342.0	21:37 21:37 21:38 21:38 21:36 21:39 21:37 21:42 20:40 21:38 20:59	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de GCH10, GCH01, VHE01, ARJ01, ARJ11, PUH, CJL02, QUE01, QUE02	ELECTROPAZ (8.8 MW) ELFEO (5.4 MW) ELFEO (2.4 MW) CRE (13.2 MW) CESSA (1.3 MW) COBOCE (0.1 MW) SEPSA (1.85 MW) EMIRSA (0.16 MW) CMVINTO (1.2 MW) MSCR (1.09 MW)
AGOSTO	11	15:17 15:17 15:18 15:18 15:20 15:20 15:21 15:22 15:22 16:00 16:01 16:01 16:01 16:03 16:03 16:04	342.0 342.0 325.0 345.0 346.0 341.0 285.0 285.0 338.0 283.0 241.0 240.0 240.0 242.0 239.0 242.0 238.0	20:59 20:42 21:03 21:04 21:01 20:05 20:06 21:00 20:05 20:01 20:01 20:01 20:03 20:02 20:05 20:02	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de GCH10, GCH01, VHE01, ARJ01, ARJ11, PUH, ARJ03, ARJ13, CJL02, QUE01, QUE02	ELECTROPAZ (5 MW) CRE (8.7 MW) ELFEO (3.5 MW) CESSA (0.63 MW) MSCR (1.45 MW) SEPSA (1.05 MW) CMVINTO (0.2 MW) COBOCE (0.2 MW) ELFEO (1.1 MW) EMIRSA (0.1 MW) CRE (4 MW) ELECTROPAZ (2.6 MW) ELFEO (1.1 MW) CESSA (0.262 MW) ELFEO (0.6 MW) MSCR (0.51 MW) SEPSA (0.5 MW)
	12	16:51 16:53 16:54 16:58 16:59 17:00 17:01 17:01 17:16	166.0 247.0 171.0 180.0 171.0 175.0 177.0 172.0 171.0	19:37 21:00 19:45 19:58 19:58 19:55 19:58 19:53 20:07	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de GCH10, GCH01, VHE01, ARJ01, ARJ11, PUH, ARJ03, CJL02, QUE01, QUE02	CRE (14 MW) ELECTROPAZ (3 MW) ELFEO (9 MW) COBOCE (1.5 MW) SEPSA (6 MW) ELFEO (3.9 MW) MSCR (4 MW) CESSA (3.3 MW) EMIRSA (0.1 MW)
	27	19:16 19:16 19:17 19:17 19:17	9.0 6.0 8.0 8.0 8.0	19:25 19:22 19:25 19:25 19:25	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de CAH01, ARJ01, ARJ09, ARJ11, CAR01, GBE01	MSCR (0.1 MW) ELFEO (1 MW) ENDED (2.1 MW) ELECTROPAZ (6.2 MW) ELFEO (4 MW)
	28	17:07 17:06 17:08 17:11 18:04 17:25 19:46 17:10 17:27 18:30 17:16 18:27 18:28 18:27 18:38 18:40 18:38 18:30 18:30 18:39 18:42 18:43 18:58 19:46 18:41 18:53 18:29	189.0 191.0 189.0 188.0 141.0 246.0 131.0 193.0 177.0 120.0 254.0 178.0 177.0 183.0 178.0 175.0 170.0 179.0 120.0 179.0 178.0 176.0 182.0 167.0 131.0 180.0 97.0 178.0	20:16 20:17 20:17 20:19 20:25 21:31 21:57 20:23 20:24 20:30 21:30 21:25 21:25 21:30 21:36 21:35 21:28 21:29 20:30 21:39 21:37 21:38 21:45 21:45 21:41 20:30 21:27	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de CAH01, ARJ01, ARJ09, ARJ11, CAR01, GCH11	MSCR (0.1 MW) ELFEO (1 MW) ENDED (2.1 MW) ELECTROPAZ (6.2 MW) ELFEO (4 MW) ELECTROPAZ (4.6 MW) CRE (8.5 MW) ELFEO (3 MW) ELFEO (1.4 MW) CESSA (0.5 MW) SEPSA (3.7 MW) ENDED (0.3 MW) MSCR (1.08 MW) EMIRSA (0.1 MW) CMVINTO (0.1 MW) COBOCE (0.5 MW) ELECTROPAZ (4.9 MW) CRE (4 MW) ELFEO (2.3 MW) CESSA (0.8 MW) SEPSA (0.3 MW) ENDED (0.1 MW) MSCR (0.9 MW) CMVINTO (0.1 MW) ELECTROPAZ (5.5 MW) CRE (7 MW) ELFEO (3.2 MW) ELFEO (1.8 MW) CESSA (0.9 MW) ENDED (0.3 MW) MSCR (1.6 MW) COBOCE (0.3 MW) ELFEO (3.8 MW)
SEPTIEMBRE	29	15:43 15:46 15:46 15:54 15:55 16:02 16:03 16:03 16:08 16:09 16:12 16:15 16:16 16:18 16:20 16:41	331.0 326.0 353.0 339.0 335.0 326.0 313.0 313.0 322.0 324.0 327.0 335.0 316.0 312.0 300.0 294.0	21:14 21:12 21:39 21:33 21:30 21:28 21:16 21:16 21:30 21:33 21:39 21:50 21:32 21:30 21:20 21:35	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de CAH01, ARJ01, ARJ09, ARJ11, CAR01, GCH11, MOA08, CJL02, TRD05, TRD07, TRD10, TRD11, TRD19	CRE (5.5 MW) ELECTROPAZ (4.1 MW) ELFEO (2.1 MW) MSCR (0.8 MW) SEPSA (0.8 MW) ENDED (0.2 MW) ELECTROPAZ (2.3 MW) CRE (6 MW) ELFEO (0.6 MW) MSCR (1 MW) ELFEO (1.4 MW) SEPSA (0.64 MW) ENDED (0.1 MW) ELFEO (1.4 MW) CESSA (0.5 MW) CESSA (0.18 MW)
	28	15:11 15:12 15:12 15:13 15:14 15:14 15:15 15:19 15:22 15:25 15:42 15:42 15:43 15:43 15:44 15:45 15:46	84.0 84.0 83.0 60.0 83.0 85.0 83.0 79.0 78.0 5.0 98.0 98.0 100.0 86.0 101.0 99.0 100.0 87.0	16:35 16:36 16:35 16:13 16:37 16:39 16:38 17:23 16:40 15:30 17:20 17:21 17:21 17:23 17:24 17:23 17:25 17:13	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de CAH01, GCH01, ARJ11, ARJ15, CHJ, MOA07, TRD07, TRD19	ELECTROPAZ (3.1 MW) ELFEO (2.3 MW) CRE (4.4 MW) CESSA (0.5 MW) ELFEO (0.8 MW) MSCR (0.7 MW) SEPSA (0.8 MW) COBOCE (0.1 MW) ENDED (0.2 MW) CMVINTO (0.1 MW) ELECTROPAZ (4.1 MW) CRE (8.5 MW) ELFEO (3.1 MW) ELFEO (1.1 MW) CESSA (0.6 MW) MSCR (1 MW) ENDED (0.3 MW) SEPSA (1 MW) CMVINTO (0.1 MW)

## RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACIÓN - AÑO 2011

MES	DIA	HORA	PERIODO	HORA	CAUSA	AGENTES AFECTADOS
OCTUBRE	28	15:51	95,0	17:26	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de CAH01, GCH01, ARJ11, ARJ15, CHJ, MOA07, TRD07, TRD19	COBOCE (0.2 MW)
		15:57	77,0	17:14		EMIRSA (0.1 MW)
		18:53	73,0	20:06		ELECTROPAZ (4.6 MW)
		18:53	73,0	20:06		CRE (7.9 MW)
		18:54	84,0	20:18		CESSA (0.7 MW)
		18:55	72,0	20:07		ELFEO (1.1 MW)
		18:57	70,0	20:07		ELFEC (3.3 MW)
		18:57	76,0	20:13		SEPSA (1 MW)
		18:58	87,0	20:25		ENDEE (0.3 MW)
		18:58	72,0	20:10		MSCR (0.8 MW)
		19:00	71,0	20:11		CMVINTO (0.1 MW)
		19:00	71,0	20:11		COBOCE (0.1 MW)
		19:09	150,0	21:39		ELECTROPAZ (2.3 MW)
		19:09	150,0	21:39		CRE (3.9 MW)
		19:09	151,0	21:40		ELFEC (1.7 MW)
		19:09	69,0	20:18		CESSA (0.3 MW)
		19:09	154,0	21:43		COBOCE (0.1 MW)
		19:10	151,0	21:41		MSCR (0.4 MW)
		19:11	79,0	20:30		SEPSA (0.5 MW)
19:11	150,0	21:41	ENDEE (0.1 MW)			
19:13	147,0	21:40	ELFEO (0.6 MW)			
19:25	140,0	21:45	EMIRSA (0.1 MW)			
19:04	87,0	20:31	ELFEC (2.4 MW)			
8	8	19:05	85,0	20:30	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de CAH01, GCH01, ARJ01, ARJ11, CHJ, MOA07, TRD07, TRD19	ELECTROPAZ (3.5 MW)
		19:05	85,0	20:30		CRE (6.1 MW)
		19:05	90,0	20:35		MSCR (0.7 MW)
		19:06	86,0	20:32		ELFEO (0.9 MW)
		19:06	89,0	20:35		CESSA (0.4 MW)
		19:06	86,0	20:32		SEPSA (0.8 MW)
		19:06	87,0	20:33		COBOCE (0.1 MW)
		19:15	90,0	20:45		CMVINTO (0.1 MW)
		19:22	72,0	20:36		ENDEE (0.2 MW)
		19:49	80,0	21:09		ELECTROPAZ (3.7 MW)
		19:50	79,0	21:09		CRE (5.6 MW)
		19:50	80,0	21:10		ELFEC (2.6 MW)
		19:51	79,0	21:10		ELFEO (0.9 MW)
		19:51	79,0	21:10		CESSA (0.4 MW)
		19:52	78,0	21:10		SEPSA (0.8 MW)
		19:53	78,0	21:11		MSCR (0.7 MW)
		19:53	78,0	21:11		COBOCE (0.1 MW)
		19:56	76,0	21:12		ENDEE (0.2 MW)
		9	9	19:10		55,0
19:10	59,0			20:09	ELFEO (0.6 MW)	
19:11	54,0			20:05	ELECTROPAZ (2.6 MW)	
19:11	56,0			20:05	CRE (3.8 MW)	
19:11	63,0			20:14	CESSA (0.4 MW)	
19:12	57,0			20:09	SEPSA (0.5 MW)	
19:12	56,0			20:08	MSCR (0.4 MW)	
19:12	62,0			20:14	COBOCE (0.1 MW)	
19:13	58,0			20:11	ENDEE (0.1 MW)	
19:13	58,0			20:11	ELECTROPAZ (2.4 MW)	
17	17	19:09	104,0	20:53	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de CAH01, GCH01, ARJ03, ARJ11, GBE01, CHJ, CJL02, MOA07, TRD05, TRD07, TRD19	ELFEC (1.6 MW)
		19:09	105,0	20:54		ELFEO (0.6 MW)
		19:10	105,0	20:55		CESSA (0.33 MW)
		19:10	105,0	20:55		MSCR (0.6 MW)
		19:13	127,0	21:03		SEPSA (0.6 MW)
		19:27	101,0	21:08		ENDEE (0.08 MW)
		19:51	62,0	20:53		ELFEC (1.7 MW)
		09:50	137,0	12:07		CRE (2.2 MW)
		10:00	128,0	12:08		CRE (4.4 MW)
		10:02	133,0	12:15		CRE (0.44 MW)
10:04	148,0	12:32	CRE (0.4 MW)			
10:11	126,0	12:17	CRE (1.4 MW)			
10:23	119,0	12:22	CRE (3 MW)			
10:35	105,0	12:20	CRE (4 MW)			
10:41	182,0	13:43	CRE (3.1 MW)			
10:42	101,0	12:23	CRE (1.1 MW)			
10:47	90,0	12:17	CRE (1 MW)			
11:04	93,0	12:37	CRE (3.8 MW)			
11:16	74,0	12:30	CRE (3.3 MW)			
11:16	188,0	14:24	CRE (4.4 MW)			
12:52	182,0	15:54	CRE (1.8 MW)			
12:52	182,0	15:54	CRE (2.4 MW)			
13:01	218,0	16:39	CRE (2.6 MW)			
13:03	215,0	16:38	CRE (2.5 MW)			
13:04	228,0	16:52	CRE (3.7 MW)			
13:21	202,0	16:43	CRE (2.7 MW)			
13:21	254,0	17:35	CRE (1.1 MW)			
13:31	260,0	17:51	CRE (4.7 MW)			
13:42	219,0	17:21	CRE (2.5 MW)			
13:51	211,0	17:22	CRE (6.5 MW)			
14:12	224,0	17:56	CRE (4.8 MW)			
14:25	280,0	19:05	CRE (5.5 MW)			
14:27	241,0	18:28	CRE (3.8 MW)			
14:42	203,0	18:05	CRE (3.8 MW)			
14:50	265,0	19:15	CRE (2.2 MW)			
15:10	245,0	19:15	CRE (3.5 MW)			
17:35	120,0	19:35	CRE (2.8 MW)			
17:51	104,0	19:35	CRE (3.1 MW)			
18:28	147,0	20:55	CRE (5.7 MW)			
18:40	103,0	20:23	CRE (3.6 MW)			
18:40	196,0	21:56	CRE (1.7 MW)			
18:47	204,0	22:11	CRE (6.7 MW)			
18:53	144,0	21:17	CRE (4.5 MW)			
19:04	164,0	21:48	CRE (4.3 MW)			
19:14	163,0	21:57	CRE (1.9 MW)			
19:15	162,0	21:57	CRE (1.8 MW)			
29	29	14:20	106,0	16:06	Desconexión de carga manual por problemas en unidades de generación en el SIN. Indisponibles las unidades generadoras de GCH01, GBE01 y línea de transmisión en 230 kV Carrasco - Arboleda	CRE (1.4 MW)
		14:21	106,0	16:07		CRE (1 MW)
		14:22	107,0	16:09		CRE (1 MW)
		14:29	130,0	16:39		CRE (11.5 MW)
		14:29	93,0	16:02		CRE (3.2 MW)
		14:34	125,0	16:39		CRE (2.1 MW)
		14:49	118,0	16:47		CRE (3.1 MW)
		14:51	144,0	17:15		CRE (2.2 MW)
		19:14	67,0	20:21		ELECTROPAZ (2.5 MW)
		19:14	68,0	20:22		CRE (3.5 MW)
19:16	69,0	20:25	SEPSA (0.5 MW)			
19:17	64,0	20:21	ELECTROPAZ (2.7 MW)			
19:18	65,0	20:23	ELFEC (3.2 MW)			
19:18	64,0	20:22	CRE (6.6 MW)			
19:20	45,0	20:05	MSCR (1.1 MW)			
19:20	96,0	20:56	CRE (5 MW)			
19:21	62,0	20:23	ELFEC (2 MW)			
19:21	95,0	20:56	ELECTROPAZ (2.9 MW)			
19:23	102,0	21:05	MSCR (0.6 MW)			
19:25	64,0	20:29	ELFEO (1.4 MW)			
19:25	99,0	21:04	ELFEO (0.6 MW)			
19:26	63,0	20:29	CESSA (0.6 MW)			
19:30	48,0	20:18	ENDEE (0.3 MW)			
19:30	210,0	23:00	CMVINTO (0.1 MW)			
19:35	205,0	23:00	EMIRSA (0.1 MW)			
19:39	59,0	20:38	SEPSA (0.9 MW)			
19:48	192,0	23:00	COBOCE (0.5 MW)			

## COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2011

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	17.05	14.94	13.95	14.81	18.64	19.18	19.76	19.64	18.45	17.80	16.93	16.78	17.33
2	15.91	14.35	13.82	14.55	18.40	18.68	19.24	19.19	17.94	17.35	16.29	16.04	16.81
3	15.27	14.14	13.76	14.26	17.97	18.29	18.52	18.78	17.42	17.12	15.92	15.53	16.42
4	14.89	13.82	13.48	14.15	17.14	17.71	18.05	18.21	17.26	16.94	15.76	15.27	16.06
5	14.75	13.64	13.28	14.04	16.85	17.26	17.37	17.83	17.10	16.87	15.66	15.03	15.81
6	14.71	13.69	13.45	14.19	17.29	17.60	17.47	18.07	17.22	16.85	15.74	14.91	15.93
7	14.88	14.10	13.75	14.55	18.36	18.42	18.58	18.89	17.49	17.07	16.11	14.94	16.43
8	15.72	14.52	13.82	14.93	18.47	18.63	18.24	18.76	18.03	17.41	16.96	15.87	16.78
9	17.90	15.42	14.16	15.71	18.96	19.29	19.31	19.23	18.62	18.18	18.04	17.18	17.67
10	18.83	16.29	14.80	16.53	19.29	19.64	19.71	19.59	19.63	18.90	19.24	18.38	18.40
11	19.02	17.02	15.19	16.95	19.51	19.84	19.84	19.92	20.00	19.26	19.52	18.66	18.73
12	19.08	17.33	15.63	17.19	19.58	19.98	19.94	20.01	20.26	19.47	19.98	18.73	18.93
13	18.49	16.21	14.41	16.57	19.45	19.44	19.96	19.84	20.32	19.08	19.23	18.05	18.42
14	18.34	15.86	14.44	16.48	19.37	19.59	19.91	19.93	20.33	19.00	19.08	18.00	18.36
15	19.01	16.75	15.39	17.31	19.61	19.86	19.98	20.16	20.58	19.49	19.90	18.83	18.91
16	19.14	17.37	15.75	17.64	19.79	19.94	20.00	20.27	20.67	19.60	20.12	19.32	19.13
17	18.92	17.08	15.46	17.38	19.72	19.86	20.11	20.34	20.66	19.50	19.79	18.77	18.97
18	18.53	16.40	14.81	16.91	19.70	20.06	20.09	20.24	20.49	19.17	19.87	18.22	18.71
19	16.25	14.99	14.54	17.73	19.67	19.98	20.00	19.93	20.14	19.05	19.66	17.58	18.29
20	18.71	17.94	18.13	19.40	19.84	20.08	20.19	20.20	20.48	19.97	20.52	19.57	19.59
21	19.15	18.65	18.24	19.12	19.68	20.00	20.14	20.14	20.35	19.91	20.62	20.00	19.67
22	18.95	17.91	16.92	18.08	19.39	19.99	20.06	20.01	20.07	19.58	20.46	19.77	19.27
23	18.82	16.31	14.70	16.16	18.85	19.60	19.74	19.63	19.43	18.62	19.78	18.86	18.37
24	18.18	15.19	13.94	15.04	18.73	19.50	19.64	19.41	19.03	18.09	18.28	17.72	17.73
<b>PROMEDIO</b>	<b>17.83</b>	<b>16.14</b>	<b>15.10</b>	<b>16.56</b>	<b>19.07</b>	<b>19.41</b>	<b>19.55</b>	<b>19.62</b>	<b>19.45</b>	<b>18.69</b>	<b>18.78</b>	<b>17.88</b>	<b>18.17</b>

Los valores son promedios ponderados.

## PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2011

CONSUMIDOR	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
CRE	GCH	18.01	16.62	15.68	16.82	19.15	19.42	19.57	19.68	19.50	18.74	18.76	18.01	18.39
CRE	URU	17.18	15.79	15.13	16.22	17.78	19.11	19.12	19.50	19.35	18.35	18.52	17.52	17.36
CRE	ARB	17.73	16.13	15.16	16.46	19.02	19.43	19.51	19.58	19.39	18.47	18.58	17.68	18.07
ELECTROPAZ	KEN	17.85	15.90	14.78	16.59	20.79	22.27	22.67	22.61	21.76	19.78	19.75	18.14	19.48
ELECTROPAZ	COT	17.75	15.72	14.57	16.48	20.80	22.47	22.86	22.86	21.94	19.85	19.77	18.00	19.55
ELECTROPAZ	BLG	17.63	15.62	14.48	16.37	20.76	22.48	22.88	22.90	21.94	19.81	19.73	17.94	19.47
ELECTROPAZ	TBA	17.63	15.57	14.41	16.30	20.82	22.54	22.97	22.93	21.96	19.78	19.72	17.92	19.46
ELECTROPAZ	PAM	17.53	15.52	14.39	16.27	20.64	22.43	22.81	22.86	21.85	19.69	19.67	17.83	19.40
ELECTROPAZ	CHS	16.44	14.54	13.55	15.61	20.15	22.11	22.45	22.65	21.51	19.26	19.24	17.01	18.85
ELECTROPAZ	CRN	16.81	14.68	13.82	15.97	20.69	22.72	23.12	23.23	22.15	19.59	19.48	17.31	19.30
ELFEC	ARO	18.20	16.20	15.09	16.56	19.67	20.32	20.55	20.41	20.00	18.84	18.86	17.86	18.60
ELFEC	VHE	18.52	16.77	15.37	16.84	19.72	20.39	20.64	20.57	20.04	18.97	19.11	18.23	18.81
ELFEC	CBC	18.11	16.29	15.24	16.72	19.89	20.62	20.94	20.79	20.40	19.13	19.13	18.00	18.90
ELFEC	CHI	17.55	15.82	14.83	16.15	19.02	19.53	19.68	19.66	19.31	18.31	18.36	17.42	17.99
ELFEO	VIN69	18.06	16.09	15.01	16.61	20.22	21.19	21.45	21.40	20.78	19.32	19.26	18.01	18.94
ELFEO	CAT	18.75	16.66	15.56	17.19	20.73	21.36	21.69	21.55	21.00	19.70	19.59	18.67	19.65
CESSA	ARJ	19.15	17.11	15.93	17.51	20.48	21.09	21.26	21.70	20.82	19.63	19.66	18.64	19.42
CESSA	SUC	18.68	16.72	15.57	16.98	20.98	20.93	21.23	21.18	20.61	19.24	19.73	18.30	19.09
SEPSA	DDI	19.80	17.44	16.40	17.93	21.08	21.71	22.04	21.98	21.42	20.14	20.16	19.16	20.02
SEPSA	POT	19.95	17.72	16.50	18.14	21.50	22.17	22.52	22.44	21.92	20.51	20.59	19.39	20.35
SEPSA	PUN	19.70	17.34	16.02	17.88	21.29	21.84	22.00	22.00	21.46	20.16	20.26	19.22	20.03
SEPSA	ATO	19.89	17.62	16.30	18.11	21.54	22.15	22.38	22.38	21.83	20.49	20.59	19.39	20.31
ENDE	YUC	17.97	15.49	14.21	16.49	21.29	23.39	23.79	23.97	22.87	19.90	19.63	17.59	19.85
ENDE	SBO	16.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.77
ENDE	MOX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.28	25.10	24.19	20.52	19.86	18.04	21.53
ENDE	TRI	18.68	16.81	15.10	17.44	22.61	25.01	25.88	25.91	24.65	20.51	19.72	18.15	20.87
EMIRSA	VIN115	17.73	15.87	14.75	16.33	19.94	20.92	21.21	21.21	20.52	19.07	18.88	17.74	18.65
EM VINTO	VIN69	17.70	15.88	14.74	16.38	19.99	20.96	21.29	21.25	20.51	19.08	18.91	17.73	18.72
COBOCE	CBC	18.23	16.18	15.08	16.96	19.97	20.68	20.97	20.69	20.25	18.96	18.66	17.91	18.83
EMSC	PUN	19.22	17.11	16.13	17.68	20.69	21.60	21.65	21.69	21.06	19.92	19.79	18.75	19.76
<b>TOTAL MEM</b>		<b>18.18</b>	<b>16.36</b>	<b>15.31</b>	<b>16.81</b>	<b>20.01</b>	<b>20.84</b>	<b>21.09</b>	<b>21.06</b>	<b>20.53</b>	<b>19.22</b>	<b>19.21</b>	<b>18.12</b>	<b>18.93</b>

Los valores son promedios ponderados.

PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2011

	ENERGÍA US\$/MWH	POTENCIA US\$/KW-MES	PEAJE US\$/KW-MES	MONÓMICO US\$/MWh
Guaracachi	18.3	7.5	3.1	40.5
Urubó	17.3	7.5	3.1	38.6
Arboleda	18.0	7.4	3.1	42.3
<b>TOTAL CRE</b>	<b>18.1</b>	<b>7.5</b>	<b>3.2</b>	<b>40.4</b>
Kenko	19.4	7.5	3.1	41.6
Cota Cota	19.4	7.4	3.1	41.3
Bologna	19.4	7.4	3.1	38.9
Tap Bahai	19.3	7.4	3.1	39.6
Pampahasi	19.3	7.4	3.1	40.1
Chuspipata	18.7	6.9	3.1	47.3
Caranavi	19.2	7.1	3.2	40.6
<b>TOTAL - ELECTROPAZ</b>	<b>19.4</b>	<b>7.5</b>	<b>3.2</b>	<b>41.3</b>
Arocagua	18.5	7.5	3.1	41.0
V. Hermoso	18.7	7.5	3.1	41.8
Irpa Irpa	18.8	7.7	3.1	45.2
Chimoré	17.9	7.3	3.1	45.5
<b>TOTAL - ELFEC</b>	<b>18.5</b>	<b>7.5</b>	<b>3.2</b>	<b>41.4</b>
Vinto	18.8	7.6	3.1	41.2
Catavi	19.5	7.9	3.1	39.2
<b>TOTAL - ELFEO</b>	<b>19.0</b>	<b>7.7</b>	<b>3.2</b>	<b>40.7</b>
Sacaca	19.1	7.8	3.1	59.2
Ocuri	20.0	8.1	3.1	59.1
Potosí	20.2	8.3	3.1	41.6
Punutuma	19.9	8.1	3.1	43.6
Atocha	20.2	8.3	3.1	42.1
Don Diego	19.9	8.2	3.1	45.0
Complejo Karachipampa	20.3	8.2	3.1	34.4
Punutuma - Lipez	20.0	8.0	3.1	58.0
<b>TOTAL - SEPSA</b>	<b>20.2</b>	<b>8.3</b>	<b>3.2</b>	<b>42.5</b>
Mariaca	19.5	8.1	3.1	40.6
Sucre	19.3	7.8	3.1	44.5
Sucre - Fancesa	19.0	7.8	3.1	34.0
<b>TOTAL - CESSA</b>	<b>19.2</b>	<b>7.8</b>	<b>3.2</b>	<b>41.0</b>
Yucumo	19.7	7.4	3.1	50.4
San Borja	16.8	0.0	0.0	16.8
San Ignacio de Moxos	21.3	7.8	3.0	46.0
Trinidad	20.7	8.0	3.1	47.2
<b>TOTAL - ENDE</b>	<b>20.6</b>	<b>7.9</b>	<b>3.2</b>	<b>47.4</b>
<b>EMIRSA</b>	<b>18.5</b>	<b>7.6</b>	<b>3.1</b>	<b>33.2</b>
<b>EMVINTO</b>	<b>18.6</b>	<b>7.7</b>	<b>3.1</b>	<b>33.4</b>
<b>COBOCE</b>	<b>18.7</b>	<b>7.7</b>	<b>3.0</b>	<b>39.8</b>
<b>Retiros VHE para EMSC</b>	<b>19.6</b>	<b>8.0</b>	<b>3.1</b>	<b>37.2</b>
<b>Retiros COBEE para EMSC</b>	<b>19.6</b>	<b>8.0</b>	<b>3.1</b>	<b>37.2</b>
<b>TOTALES</b>	<b>18.8</b>	<b>7.6</b>	<b>3.2</b>	<b>40.8</b>

Tipo de cambio promedio: 7.03 Bs/US\$

**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES  
(CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2011**

CENTRAL	PERIODO		
	Nov./10-Abr./11	May/11-Oct./11	Nov./11-Abr./12
GUARACACHI	1.30	1.30	1.30
CARRASCO	1.30	1.30	1.30
BULO BULO	1.30	1.30	1.30
ENTRE RIOS	1.30	1.30	1.30
V. HERMOSO	1.30	1.30	1.30
ARANJUEZ	1.30	1.30	1.30
KARACHIPAMPA	1.30	1.30	1.30
KENKO	1.30	1.30	1.30
<b>Promedio</b>	<b>1.30</b>	<b>1.30</b>	<b>1.30</b>

**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES  
(SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2011**

	GUARACACHI	CARRASCO	BULO BULO	ENTRE RIOS	V. HERMOSO	ARANJUEZ	KARACHIPAMPA	KENKO
Enero	1.2201	1.2293	1.2281	1.1940	1.1868	1.1506	1.1506	1.1868
Febrero	1.2174	1.2307	1.2288	1.1953	1.2334	1.1494	1.1494	1.1855
Marzo	1.2109	1.2307	1.2292	1.1990	1.2307	1.1553	1.1553	1.2019
Abril	1.2135	1.2320	1.2303	1.2116	1.2307	1.1588	1.1588	1.2019
Mayo	1.2214	1.2361	1.2277	1.2245	1.2347	1.1624	1.1624	1.1956
Junio	1.2161	1.2293	1.2314	1.2206	1.2334	1.1636	1.1636	1.2201
Julio	1.2293	1.2334	1.2310	1.2193	1.2347	1.1660	1.1660	1.2070
Agosto	1.2174	1.2307	1.2306	1.2180	1.2361	1.1612	1.1612	1.2070
Septiembre	1.2267	1.2334	1.2330	1.2053	1.2320	1.1612	1.1612	1.2032
Octubre	1.2280	1.2320	1.2304	1.1990	1.2280	1.1636	1.1636	1.2006
Noviembre	1.2293	1.2293	1.2287	1.1915	1.2293	1.1576	1.1576	1.2058
Diciembre	1.2201	1.2307	1.2300	1.1854	1.2320	1.1600	1.1600	1.2058
<b>Promedio</b>	<b>1.2209</b>	<b>1.2315</b>	<b>1.2299</b>	<b>1.2053</b>	<b>1.2285</b>	<b>1.1591</b>	<b>1.1591</b>	<b>1.2018</b>

**CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS- PERIODO 2008 - 2011**

**CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES**

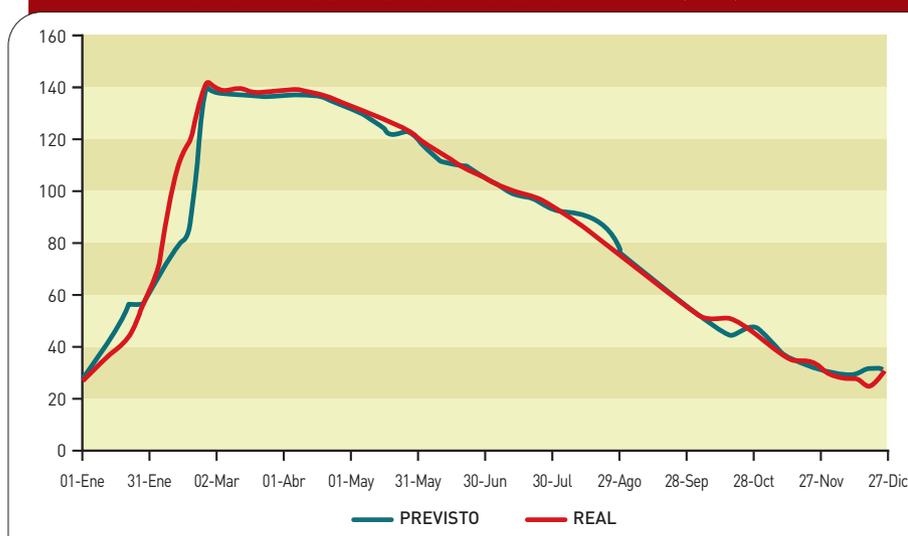
AÑO	MES	GUARACACHI	BULO BULO	CARRASCO	V HERMOSO	ARANJUEZ	KENKO	KARACHIPAMPA	TOTAL
2008	Enero	794	507	460	36	129	1	65	1,992
	Febrero	748	415	378	35	131	3	51	1,760
	Marzo	849	498	489	70	157	3	30	2,095
	Abril	1,081	493	647	100	146	7	86	2,560
	Mayo	1,479	523	734	181	165	52	101	3,236
	Junio	1,319	504	660	289	162	71	44	3,048
	Julio	1,490	535	770	400	156	76	103	3,531
	Agosto	1,629	439	752	388	156	74	114	3,553
	Septiembre	1,552	504	702	331	191	73	108	3,462
	Octubre	1,528	504	680	237	189	51	110	3,299
	Noviembre	1,367	504	551	173	176	28	89	2,889
	Diciembre	1,203	512	497	97	163	8	100	2,580
<b>TOTAL</b>	<b>15,039</b>	<b>5,938</b>	<b>7,320</b>	<b>2,338</b>	<b>1,920</b>	<b>449</b>	<b>1,001</b>	<b>34,006</b>	

## CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS- PERIODO 2008 - 2011

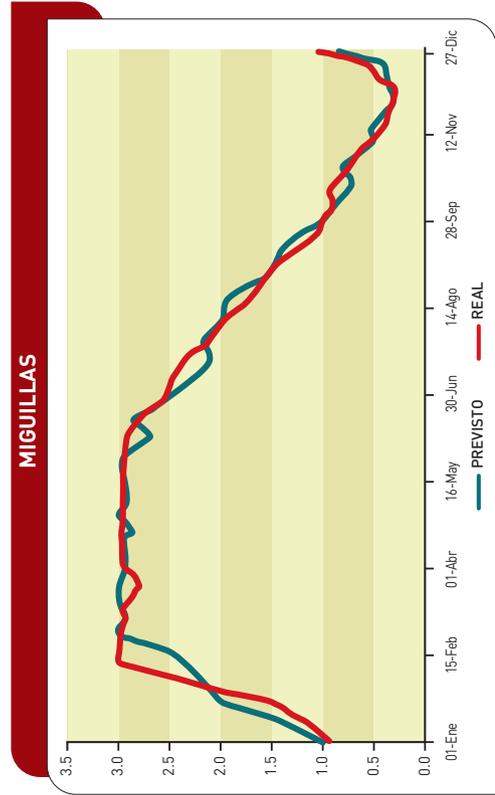
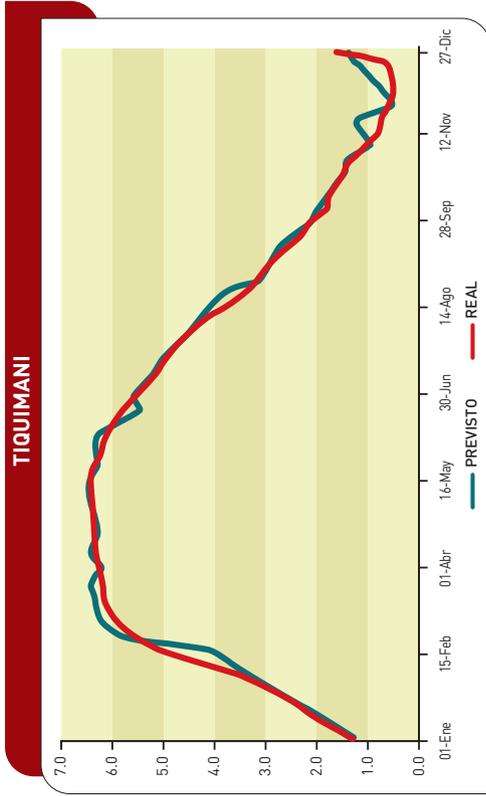
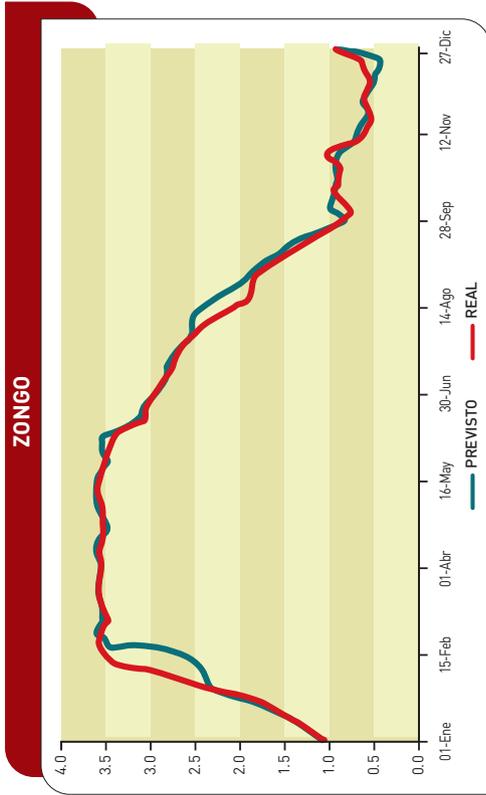
### CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES

AÑO	MES	GUARACACHI	SANTA CRUZ	BULO BULO	CARRASCO	V HERMOSO	ARANJUEZ	KENKO		KARACHIPAMPA	TOTAL
2009	Enero	1,209		483	352	36	164	2		95	2,341
	Febrero	1,121		469	502	222	165	30		89	2,598
	Marzo	982		500	490	167	180	4		92	2,415
	Abril	1,160		479	432	225	178	19		98	2,591
	Mayo	1,483		513	388	477	186	58		102	3,207
	Junio	1,540	133	359	386	454	213	74		104	3,264
	Julio	1,384	231	446	733	448	178	146		109	3,676
	Agosto	1,235	252	525	753	439	85	155		110	3,554
	Septiembre	1,254	341	524	710	508	82	151		109	3,679
	Octubre	1,231	342	535	776	471	207	151		106	3,818
	Noviembre	1,116	268	512	661	534	191	120		109	3,511
	Diciembre	1,132	113	498	662	284	188	40		99	3,015
	<b>TOTAL</b>	<b>14,848</b>	<b>1,680</b>	<b>5,843</b>	<b>6,844</b>	<b>4,267</b>	<b>2,017</b>	<b>949</b>		<b>1,221</b>	<b>37,670</b>
AÑO	MES	GUARACACHI	SANTA CRUZ	BULO BULO	CARRASCO	V HERMOSO	ARANJUEZ	KENKO	ENTRE RIOS	KARACHIPAMPA	TOTAL
2010	Enero	1,243	47	505	505	196	179	11		104	2,789
	Febrero	1,107	63	459	491	227	172	7		89	2,615
	Marzo	1,405	247	526	682	428	194	57	23	46	3,608
	Abril	1,505	264	506	712	452	192	115	171	94	4,012
	Mayo	1,167	252	522	710	567	191	134	355	113	4,011
	Junio	806	293	511	751	555	195	145	448	108	3,812
	Julio	782	264	531	796	602	151	152	537	109	3,924
	Agosto	1,312	88	533	665	548	165	150	505	108	4,072
	Septiembre	1,051	218	519	702	469	175	115	494	103	3,846
	Octubre	1,360	178	427	740	421	193	113	529	107	4,069
	Noviembre	1,320	194	504	736	458	130	129	635	43	4,150
	Diciembre	1,445	194	506	696	396	196	106	647	0	4,186
	<b>TOTAL</b>	<b>14,503</b>	<b>2,300</b>	<b>6,050</b>	<b>8,185</b>	<b>5,321</b>	<b>2,131</b>	<b>1,234</b>	<b>4,345</b>	<b>1,025</b>	<b>45,094</b>
AÑO	MES	GUARACACHI	SANTA CRUZ	BULO BULO	CARRASCO	V HERMOSO	ARANJUEZ	KENKO	ENTRE RIOS	KARACHIPAMPA	TOTAL
2011	Enero	1,424	174	523	690	311	186	87	614	54	4,062
	Febrero	938	94	480	480	163	144	39	577	61	2,975
	Marzo	1,040	64	506	358	113	158	8	535	50	2,833
	Abril	1,157	86	515	535	197	159	41	650	54	3,392
	Mayo	1,639	244	496	384	523	169	138	665	103	4,361
	Junio	1,631	295	526	389	582	200	165	614	102	4,504
	Julio	1,480	321	547	659	477	218	172	753	104	4,730
	Agosto	1,465	332	564	754	556	225	176	747	102	4,920
	Septiembre	1,676	221	538	576	557	198	156	705	100	4,727
	Octubre	1,552	170	530	633	523	199	138	705	102	4,551
	Noviembre	1,442	274	526	720	477	198	109	635	103	4,486
	Diciembre	1,457	168	543	718	419	198	94	719	103	4,420
	<b>TOTAL</b>	<b>16,901</b>	<b>2,443</b>	<b>6,294</b>	<b>6,895</b>	<b>4,898</b>	<b>2,252</b>	<b>1,322</b>	<b>7,919</b>	<b>1,036</b>	<b>49,961</b>

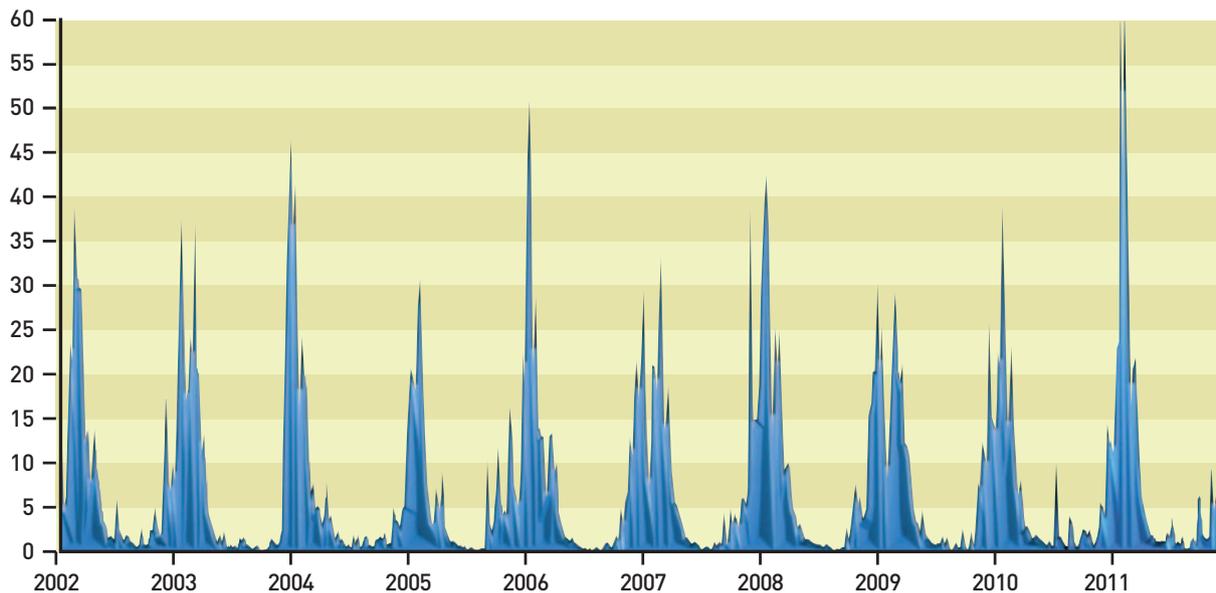
### EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (Hm3)



EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm3) - AÑO 2011



## EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m<sup>3</sup>/s) - PERIODO 2002- 2011



## DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) PERIODO 1996 - 2011

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Área Oriental	847.4	951.9	1,050.7	1,137.3	1,138.9	1,150.1	1,192.9	1,241.6	1,366.4	1,455.7	1,572.4	1,660.8	1,749.2	1,899.6	2,068.3	2,290.5
Área Norte	865.9	921.8	963.0	1,005.0	998.2	1,000.6	1,028.7	1,060.8	1,120.5	1,157.2	1,234.0	1,290.9	1,297.9	1,302.4	1,410.9	1,548.7
Área Centro-Sur	1,012.4	1,072.2	1,146.3	1,166.3	1,198.3	1,221.0	1,310.6	1,301.4	1,284.2	1,381.4	1,499.4	1,734.6	2,090.9	2,195.0	2,334.8	2,462.7
<b>TOTAL</b>	<b>2,725.8</b>	<b>2,945.9</b>	<b>3,160.0</b>	<b>3,308.6</b>	<b>3,335.5</b>	<b>3,371.7</b>	<b>3,532.2</b>	<b>3,603.8</b>	<b>3,771.0</b>	<b>3,994.3</b>	<b>4,305.8</b>	<b>4,686.4</b>	<b>5,138.0</b>	<b>5,397.0</b>	<b>5,814.0</b>	<b>6,301.9</b>

## DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) PERIODO 1996 - 2011

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CRE	847.4	951.9	1,050.7	1,137.3	1,138.9	1,150.1	1,192.9	1,241.6	1,366.4	1,455.7	1,572.4	1,660.8	1,749.2	1,899.6	2,068.3	2,290.5
ELECTROPAZ	865.9	921.9	963.0	1,005.0	998.2	1,000.6	1,028.7	1,060.8	1,120.5	1,157.2	1,234.0	1,290.9	1,297.9	1,302.4	1,391.8	1,476.6
ELFEC	444.2	486.3	549.0	568.2	583.9	590.5	642.1	653.2	674.2	711.3	758.4	812.9	838.5	883.0	958.3	1,010.2
ELFEO	191.1	198.7	205.5	210.2	203.6	212.6	217.1	212.2	234.1	264.3	287.0	311.7	334.8	326.4	352.3	382.2
CESSA	92.2	101.4	110.7	114.1	114.1	102.2	108.2	124.4	131.2	140.1	152.8	157.9	172.6	190.6	199.9	215.4
SEPSA	76.2	82.3	89.9	89.5	89.4	112.4	131.8	147.4	166.5	178.0	210.1	232.9	275.5	286.8	338.2	383.4
ENDE															19.1	72.2
NO REGULADOS	208.8	203.4	191.1	184.2	207.3	203.3	211.4	164.3	78.2	87.7	91.0	219.1	469.4	508.2	486.0	471.5
<b>TOTAL</b>	<b>2,725.8</b>	<b>2,945.9</b>	<b>3,160.0</b>	<b>3,308.6</b>	<b>3,335.5</b>	<b>3,371.7</b>	<b>3,532.2</b>	<b>3,603.8</b>	<b>3,771.0</b>	<b>3,994.3</b>	<b>4,305.8</b>	<b>4,686.4</b>	<b>5,138.0</b>	<b>5,397.0</b>	<b>5,814.0</b>	<b>6,301.9</b>

## DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERIODO 1996 - 2011

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	217.1	241.5	258.5	269.1	283.8	277.5	294.4	298.0	311.6	324.7	346.3	371.0	424.4	442.2	464.9	515.6
Febrero	202.5	210.1	231.2	244.6	269.2	251.5	258.9	271.3	287.8	296.3	318.8	334.1	391.8	398.1	425.7	465.6
Marzo	225.5	241.1	265.2	282.3	277.5	285.1	295.4	295.9	324.3	337.2	366.1	388.2	428.5	449.9	505.5	506.3
Abril	217.0	241.6	259.0	266.8	271.7	276.4	293.1	293.1	308.1	328.9	346.7	373.1	419.8	444.7	467.4	515.4
Mayo	231.4	245.5	265.2	273.7	278.7	280.8	296.3	306.6	305.8	327.5	352.3	377.3	423.2	441.5	472.5	520.3
Junio	221.6	239.6	261.7	269.1	275.2	275.3	282.9	299.7	304.5	319.9	350.2	372.2	407.5	422.3	462.1	496.3
Julio	233.6	250.2	273.7	279.3	277.6	282.5	299.6	308.2	314.3	334.5	360.4	383.9	438.2	452.1	483.4	518.7
Agosto	234.2	252.5	270.3	276.0	282.6	292.0	302.2	308.2	316.0	346.2	370.3	396.6	439.8	455.3	479.7	536.8
Septiembre	236.7	252.4	261.4	283.0	274.6	280.3	294.0	308.0	318.6	331.4	360.5	414.2	426.6	458.8	500.7	540.1
Octubre	238.5	263.7	276.4	294.5	290.8	298.6	313.7	308.4	331.4	348.0	381.7	436.7	450.4	477.4	520.0	557.7
Noviembre	229.9	249.3	264.7	281.4	274.8	282.9	298.1	300.6	317.3	344.1	371.3	412.8	440.0	475.0	504.4	557.4
Diciembre	237.8	258.3	272.1	288.9	279.0	288.8	303.6	305.8	331.2	355.7	381.2	426.3	447.8	479.7	527.7	571.5
<b>TOTAL</b>	<b>2,725.8</b>	<b>2,945.9</b>	<b>3,160.0</b>	<b>3,308.6</b>	<b>3,365.5</b>	<b>3,371.7</b>	<b>3,532.2</b>	<b>3,603.8</b>	<b>3,771.0</b>	<b>3,994.3</b>	<b>4,305.8</b>	<b>4,686.4</b>	<b>5,138.0</b>	<b>5,397.0</b>	<b>5,814.0</b>	<b>6,301.9</b>

## DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERIODO 1996 - 2011

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Total</b>	<b>544.6</b>	<b>583.7</b>	<b>622.7</b>	<b>644.3</b>	<b>644.9</b>	<b>646.8</b>	<b>674.3</b>	<b>684.1</b>	<b>704.8</b>	<b>759.1</b>	<b>813.1</b>	<b>895.4</b>	<b>898.7</b>	<b>939.4</b>	<b>1,009.4</b>	<b>1,067.4</b>

## CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERIODO 1996 - 2011

EMPRESA	CENTRALES	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Hidroeléctricas</b>																	
COBEE	Zongo y Achachicala	118.6	136.9	153.1	183.1	182.9	183.3	183.3	166.8	166.8	168.0	187.6	187.6	188.4	188.4	188.8	188.0
CORANI	Santa Isabel y Corani	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	127.8	144.9	144.9	147.0	147.0	149.9	149.9	148.7	148.7
COBEE	Miguillas	18.4	18.4	18.4	18.3	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.0	18.0	21.1	20.9	21.1	21.1
ERESA	Yura (*)							18.5	18.0	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.0	19.0
SYNERGIA	Kanata				7.5	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.5	7.5
HB	Taquesi			0.9	0.9	0.9	0.9	90.5	89.5	89.5	90.4	90.4	90.4	90.4	90.4	89.3	89.3
SDB	Quehata												1.9	1.9	2.0	2.0	2.3
<b>Subtotal</b>		<b>263.0</b>	<b>281.3</b>	<b>298.4</b>	<b>335.8</b>	<b>335.7</b>	<b>354.6</b>	<b>444.3</b>	<b>428.1</b>	<b>446.3</b>	<b>448.3</b>	<b>469.7</b>	<b>471.6</b>	<b>478.3</b>	<b>478.1</b>	<b>476.4</b>	<b>476.0</b>
<b>Termoeléctricas (a temperatura media Anual)</b>																	
EGSA	Guaracachi	168.0	168.0	168.2	287.7	287.7	268.5	249.4	248.8	248.8	248.8	253.9	317.2	317.2	271.0	267.7	267.7
EGSA	Santa Cruz														43.3	42.3	42.3
VHE	Carrasco	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	109.8	134.2
VHE	Valle Hermoso	74.3	74.3	74.6	74.3	74.3	37.2	18.6	37.2	74.3	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.3
EGSA	Aranjuez	37.5	37.5	37.5	37.5	32.1	32.1	32.1	32.1	32.0	32.1	39.2	38.4	43.2	43.2	36.7	36.7
CECBB	Bulo Bulo				87.5	87.5	87.2	90.2	90.2	90.2	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6
EGSA	Karachipampa	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.2	14.2	13.9	13.9	14.4	14.4
COBEE	Kenko	18.0	18.0	17.6	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.6	18.7	18.7
GBE	Guabirá												16.6	16.0	21.0	21.0	21.0
ENDE ANDINA	Entre Rios															107.1	107.1
ENDE GEN.	Moxos																25.7
ENDE GEN.	Trinidad																2.0
<b>Subtotal</b>		<b>424.0</b>	<b>424.0</b>	<b>424.1</b>	<b>543.7</b>	<b>625.8</b>	<b>569.5</b>	<b>531.5</b>	<b>552.5</b>	<b>589.5</b>	<b>589.5</b>	<b>601.0</b>	<b>680.1</b>	<b>684.0</b>	<b>686.7</b>	<b>781.7</b>	<b>833.0</b>
<b>TOTAL</b>		<b>687.0</b>	<b>705.3</b>	<b>722.5</b>	<b>879.5</b>	<b>961.5</b>	<b>924.1</b>	<b>975.8</b>	<b>980.6</b>	<b>1,035.8</b>	<b>1,037.7</b>	<b>1,070.7</b>	<b>1,151.7</b>	<b>1,162.3</b>	<b>1,164.9</b>	<b>1,258.1</b>	<b>1,309.8</b>

(\*) Se incorpora al MEM en mayo de 2001

## PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERIODO 1996 - 2011

EMPRESA	CENTRALES	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Hidroeléctricas</b>																	
COBEE	Zongo y Achachicala	710.0	705.2	702.4	783.2	936.8	1,035.4	1,005.7	736.1	870.8	830.7	896.9	981.8	903.3	921.5	950.6	990.0
CORANI	Santa Isabel y Corani	535.5	688.0	610.9	739.9	768.5	846.6	838.3	811.8	816.0	627.5	804.3	784.0	861.7	817.3	699.1	795.3
COBEE	Miguillas	122.8	113.9	123.8	109.8	106.3	120.3	113.4	100.2	110.9	104.8	111.3	96.2	102.6	107.5	109.5	108.5
ERESA	Yura (*)	56.8	64.5	59.0	18.6	14.9	71.1	69.3	58.1	62.4	66.4	73.7	65.2	72.3	74.7	71.8	73.2
SYNERGIA	Kanata				11.0	22.3	25.9	18.1	21.1	22.0	16.3	21.5	17.2	20.5	15.6	14.1	19.3
HB	Taquesi			2.1	6.5	6.8	7.0	137.5	241.8	247.3	295.4	223.6	348.8	316.7	322.8	302.9	333.7
SDB	Quehata												1.0	3.4	4.9	3.3	4.1
<b>Subtotal</b>		<b>1,425.1</b>	<b>1,571.6</b>	<b>1,498.1</b>	<b>1,669.1</b>	<b>1,855.6</b>	<b>2,108.2</b>	<b>2,182.3</b>	<b>1,969.2</b>	<b>2,129.4</b>	<b>1,941.1</b>	<b>2,131.4</b>	<b>2,294.2</b>	<b>2,280.5</b>	<b>2,264.3</b>	<b>2,151.4</b>	<b>2,324.2</b>
<b>Termoeléctricas</b>																	
EGSA	Guaracachi	798.5	647.2	755.4	889.5	762.0	684.4	705.0	951.6	774.1	877.8	965.5	1,026.8	1,288.4	1,256.0	1,147.0	1,262.6
EGSA	Santa Cruz														123.4	160.2	188.5
VHE	Carrasco	135.1	573.2	655.7	504.8	356.6	106.7	161.3	123.8	320.4	532.2	664.8	648.6	664.6	622.0	743.1	617.0
VHE	Valle Hermoso	289.2	120.2	204.0	131.4	221.3	31.2	1.7	35.6	41.9	144.0	152.9	182.6	182.0	332.6	412.3	375.5
EGSA	Aranjuez	136.3	85.9	133.1	131.1	128.5	107.5	119.6	130.3	103.1	113.6	99.0	158.4	171.6	176.5	180.2	190.3
CECBB	Bulo Bulo				88.5	418.3	484.5	497.7	535.1	548.7	408.7	440.1	633.6	630.7	652.5	653.2	
EGSA	Karachipampa	72.9	96.7	51.8	58.1	30.9	45.6	37.4	51.8	32.3	3.0	42.2	69.7	78.4	96.3	80.7	79.5
COBEE	Kenko	32.0	34.6	39.5	48.5	23.6	29.1	3.8	30.5	22.7	28.4	41.9	66.6	33.5	71.3	94.4	101.0
GBE	Guabirá												14.2	39.3	59.7	58.2	64.0
ENDE ANDINA	Entre Rios															405.5	738.3
ENDE GEN.	Moxos																16.7
ENDE GEN.	Trinidad																0.5
<b>Subtotal</b>		<b>1,464.0</b>	<b>1,557.8</b>	<b>1,839.5</b>	<b>1,763.5</b>	<b>1,611.4</b>	<b>1,422.9</b>	<b>1,513.3</b>	<b>1,821.2</b>	<b>1,829.7</b>	<b>2,247.7</b>	<b>2,375.0</b>	<b>2,607.0</b>	<b>3,091.5</b>	<b>3,368.4</b>	<b>3,934.1</b>	<b>4,287.3</b>
Mas: Generación Trinidad (Local)																5.3	9.1
Mas: Generación San Ignacio de Moxos (Local)																	0.1
Mas: Generación San Borja (Local)																	0.2
Mas: Generación Yucumo (Local)																	0.0
Menos: Generación Trinidad (Local)																(5.3)	(9.1)
Menos: Generación San Ignacio de Moxos (Local)																	(0.1)
Menos: Generación San Borja (Local)																	(0.2)
Menos: Generación Yucumo (Local)																	(0.0)
<b>GENERACIÓN TOTAL</b>		<b>2,889.1</b>	<b>3,129.3</b>	<b>3,337.6</b>	<b>3,432.6</b>	<b>3,467.0</b>	<b>3,329.1</b>	<b>3,695.6</b>	<b>3,790.4</b>	<b>3,959.0</b>	<b>4,188.8</b>	<b>4,506.3</b>	<b>4,901.3</b>	<b>5,372.0</b>	<b>5,632.7</b>	<b>6,085.5</b>	<b>6,611.4</b>

(\*) Hasta abril de 2001, el Yura entregó al MEM solamente sus excedentes.

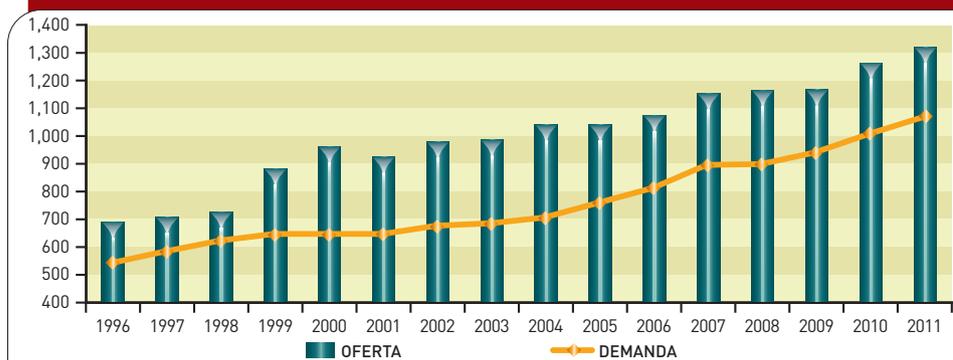
## TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERIODO 1998 - 2011

GESTIÓN	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
MINUTOS	86.0	76.0	85.0	23.0	30.0	69.6	28.2	104.6	20.5	68.7	24.3	33.2	121.1	103.4

## OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2011

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
POTENCIA DE PUNTA (MW)	544.6	583.7	622.7	644.3	644.9	646.8	674.3	684.1	704.8	759.1	813.1	895.4	898.7	939.4	1,009.4	1,067.4
CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	687.0	705.3	722.5	879.5	961.5	924.1	975.8	980.6	1,035.7	1,037.7	1,070.7	1,151.7	1,162.3	1,164.9	1,258.1	1,309.8

## OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2011



## COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN (PERIODO 1996 - 2011)

AÑO	FECHA	ÁREA(S)	DURACIÓN MIN.
1998	15-Nov	POTOSÍ	27
	07-Nov	SUCRE	5
1999	26-Nov	SUR	55
	23-Dic	ORIENTAL	14
	29-Dic	SUCRE	5
2000	02-Feb	NORTE	45
	24-Mar	SUR	12
	25-Jun	SUCRE	95
	21-Ago	SUCRE	62
	17-Oct	ORIENTAL	17
	25-Oct	SUR	5
	22-Dic	ORIENTAL	12
	28-Dic	ORIENTAL	7
2001	18-Mar	SUR	37
	20-Sep	SUCRE	3
2002	29-Jul	NORTE	8
	13-Ago	ORIENTAL	9
2003	20-Mar	ORIENTAL	23
	18-Jul	CENTRAL, SUR, NORTE	47
	24-Oct	NORTE	8
	26-Nov	NORTE, CENTRAL	29
2004	29-Feb.	ORIENTAL	16
2005	01-Ene	SUR	8
	09-Ene	SUCRE	3
	10-Ene	SUR	16
	20-Ene	ORIENTAL	16
	03-Feb	SUR	36
	27-May	SUCRE	5
	10-Sep	NORTE	4
	02-Oct	ORIENTAL	21
2006	09-Feb	ORIENTAL	25
	23-Nov	SUR, SUCRE	14
2007	17-Mar	ORIENTAL	37
	07-Abr	NORTE	86
	13-Jun	NORTE	30
2008	29-Abr	CENTRAL (ORURO)	85
	02-Oct	NORTE	14
2009		SIN COLAPSOS	0
2010	01-Jul	SUCRE	314
2011		SIN COLAPSOS	0

### COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERIODO 1996 - 2011

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
COSTO MARGINAL	17.2	15.9	18.0	16.1	17.9	9.2	10.3	7.5	5.8	13.9	15.4	15.5	15.7	17.0	17.6	18.2

### PRECIOS SPOT SIN IVA PERIODO 1996 - 2011

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ENERGÍA (US\$/MWh)	18.5	17.5	19.3	17.3	19.7	10.7	11.2	9.1	8.2	14.4	15.5	15.7	16.2	17.5	18.2	18.8
POTENCIA (US\$/kW-m)	6.2	7.8	7.2	7.2	7.3	7.6	7.0	7.6	6.2	5.9	5.5	5.4	5.2	6.1	7.4	7.6
PEAJE TRANSM.(US\$/kW-m)	0.9	0.9	1.7	1.6	1.4	1.8	1.8	1.8	1.8	2.1	3.0	2.9	3.1	3.5	3.3	3.2
MONÓMICO (US\$/MWh)	39.8	38.0	40.1	37.7	40.2	32.3	31.4	30.5	26.0	32.5	34.9	34.8	34.9	37.1	40.0	40.8

### PRECIOS SEMESTRALES - PERIODO 1996 - 2011

SEMESTRE	ENERGÍA US\$/MWh	POTENCIA US\$/kW-MES	PEAJE US\$/kW-MES	MONÓMICO US\$/MWh
May96 - Oct96	19.6	5.5	0.9	39.8
Nov96 - Abr97	17.5	8.1	0.9	38.5
May97 - Oct97	18.3	7.7	0.8	37.9
Nov97 - Abr98	18.4	7.5	1.6	39.3
May98 - Oct98	20.4	7.0	1.7	40.8
Nov98 - Abr99	19.0	6.9	1.7	39.2
May99 - Oct99	15.9	7.3	1.6	36.4
Nov99 - Abr00	18.6	7.4	1.7	39.4
May00 - Oct00	20.6	7.5	1.1	40.3
Nov00 - Abr01	13.5	7.3	1.7	34.9
May01 - Oct01	10.3	7.8	1.7	32.4
Nov01 - Abr02	11.8	8.2	1.8	34.9
May02 - Oct02	11.6	7.9	1.8	33.4
Nov02 - Abr03	9.1	7.5	1.8	30.9
May03 - Oct03	7.8	8.1	1.8	30.1
Nov03 - Abr04	8.6	6.2	1.8	26.7
May04 - Oct04	9.4	6.3	1.7	27.3
Nov04 - Abr05	9.5	6.4	1.7	28.0
May04 - Oct05	17.2	5.8	1.9	34.1
Nov05 - Abr06	13.5	5.5	3.0	32.7
May06 - Oct06	17.3	5.7	3.0	36.4
Nov06 - Abr07	14.1	6.1	2.7	35.3
May07 - Oct07	16.7	5.1	2.9	34.8
Nov07 - Abr08	14.8	5.1	3.0	33.4
May08 - Oct08	17.1	5.4	3.2	36.2
Nov08 - Abr09	16.0	5.0	3.6	33.9
May09 - Oct09	18.5	6.7	3.5	39.1
Nov09 - Abr10	17.1	6.7	3.3	38.2
May10 - Oct10	18.7	7.4	3.3	40.6
Nov10 - Abr11	17.6	7.7	3.2	40.4
May11 - Oct11	20.4	7.5	3.2	42.5

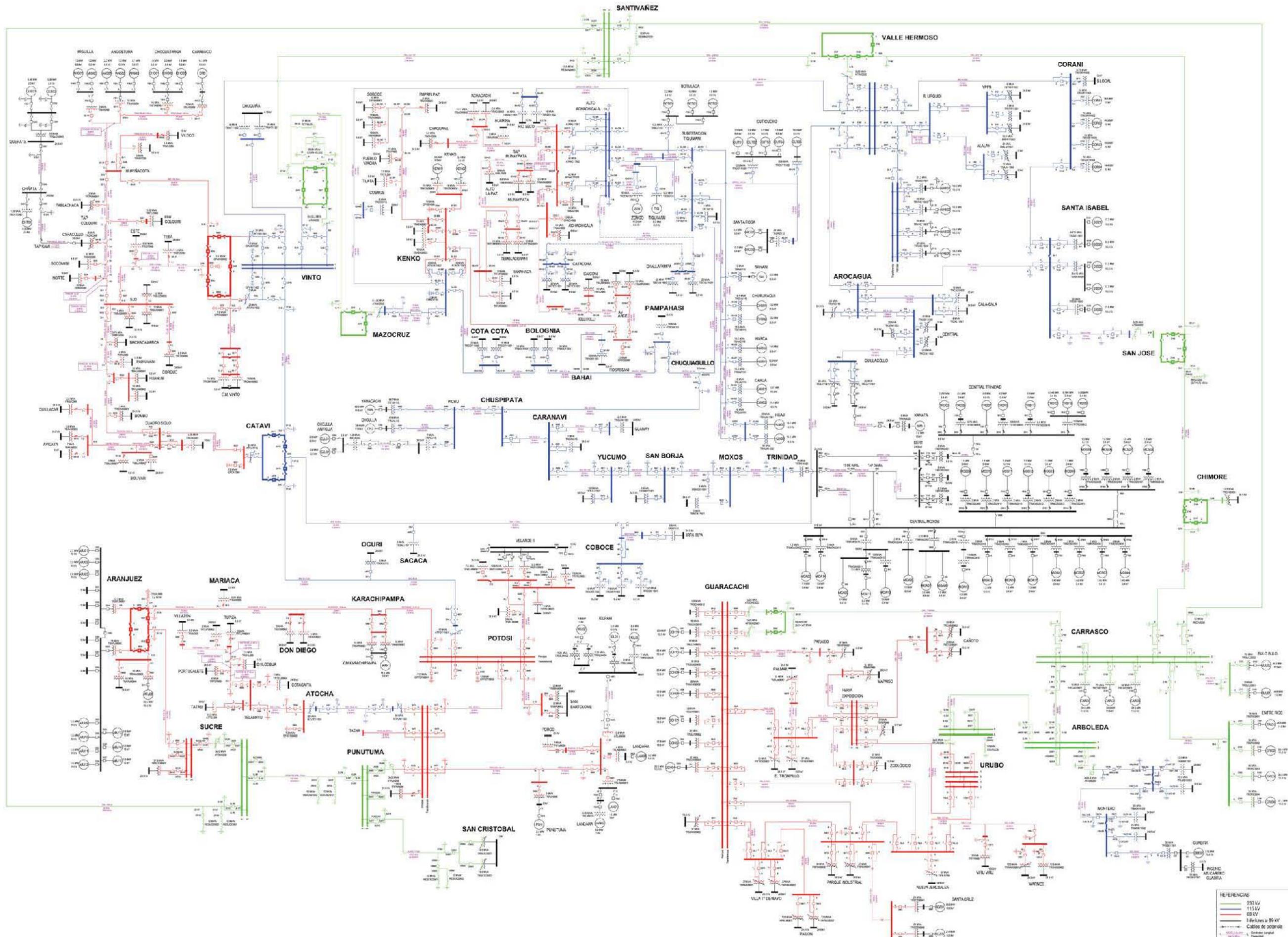
## LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERIODO 1996-2011

EMPRESA	TEN. KV	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011		
TDE	69	Aranjuez - Mariaca	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9		
		Aranjuez - Sucre											12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0		
		Don Diego - Karachipampa	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	
		Don Diego - Mariaca	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	
		Karachipampa - Potosí	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	
		Potosí - Punutuma							73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	
	<b>Subtotal</b>		<b>100.1</b>	<b>100.1</b>	<b>100.1</b>	<b>100.1</b>	<b>100.1</b>	<b>173.3</b>	<b>173.3</b>	<b>173.3</b>	<b>173.3</b>	<b>173.3</b>	<b>185.3</b>	<b>185.3</b>	<b>185.3</b>	<b>185.3</b>	<b>185.3</b>	<b>185.3</b>		
	115	Caranavi - Chuspipata																63.9	63.9	
		Chuspipata - Tap Chuquiaguillo																42.1	42.1	
		Arocagua - Santa Isabel	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	
		Arocagua - Valle Hermoso	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	
		Catavi - Ocuri	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	
		Catavi - Sacaca	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	
		Catavi - Vinto	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	
		Corani - Santa Isabel	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	
		Corani-Valle Hermoso 1	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	
		Corani-Valle Hermoso 2	45.0																	
		Kenko - Senkata	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	
		Ocuri - Potosí	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	
		Punutuma - Atocha																104.4	104.4	
		Santa Isabel - San José	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	
		Senkata - Vinto	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4								
		Senkata-Mazacruz												7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	
		Tap Coboce - Sacaca	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	
		Tap Coboce - Valle Hermoso	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	
		Valle Hermoso - Vinto	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	
		Valle Hermoso- Vinto 2	142.8																	
	<b>Subtotal</b>		<b>1,051.0</b>	<b>863.2</b>	<b>669.6</b>	<b>669.4</b>	<b>669.4</b>	<b>669.4</b>	<b>773.8</b>	<b>879.9</b>	<b>879.9</b>									
	230	Carrasco - Chimoré	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	
Carrasco - Guaracachi		179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0		
Carrasco - Santiváñez														225.6	225.6	225.6	225.6	225.6		
Chimoré - San José		78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8		
Mazacruz-Vinto Capacitor												193.4	193.4	193.4	193.4	193.4	193.4			
San José - Valle Hermoso			59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6		
Santiváñez - Vinto												122.3	123.7	123.7	123.7	123.7	123.7			
Valle Hermoso - Santiváñez												24.2	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7			
Valle Hermoso - Vinto			142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8									
<b>Subtotal</b>			<b>333.1</b>	<b>535.5</b>	<b>732.6</b>	<b>732.5</b>	<b>958.2</b>	<b>958.2</b>	<b>958.2</b>	<b>958.2</b>										
<b>Total TDE</b>		<b>1,484.2</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,587.5</b>	<b>1,587.3</b>	<b>1,812.9</b>	<b>1,812.9</b>	<b>1,917.3</b>	<b>2,023.4</b>	<b>2,023.4</b>		
ISABOL	230	Carrasco - Arboleda																		
		Carrasco - Urubo										164.0	164.0	164.0						
		Santiváñez - Sucre										246.0	246.0	246.0	246.0	246.0	246.0			
		Sucre - Punutuma										177.0	177.0	177.0	177.0	177.0	177.0			
		Urubó - Arboleda													62.0	62.0	62.0			
	<b>Subtotal</b>											<b>587.0</b>	<b>587.0</b>	<b>587.0</b>	<b>587.0</b>	<b>587.0</b>	<b>587.0</b>			
<b>Total ISABOL</b>											<b>587.0</b>	<b>587.0</b>	<b>587.0</b>	<b>587.0</b>	<b>587.0</b>	<b>587.0</b>				
ENDE	115	Bologna - Cota Cota															5.1	5.1		
		Bologna - Tap Bahai																2.3	2.3	
		Caranavi - Yucumo																104.5	104.5	
		Cota Cota - Kenko																15.7	15.7	
		Pampahasi - Tap Bahai																2.2	2.2	
		Pampahasi - Tap Chuquiaguillo																4.1	4.1	
		San Borja - San Ignacio de Moxos																138.5	138.5	
		San Ignacio de Moxos - Trinidad																84.8	84.8	
<b>Subtotal</b>																<b>40.4</b>	<b>40.4</b>			
<b>Total ENDE</b>																<b>397.6</b>	<b>397.6</b>			
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>1,484.2</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>2,174.5</b>	<b>2,174.3</b>	<b>2,399.9</b>	<b>2,399.9</b>	<b>2,504.3</b>	<b>3,007.9</b>	<b>3,007.9</b>		

## AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2011

EMPRESAS DE GENERACIÓN		SIGLA
COMPAÑÍA BOLIVIANA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.		COBEE
EMPRESA ELÉCTRICA GUARACACHI S.A.		EGSA
EMPRESA ELÉCTRICA CORANI S.A.		CORANI
EMPRESA ELÉCTRICA VALLE HERMOSO S.A.		VHE
COMPAÑÍA ELÉCTRICA CENTRAL BULO BULO		CECBB
EMPRESA RIO ELÉCTRICO S.A.		ERESA
HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA S.A.		HB
SOCIEDAD INDUSTRIAL ENERGÉTICA Y COMERCIAL ANDINA		SYNERGIA
SERVICIOS DE DESARROLLO DE BOLIVIA S.A.		SDB
GUABIRÁ ENERGÍA S.A.		GBE
ENDE ANDINA S.A.M.		ENDEANDINA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - GENERACIÓN (*)		ENDE
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN		
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD S.A.		TDE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA BOLIVIA		ISA
SAN CRISTÓBAL TESA		SCTESA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - TRANSMISIÓN		ENDE
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN		
COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACIÓN		CRE
ELECTRICIDAD DE LA PAZ		ELECTROPAZ
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA COCHABAMBA S.A.		ELFEC
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA ORURO S.A.		ELFEO
COMPAÑÍA ELÉCTRICA SUCRE S.A.		CESSA
SERVICIOS ELÉCTRICOS POTOSÍ		SEPSA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - DISTRIBUCIÓN		ENDE
CONSUMIDORES NO REGULADOS		
EMPRESA MINERA INTI RAYMI S.A.		EMIRSA
EMPRESA METALÚRGICA VINTO		EMVINTO
COBOCE Ltda.		COBOCE
EMPRESA MINERA SAN CRISTÓBAL		EMSC

(\*) Incorporado según lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 934 de fecha 20/07/2011



REFERENCIAS:  
 220 kV  
 115 kV  
 69 kV  
 Interfaz a 66 kV  
 Cables de potencia  
 Líneas de transmisión  
 Líneas de distribución