

**MEMORIA ANUAL DEL  
COMITÉ NACIONAL  
DE DESPACHO DE CARGA**

**Y**

**RESULTADOS DE  
OPERACIÓN DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO NACIONAL**

**2006**

# MEMORIA ANUAL 2006

**Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)**

**Dirección:** Calle Colombia N° O-0655 Edificio TDE  
**Teléfono:** (591-4) 4259523  
**Fax:** (591-4) 4259513  
**Casilla:** 4818  
**Correo Electrónico:** [cndc@cndc.bo](mailto:cndc@cndc.bo)  
**Sitio Web:** [www.cndc.bo](http://www.cndc.bo)

**Cochabamba – Bolivia**

## Contenido

1.	Presentación .....	5
2.	Información general del Comité Nacional de Despacho de Carga .....	7
	Creación y Funciones .....	7
	Organización .....	7
3.	Informe de la Gestión 2006 .....	9
	Planificación de la Operación .....	9
	Operación .....	10
	Análisis de Sistema de Potencia .....	10
	Transacciones Económicas .....	10
	Sistema de Información .....	11
	Sistema de Gestión .....	11
	Actualización de Normas .....	11
	Administración .....	11
	Resultados Económicos .....	11
4.	Estados Financieros del CNDC .....	12
	Ejecución Presupuestaria .....	12
	Estado de Resultados.....	13
	Balance General .....	14
	Notas del Auditor Externo .....	16
	1 Constitución y Objetivo del CNDC .....	16
	2 Políticas y Prácticas Contables .....	17
	3 Cambios en las Políticas y Prácticas Contables .....	19
	4 Contingencia Impositiva .....	19
5.	Dictamen del Auditor .....	21



## 1. Presentación

El Comité Nacional de Despacho de Carga tiene el agrado de presentar la Memoria Anual de sus actividades desarrolladas en la gestión 2006 y los Estados Financieros de esa gestión.

Los eventos más destacados que se han registrado en el año 2006 son los siguientes:

- El reingreso al sistema de la central hidroeléctrica Santa Rosa.
- La puesta en servicio de 4 motores a gas en Aranjuez.
- La conexión al sistema del consumidor no regulado San Cristóbal.
- El inicio del proyecto de una nueva subestación en Buena Vista.
- Las restricciones de gas a las centrales termoeléctricas de Aranjuez, Valle Hermoso y Kenko.
- La indisponibilidad de la unidad No. 2 de Buló Buló por más de 9 meses.

Estos y otros eventos registrados en la gestión de 2006 han significado un intenso trabajo en el CNDC, tanto en lo que se refiere a la operación en tiempo real como en la administración del Mercado Eléctrico Mayorista.

En general, los resultados alcanzados por el CNDC son satisfactorios por que, por una parte, fue posible atender la demanda de energía eléctrica en condiciones de seguridad y mínimo costo; por otra parte, en el año 2006 se logró reducir en gran manera los niveles de energía no servida por fallas en el sistema eléctrico.

Como Administrador del Mercado Eléctrico Mayorista, el CNDC ha continuado trabajando en la actualización de Normas Operativas, que constituyen la base para el desempeño de sus tareas. Así mismo, con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema interconectado se ha revisado y validado los modelos de reguladores de tensión y velocidad de las unidades generadoras, que se complementará con ajustes a esos equipos y con la revisión de los parámetros de desempeño mínimo.

Con objeto de mejorar la información hidrológica de los sistemas hidroeléctricos para la programación de la operación, el CNDC, con apoyo de consultoría, ha revisado los sistemas de medición de caudales y elaboración de las series estadísticas. El estudio mostró las deficiencias de la actual información y las medidas que en el futuro deben adoptarse para corregirlas.

En la gestión 2006, el CNDC ha ratificado la certificación en el Sistema de Gestión de la Calidad, basado en la Norma Internacional ISO 9001:2000.

En el año 2007 el CNDC debe enfrentar problemas operativos originados en la falta de la reserva de generación necesaria, las restricciones de gas a las centrales termoeléctricas del occidente del país y la creciente demanda en especial del área sur del sistema interconectado. Para este reto el CNDC realizará sus máximos esfuerzos tanto en su condición de operador como de administrador del Mercado Eléctrico Mayorista.

Ing. Nelson Caballero V.  
**PRESIDENTE CNDC**

Marzo, 2007

## 2. Información General del Comité Nacional de Despacho de Carga

### Creación y Funciones

El Artículo 18 de la Ley de Electricidad N° 1604 promulgada el 21 de diciembre de 1994, crea el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) dándole la responsabilidad de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional. Las funciones básicas del CNDC definidas en dicha Ley son:

- a) Planificar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional.
- b) Realizar el despacho de carga en tiempo real a costo mínimo.
- c) Calcular los precios de nodo del Sistema Interconectado Nacional.
- d) Establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada.

Adicionalmente, el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico asigna al CNDC funciones de Administrador del Mercado.

El CNDC inició sus funciones en febrero de 1996.

### Organización

El CNDC está conformado por el Comité de Representantes, que adopta decisiones relativas a la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y a la administración del Mercado Eléctrico Mayorista, y su Unidad Operativa que ejecuta las tareas asignadas por el Comité de Representantes.

El Comité de Representantes está conformado por un representante de las empresas de Generación, de Transmisión y de Distribución respectivamente, un representante de los Consumidores No Regulados y un Representante de la Superintendencia de Electricidad que ejerce la Presidencia del CNDC.

La Unidad Operativa, que es el órgano ejecutivo del CNDC, formada por un equipo de técnicos especializados en supervisión de sistemas eléctricos de potencia; cuenta con sistemas de adquisición y recolección de datos en tiempo real (sistema de control SCADA), sistemas de medición comercial de energía y recursos computacionales, con los cuales realiza las tareas de programación, despacho de carga en tiempo real y de post despacho, aplicando procedimientos previamente establecidos, así como las encomendadas por el Comité de Representantes.



El CNDC es un organismo operativo; no obstante, sus actividades se extienden a otras áreas relacionadas con el funcionamiento y administración del Mercado Eléctrico Mayorista, en especial en lo que se refiere a las normas operativas, precios en alta tensión, evaluación de proyectos de expansión, identificación de problemas potenciales del Mercado y otros.

El domicilio legal del CNDC esta ubicado en la calle Colombia N° O-655 de la ciudad de Cochabamba, Bolivia.

#### **Composición del Comité de Representantes en la Gestión 2006**

	<b>Titulares</b>	<b>Alternos</b>
Superintendencia (Presidente)	Ing. Rolando Loayza M.	Ing. Marcelo Tardío A.
	Hasta el 17-10-06	Hasta el 17-10-06
	Ing. Nelson Caballero V.	Ing. Jorge Peñaranda V.
	Desde el 17-10-06	Desde el 17-10-06
Empresas Generadoras	Ing. Fernando Joffré E.	Ing. José A. Ramirez M.
Empresas Transportadoras	Ing. Germán Rocha M.	Ing. Julio M. Torrico T.
Empresas Distribuidoras	Ing. Arnold Andrade R.	Ing. José Anave L.
Consumidores No Regulados	Ing. Mario Peredo F.	Ing. Hugo Ordóñez F.

#### **Personal Ejecutivo de la Unidad Operativa**

Gerente	Ing. Jorge Cordero Z.
Programación	Ing. Orlando Alvarez P.
Despacho de Despacho de Carga	Ing. Jaime de la Zerda M.
Análisis de Sistemas de Potencia	Ing. Humberto Burgos C.
Post-Despacho	Ing. Arturo Iporre S.
Unidad de Normas y Calidad	Ing. Fernando Guzmán N.
Unidad Administrativa	Sr. Wilfredo Hinojosa S.

### 3. Informe de la gestión 2006

Las funciones básicas del CNDC se agrupan en:

- Planificar la operación del sistema eléctrico, considerando la oferta y demanda actual y la prevista para el mediano plazo, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible.
- Coordinar la operación del conjunto de instalaciones de generación y transmisión disponibles en el sistema interconectado nacional, de modo que el abastecimiento de energía sea seguro, confiable y de mínimo costo.
- Valorizar las transferencias de electricidad entre los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista y determinar los pagos por concepto de peajes de transmisión.
- Informar sobre la operación integrada del SIN y sobre la administración del Mercado Eléctrico Mayorista.

Para cumplir dichas funciones, el CNDC ha desarrollado durante la gestión 2006, varias actividades que se resumen a continuación.

#### Planificación de la Operación

En la gestión de 2006 se han realizado los estudios semestrales de planificación de la operación con un horizonte de 4 años sobre la base de la información de oferta y demanda de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. Los resultados de estos estudios muestran problemas de abastecimiento desde el año 2008.

Adicionalmente, y en vista de la ausencia de proyectos de ampliación de la generación, se ha elaborado un plan de expansión indicativo para los siguientes 4 años. Este plan recomienda ampliar la generación con turbinas a gas ubicadas en las áreas central, norte y sur del sistema y refuerzos en el sistema de transmisión.

Por otra parte, de acuerdo con la normativa vigente, mensualmente se ha analizado y actualizado los programas de operación para el semestre correspondiente. Estos análisis muestran que las desviaciones del despacho de carga realizado frente a lo programado en el año 2006 fue menor a 5%, lo que se considera admisible, frente a los varios factores que inciden en el despacho de carga.

Con objeto de mejorar la programación de la operación de centrales hidroeléctricas, se ha encargado la realización de un estudio destinado a la revisión de las series de caudales históricos y modelos hidrológicos de las empresas generadoras hidroeléctricas. El estudio destaca la necesidad de importantes correcciones a los datos actuales y especialmente la instalación de equipos pluvio y fluviométricos y revisar los modelos de simulación.

## Operación

En la operación del sistema, en el año 2006 se registraron dos problemas que afectaron técnica y económicamente al abastecimiento de energía: las limitaciones en el suministro de gas natural a las centrales de Valle Hermoso, Aranjuez y Kenko y la indisponibilidad de la unidad generadora No. 2 de Bulo Bulo.

Las restricciones de gas a esas centrales fueron variables en cantidad y tiempo a lo largo de la época seca del 2006, llegando a una restricción de 80% en el caso de Valle Hermoso.

La unidad No. 2 de Bulo Bulo se retiró del sistema por falla el 9 de febrero y recién se reintegró el 26 de octubre, es decir estuvo indisponible por más de 9 meses. Dado que la capacidad de esta unidad equivale aproximadamente al 5% de la demanda del sistema, su indisponibilidad ha afectado al Mercado Eléctrico Mayorista.

Los dos problemas señalados han determinado una menor confiabilidad en el sistema y mayores precios de la energía eléctrica a todos los consumidores del Sistema Interconectado Nacional. El CNDC tuvo que extremar recursos para cubrir la demanda incluyendo la generación con unidades diesel.

## Análisis de sistemas de potencia

En el año 2006, se realizó un seguimiento constante a los problemas de estabilidad eléctrica registrados el año anterior, logrando minimizarlos. Esto determinó que la energía no servida disminuya de 1323.5 MWh en 2005 a 277.5 MWh en 2006.

Los problemas de transmisión que se enfrentan en el área sur por el crecimiento de la demanda, ha merecido especial atención del CNDC por lo que se realizó varios análisis eléctricos, en especial por el problema de la reconexión monofásica de las líneas Santibáñez – Sucre y Sucre – Punutuma en 230 kV.

En esta gestión se ha realizado diversas actividades tendientes a conectar las instalaciones del complejo minero San Cristóbal al Sistema Interconectado. En diciembre de 2006 finalmente se autorizó la conexión provisional (limitada a 12 MW), la conexión definitiva se realizará el 2007 una vez que este Agente concluya los procesos exigidos por la normativa.

## Transacciones Económicas

Los documentos de transacciones económicas mensuales y de reliquidación por potencia de punta de la gestión 2006 han sido aceptados por los Agentes del Mercado.

Con el fin de mejorar los procedimientos de transacciones económicas en esta gestión se ha contratado los servicios correspondientes para instalar un sistema de recolección automática de datos de medidores instalados en diversos puntos del sistema interconectado y los servicios para verificar el normal funcionamiento de todos los medidores del sistema comercial.

### **Sistema de Información**

El medio de difusión de la información emitida por el CNDC es su sitio WEB, por esta razón permanentemente este sitio debe ser actualizado y mejorado. En la gestión de 2006 se ha incorporado nueva información tanto en la sección pública como en la reservada a los Agentes del MEM.

### **Sistema de Gestión**

En el año 2006, se ha continuado aplicando el Sistema de Gestión de Calidad basado en la Norma ISO 9001:2000, que implica una mejora continua de los servicios. A principios del año 2007 se realizó la auditoria externa la cual ha ratificado la certificación al CNDC.

### **Actualización de Normas**

En la gestión 2006 se ha continuado actualizando las Normas Operativas a las nuevas condiciones del sistema. Las normas aprobadas por la Superintendencia de Electricidad son: Norma Operativa N° 17: Protecciones, Norma Operativa N° 6: Restitución del SIN, Norma Operativa N° 19: Precio básico de la potencia.

### **Administración**

Las actividades administrativas de recursos humanos, compras de bienes, contratación de servicios, etc. se han desarrollado normalmente, destacándose la realización de cursos de actualización para el personal del CNDC y de los Agentes.

### **Resultados Económicos**

El CNDC opera sobre la base de un plan operativo anual y su respectivo presupuesto. En la gestión 2006, la ejecución presupuestaria fue del 89%. En los cuadros siguientes, se presenta la ejecución presupuestaria, el balance, el estado de pérdidas y ganancias, así como el dictamen del Auditor Externo.

#### 4. Estados Financieros Auditados del CNDC al 31 de Diciembre de 2006

##### Ejecución Presupuestaria

Egresos	Presupuesto Aprobado US\$	Presupuesto Neto US\$	Presupuesto Ejecutado US\$	Superávit (Déficit) US\$
Salarios	1,122,745	1,122,745	1,117,332	5,413
Alquileres	373,480	324,928	316,301	8,627
Consultoría	270,000	265,320	138,065	127,255
Capacitación	65,000	62,183	32,110	30,073
Servicios	90,050	81,622	86,963	(5,341)
Gastos del CNDC	44,860	41,803	36,875	4,928
Materiales	9,400	8,178	8,084	94
Gastos varios	10,000	8,862	9,329	(467)
Inversiones	137,620	129,972	110,613	19,359
<b>Sub Total</b>	<b>2,123,155</b>	<b>2,045,613</b>	<b>1,855,672</b>	<b>189,941</b>
Impuestos no compensados	326,681	326,681	251,716	74,965
<b>Sub Total</b>	<b>2,449,836</b>	<b>2,372,294</b>	<b>2,107,388</b>	<b>264,906</b>
Crédito fiscal	-	77,542	79,242	(1,700)
<b>Total</b>	<b>2,449,836</b>	<b>2,449,836</b>	<b>2,186,630</b>	<b>263,206</b>

(Expresado en dólares de Estados Unidos)

Estado de Resultados	2006 Bs	2005 (Reexpresado) Bs
<b>Ingresos de Operación</b>		
Cuotas ordinarias agentes	14,041,222	13,648,379
<b>Total ingresos</b>	14,041,222	13,648,379
<b>Egresos de Operación</b>		
Gastos de administración	(7,831,631)	(6,386,588)
Costo de operación de despacho	(7,541,100)	(7,078,390)
Costos financieros	(2,878)	(1,407)
<b>Total egresos de operación</b>	(15,375,609)	(13,466,385)
<b>(Pérdida) Utilidad operativa</b>	(1,334,387)	181,994
<b>Otros Ingresos (Egresos)</b>		
Intereses percibidos	185,094	169,144
Ingresos varios	453	73,354
Ingreso de gestiones anteriores	543	–
Gastos varios	(59,389)	(65,001)
Costos no operativos	–	(69,109)
Rendimientos financieros	27,750	36,322
Excedentes presupuestarios	3,532,873	–
Resultado por exposición a la inflación	(89,095)	(17,611)
<b>Total otros ingresos</b>	3,598,229	127,099
<b>RESULTADO DE LA GESTIÓN</b>	<b>2,263,842</b>	<b>309,093</b>

Balance General	2006 Bs	2005 (Reexpresado) Bs
<b>Activo</b>		
<b>Activo Corriente</b>		
Disponible	1,318,105	573,569
Disponible comprometido	3,227,223	5,550,694
Cuentas por cobrar agentes	1,624,552	2,047,690
Anticipo impuestos	70,389	19,256
Cuentas por cobrar al personal	49,867	33,639
Intereses por cobrar	65,184	64,378
Cuentas por cobrar varios	-	20,160
<b>Total activo corriente</b>	<b>6,355,320</b>	<b>8,309,386</b>
<b>Activo No Corriente</b>		
Activo fijo neto	1,282,988	1,303,781
Inversiones	85,921	85,921
<b>Total activo no corriente</b>	<b>1,368,909</b>	<b>1,389,702</b>
<b>Total Activo</b>	<b>7,724,229</b>	<b>9,699,088</b>
<b>Pasivo</b>		
<b>Pasivo Corriente</b>		
Cuentas por pagar agentes	244,129	243,695
Proveedores	548,184	132,654
Tarjetas de crédito	-	4,734
Cuentas por pagar varios	1,606	1,271
Obligaciones tributarias	222,192	202,239
Obligaciones sociales	760,687	702,224
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>1,776,798</b>	<b>1,286,817</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>		
Previsión para indemnizaciones	2,287,700	3,489,696
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>2,287,700</b>	<b>3,489,696</b>
<b>Total Pasivo</b>	<b>4,064,498</b>	<b>4,776,513</b>
<b>Patrimonio</b>		
Reserva patrimonial	1,000,000	1,000,000
Reserva por resultado de inversiones	395,889	3,613,482
Resultado de la gestión	2,263,842	309,093
<b>Total Patrimonio</b>	<b>3,659,731</b>	<b>4,922,575</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>7,724,229</b>	<b>9,699,088</b>

Flujo de Efectivo	2006 Bs	2005 (Reexpresado) Bs
<b>FONDOS ORIGINADOS EN LAS OPERACIONES</b>		
<b>Resultado de la gestión</b>	2,263,842	309,093
<b>Cargos (abonos) a resultados que no significan movimiento de efectivo:</b>		
Depreciación activo fijo	651,363	580,758
Previsión para indemnización	747,259	639,677
Reclasificación de cuentas patrimoniales	(3,554,871)	-
Resultado por exposición a la inflación	51,782	(9,553)
	159,375	1,519,975
<b>Cambios en Activos y pasivos que originan movimiento de fondos</b>		
Disminuciones (aumentos) en activos circulantes:		
Cuentas por cobrar agentes	423,138	(534,822)
Anticipo impuestos	(51,133)	(16,158)
Cuentas por cobrar al personal	(16,228)	(18,426)
Intereses por cobrar	(806)	(7,968)
Cuentas por cobrar varios	20,160	(18,899)
Aumentos (disminuciones) en pasivos circulantes:		
Pago beneficios sociales	(1,970,984)	(6,182)
Cuentas por pagar agentes	434	(137,177)
Proveedores	415,530	94,957
Obligaciones tributarias	19,953	27,016
Obligaciones sociales	58,463	56,290
Tarjetas de crédito	(4,734)	-
Cuentas por pagar varios	335	1,271
<b>Total fondos provenientes de las operaciones</b>	(946,497)	959,877
<b>Flujo originado en actividades de inversión</b>		
Adiciones activo fijo	(632,438)	(384,340)
<b>Total fondos aplicados a actividades de inversión</b>	(632,438)	(384,340)
Incremento (Disminución) de efectivo del período	(1,578,935)	575,537
Disponibilidades al inicio del período reexpresado	6,124,263	5,548,726
<b>Disponibilidades al cierre del período</b>	<b>4,545,328</b>	<b>6,124,263</b>



## NOTAS DEL AUDITOR EXTERNO

### 1. CONSTITUCIÓN Y OBJETIVO DEL CNDC

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 21 de diciembre de 1994, y reglamentado mediante Decreto Supremo N° 24043, el domicilio legal del Comité se encuentra en la ciudad de Cochabamba – Bolivia.

La dirección esta a cargo de un Comité conformado por representantes de la Superintendencia de Electricidad y agentes del Mercado Eléctrico Mayorista:

- Empresas generadoras
- Empresas distribuidoras
- Empresas transportadoras
- Consumidores no regulados

El Comité tiene como objetivo coordinar la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional y sus funciones principales son las siguientes:

- Planificar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, con el objetivo de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo.
- Realizar el despacho de carga en tiempo real y 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 en la Ley de Electricidad y presentarlos a la Superintendencia de Electricidad 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 Superintendencia de Electricidad la información técnica, modelos matemáticos, programas computacionales y cualquier otra información requerida por la Superintendencia; y Las demás establecidas en reglamento, que sean necesarias para cumplir la finalidad para la cual se crea el Comité Nacional de Despacho de Carga.

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 y el estatuto de la entidad.

El costo de funcionamiento del Comité es cubierto por todos los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Para el efecto, el Comité aprueba un presupuesto anual de gastos y define la cuota mensual a ser facturada a los agentes por servicios del despacho de carga en función a las transacciones económicas de los agentes en el mes respectivo.

Según el artículo No. 3 del Estatuto del Comité Nacional de Despacho de Carga, su duración es indefinida.

## 2. POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Las políticas y prácticas contables más significativas aplicadas por el Comité en la preparación de los estados financieros son:

**a. Ejercicio**

De acuerdo a la Ley 1606 del 22 de noviembre de 1994, la fecha de cierre de gestión para este tipo de empresas es el 31 de diciembre de cada año.

**b. Base de presentación de los Estados Financieros**

Los estados financieros han sido presentados en conformidad a los principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia.

**c. Base de Contabilización**

La base de contabilización utilizada por la empresa para el registro de los ingresos y gastos es la del devengado.

**d. Ajuste a moneda constante**

Los estados financieros son preparados en términos de moneda constante, reconociendo en forma integral los efectos de la inflación, tomando en cuenta las disposiciones establecidas en la Norma de Contabilidad No. 3 del Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia.

Las cifras incluidas en los estados financieros al 31 de diciembre de 2005, fueron reexpresadas a moneda del 31 de diciembre de 2006 para propósitos comparativos, exceptuando las cuentas de patrimonio, las cuales se presentan en moneda nacional de acuerdo a las disposiciones del Comité.

Según Ley N° 2434 de fecha 21 de diciembre de 2002, se estableció que los créditos y obligaciones impositivas se actualizarán en función a la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), mismo que entró en vigencia a partir de mayo de 2003, según el Decreto Supremo N°

27028. Hasta la mencionada fecha los créditos y obligaciones se actualizaron por el índice de la variación de la cotización del Boliviano con relación al Dólar estadounidense.

**e. Estimaciones incluidas en los estados financieros**

La preparación de estados financieros, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia, requiere que la Gerencia del Comité aplique políticas y realice estimaciones sobre activos, pasivos, ingresos y gastos, que considere registros y exposición de transacciones financieras. Los resultados reales en algunas circunstancias pueden diferir de las estimaciones realizadas. La Gerencia considera que las estimaciones efectuadas para el registro de sus operaciones son razonables en consideración a su rubro de actividad.

**f. Depósitos a plazo fijo**

Los depósitos a plazo fijo en moneda extranjera, están registrados al valor nominal de los certificados, multiplicados por el tipo de cambio del dólar estadounidense vigente a las fechas de cierre.

**g. Inversiones**

Las inversiones corresponden a cinco líneas telefónicas en la Cooperativa de Teléfonos de Cochabamba (COMTECO), se incorporan a su valor de costo, actualizándolas según la variación de la cotización del dólar estadounidense a la fecha de cierre de cada periodo

**h. Activo Fijo**

Los activos fijos son valuados al costo. Todos los valores de los bienes y las depreciaciones acumuladas, son actualizados en función de la cotización del dólar estadounidense, vigente a la fecha de cierre de cada ejercicio.

La depreciación de los activos fijos se calcula según el método de la línea recta.

Los gastos de mantenimiento, reparación y mejoras que no aumentan la vida útil de los bienes son cargados a los resultados del ejercicio en que se incurren.

**i. Previsión para indemnizaciones**

En cumplimiento de disposiciones legales vigentes, el Comité actualiza a fin de cada ejercicio un monto necesario de previsión destinado a cubrir las indemnizaciones de su personal, consistente en un sueldo por cada año de servicio prestado. Este beneficio es pagado después de transcurridos cinco años en los casos de retiro voluntario y en cualquier momento cuando el trabajador es retirado sin causa justificada.

**j. Patrimonio**

Por disposiciones legales, el patrimonio de la sociedad ha sido actualizado de acuerdo a la variación del boliviano en relación al dólar estadounidense entre la fecha de inicio y la fecha de cierre.

De acuerdo a resolución de la sesión N° 193 de fecha 24 de febrero de 2006, los representantes del Comité Nacional de Despacho de carga determinan que el patrimonio estará compuesto de las siguientes cuentas:

- Reserva patrimonial
- Reserva por resultados de inversiones
- Resultado de la gestión

**k. Reconocimiento de ingresos y egresos**

Los ingresos se generan por el aporte de cuotas ordinarias de los agentes, contabilizados por el método del devengado en base al total de las facturas emitidas y por los intereses percibidos por depósitos bancarios. Los egresos por gastos de operación son registrados en moneda constante por lo tanto son actualizados en función a la variación del dólar estadounidense respecto al boliviano.

**l. Impuesto a las Utilidades de Empresas**

El Comité Nacional de Despacho de Carga no ha procedido a la determinación de este impuesto, debido a que se encuentra EXENTA del impuesto sobre utilidades de las empresas, (I.U.E.), de conformidad a lo establecido por el Art. 49 Inc. b) de la Ley 1606, debiendo dar estricto cumplimiento a la ley mencionada, según Resolución Administrativa No. 04/2000 del Servicio de Impuestos.

**3. CAMBIOS EN LAS POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES**

Durante la gestión 2006 y 2005 no se efectuaron cambios en las políticas contables aplicadas por el Comité Nacional de Despacho de Carga.

**4. CONTINGENCIA IMPOSITIVA**

El Comité Nacional de Despacho de Carga en fecha 20 de mayo de 1998, presento una Demanda Contenciosa contra la administración del Servicio de Impuestos Nacionales, solicitando la anulación de la Resolución Determinativa N° 387-97-007-98 de fecha 4 de mayo de 1998, mediante la cual se conmina al Comité, que en el término de 15 días, depositar un importe de Bs 41.643, por conceptos de tributos adeudados, mantenimiento de valor, intereses, multas, además de un importe de Bs 36.151 por la sanción aplicada, haciendo un total de Bs 77.794.

En fecha 24 de mayo de 1999, el Comité envía el Informe Técnico N° 40/99, en el que el Asesor Técnico de la Sala Legal Administrativa Coactiva y Tributaria de la Corte Superior de Justicia indica que las facturas depuradas indebidamente por el fiscalizador de impuestos son restituidas en su totalidad, ajustándose en consecuencia los reparos formulados por el Fisco.

En fecha 9 de mayo de 2001, se emite la sentencia declarando probada en parte, la demanda interpuesta, modificando el contenido de la Resolución Determinativa N° 387-97-007-98 de 4 de mayo de 1998. A lo que el Servicio de Impuestos Nacionales interpone el recurso de apelación, ante la Corte Suprema de justicia.

El 19 de diciembre de 2005, mediante Auto Supremo N° 102, la Sala Social y Administrativa de la Excelentísima Corte Suprema de Justicia de la Nación, declaro improcedente el recurso de casación interpuesto por el Director Distrital de Grandes Contribuyentes de Cochabamba.

## 5. DICTAMEN DEL AUDITOR

**Acevedo &  
Asociados**  
Consultores de Empresas

Acevedo & Asociados S.R.L. An Independent  
Correspondent Firm to Deloitte Touche Tohmatsu

## DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Representantes del  
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA  
Cochabamba - Bolivia

1. Hemos examinado el balance general del Comité Nacional de Despacho de Carga, al 31 de diciembre de 2006, y los correspondientes estados de ganancias y pérdidas, evolución del patrimonio neto y flujo de efectivo por el período comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2006 que se acompañan. Estos estados financieros así como las notas del 1 al 16, son responsabilidad del CNDC. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros, basados en nuestra auditoría. Los estados financieros del Comité Nacional de Despacho de Carga al 31 de diciembre de 2005 fueron examinados por otros auditores cuyo informe al 17 de febrero de 2006 expresó una opinión sin salvedades sobre esos estados.
2. Efectuamos nuestro examen, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Bolivia. Estas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener razonable seguridad respecto a si los estados financieros están libres de presentaciones incorrectas significativas. Una auditoría incluye examinar, sobre una base de pruebas, evidencias que sustenten los importes y revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la gerencia, así como también evaluar la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestro examen proporciona una base razonable para nuestra opinión.
3. En nuestra opinión, los estados financieros de 2006 antes mencionados presentan razonablemente, en todo aspecto significativo, la situación patrimonial y financiera del Comité Nacional de Despacho de Carga, los resultados de sus operaciones, evolución del patrimonio neto y flujo de efectivo por el período comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2006, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia.

ACEVEDO & ASOCIADOS S.R.L.  
Firma Independiente Corresponsal de  
Deloitte Touche Tohmatsu

  
Lic. Aud. Enrique Pastrana Davila (Socio)  
CDA-98-D27 / CAUB - 2934  
N.I.T. 994668014

Cochabamba, Febrero 14, 2007

**Cochabamba**  
Av. Ballivián N° 838  
Edif. Las Torres del Sol • Mezzanine  
Telf. Piloto (591-4) 4520022  
Fax (591-4) 4115111  
E-mail: acevedocba@acevedodeloitte.com.bo

**Santa Cruz**  
Calle Guembe N° 2015  
Telf. Piloto (591-3) 3436638  
Fax (591-3) 3114507  
E-mail: acevedoscruz@acevedodeloitte.com.bo





# **RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GESTION 2006**





## INDICE

Introducción.....	27
Características Generales del Sistema Interconectado Nacional .....	27
 PARTE 1:      GESTION 2006 .....	29
Demanda de Energía Eléctrica. ....	29
Oferta de Generación.....	32
Oferta de Transmisión .....	37
Despacho de Carga .....	39
Desempeño del Sistema .....	42
Precios en el Mercado Spot .....	44
Transacciones Económicas .....	48
 PARTE 2:      EVOLUCIÓN HISTORICA 1996 – 2006.....	52
 ANEXOS.....	59



## INTRODUCCION

En esta sección se presenta los resultados más relevantes de la operación de los sistemas de generación y transmisión del SIN y del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista durante la gestión del año 2006. La información se basa en los valores difundidos mensualmente mediante el sitio web del CNDC

## CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

### El Sistema Eléctrico

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

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) es la parte del SIN que consiste de líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kV y subestaciones asociadas, donde los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) compran y venden energía eléctrica.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra, venta y transporte de electricidad en el SIN.

### Características del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

El SIN se caracteriza por tener tres áreas bien definidas: Norte (La Paz), Oriental (Santa Cruz) y Centro – Sur (Oruro, Cochabamba, Potosí, Chuquisaca). Cada área cuenta con generación local; en el área Norte (La Paz) con centrales de pasada, en el área Oriental con centrales térmicas y en el área Centro-Sur con centrales de embalse y térmicas. La red de transmisión se utiliza principalmente para intercambios de energía y potencia que optimizan el despacho de carga del SIN o complementan los déficits de un área.

El SIN opera en el marco de la Ley de Electricidad y reglamentación complementaria, basado en el aprovechamiento integral y sostenible de los recursos energéticos, la competencia en generación, la presencia de empresas no integradas y el acceso libre a la transmisión.

## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



## PARTE 1: GESTION 2006

### DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

A fines del año 2006, los consumidores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) eran las Empresas Distribuidoras: CRE en Santa Cruz, ELECTROPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro y Catavi, CESSA en Chuquisaca y SEPSA en Potosí; así como los Consumidores no Regulados: Empresa Metalúrgica Vinto, Coboce, Empresa Minera Inti Raymi y Empresa Minera San Cristóbal.

Hasta el mes de julio la Empresa ERESA operó como comprador de energía del MEM para su entrega a las distribuidoras en varias localidades ubicadas entre Punutuma y Tupiza; por disposiciones de la Superintendencia de Electricidad, en agosto ERESA transfirió esa función a SEPSA.

El consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el año 2006 fue de 4,305.8 GWh, con un crecimiento de 7.8 % respecto al año 2005

#### CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA - (GWh)

Consumidores	Año 2006	Año 2005	Variación %
CRE	1572.4	1455.7	8.0
ELECTROPAZ	1234.0	1157.2	6.6
ELFEC	758.4	711.3	6.6
ELFEO	287.0	264.3	8.6
CESSA	152.8	140.1	9.1
SEPSA (*)	171.0	117.9	45.1
ERESA (*)	39.1	60.1	-34.9
NO REGULADOS	91.0	87.7	3.8
<b>Total</b>	<b>4305.8</b>	<b>3994.3</b>	<b>7.8</b>

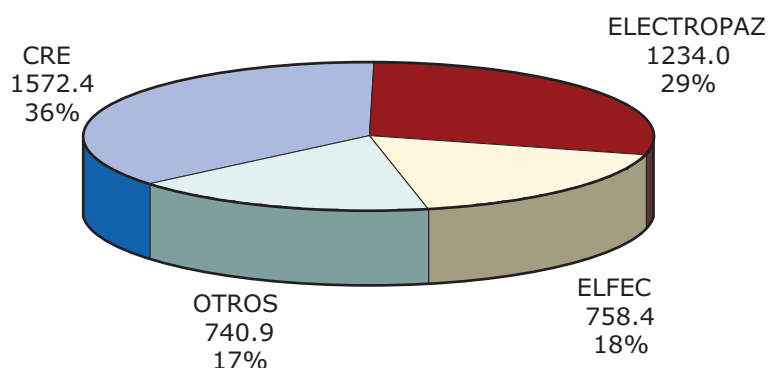
(\*) En agosto los consumos de ERESA fueron integrados a los consumos de SEPSA

El crecimiento registrado el año 2006 es el más alto de los últimos 5 años y se debe principalmente a la reactivación de la economía del país.

## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

La demanda en el MEM, está distribuida en las áreas de Santa Cruz (Oriental) que el año 2006 ha participado con el 36.5% y tiene el mayor crecimiento, La Paz (Norte) que participó con el 28.7%, con una tasa de crecimiento menor que el promedio, y el resto del SIN (Central – Sur) con el 34.8%.

### COMPRAS DE ENERGIA EN EL MEM - AÑO 2006 (GWh)



La demanda prevista para la programación de la operación del sistema interconectado fue de 4,232 GWh, mientras que la demanda registrada en el año fue de 4,306 GWh.

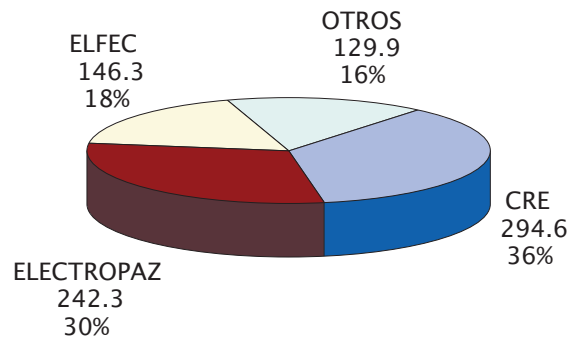
La demanda máxima de potencia del MEM, registrada por el Sistema de Medición Comercial, fue de 813.1 MW, el día jueves 14 de diciembre.

PARTICIPACION EN LA DEMANDA MAXIMA ANUAL (MW)			
	Año 2006	Año 2005	Variación (%)
Santa Cruz	300.2	278.6	7.8
La Paz	253.5	241.2	5.1
Cochabamba	142.8	135.5	5.4
Oruro	56.0	52.8	6.1
Sucre	28.7	28.1	2.2
Potosí	23.1	20.8	11.1
Punutuma - Tupiza	13.2	13.9	-5.3
No Regulados	13.5	13.6	-0.6
Otros(*)	10.8	9.2	17.8
<b>Total Coincidental</b>	<b>813.1</b>	<b>759.1</b>	<b>7.1</b>

(\*) Chimoré, Don Diego, Sacaca, Mariaca y Ocurí

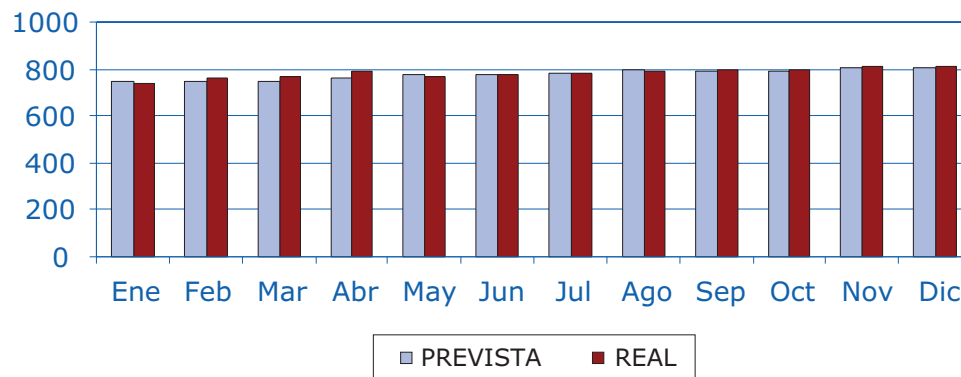
La participación de los diferentes consumidores en la demanda máxima anual ha sido la siguiente:

#### PARTICIPACION EN LA DEMANDA MAXIMA - AÑO 2006 (MW)



La comparación de la demanda máxima mensual, prevista para la programación de la operación y la demanda máxima real muestra alejamientos poco significativos.

#### DEMANDA DE POTENCIA - AÑO 2006 (MW)



La potencia que los Consumidores remuneran a los Generadores se basa en la participación de su demanda cuando se registra la máxima demanda de todo el Mercado (Potencia de Punta) en el periodo anual comprendido entre noviembre y octubre siguiente. El año 2006, la Demanda Máxima del Mercado para efectos de su remuneración se registró el día 26 de octubre a horas 19:45 y el valor es 795.5 MW.



## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

POTENCIA DE PUNTA EN EL PERIODO NOVIEMBRE 2005 – OCTUBRE 2006 (MW)			
Consumidores	Año 2006	Año 2005	Variación %
CRE	285.6	259.7	9.9
ELECTROPAZ	236.4	229.6	2.9
ELFEC	145.5	134.2	8.4
ELFEO	51.6	52.8	-2.2
CESSA	27.6	24.0	15.1
SEPSA	39.2	24.5	60.0
ERESA (*)	0.0	11.0	---
NO REGULADOS	9.8	10.1	-2.5
<b>Total Coincidental</b>	<b>795.5</b>	<b>745.8</b>	<b>6.7</b>

(\*) El año 2006 la demanda de ERESA se integra a SEPSA

## OFERTA DE GENERACION

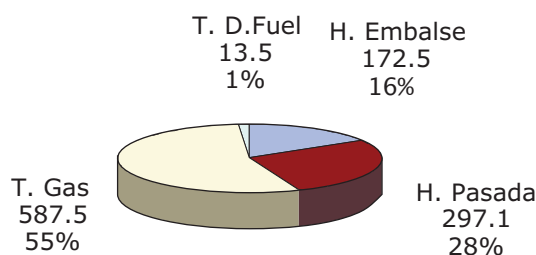
### Capacidad de Generación

El parque hidroeléctrico consiste en centrales de pasada (Zongo, Taquesi y Yura), centrales con embalse (Corani y Miguillas) y una central (Kanata) cuya operación depende del abastecimiento de agua potable.

El parque termoeléctrico consiste en turbinas a gas natural de ciclo abierto, motores a gas natural (Aranjuez MG) y unidades Diesel (Aranjuez DF) que utilizan gas natural y diesel oil.

La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional era, a fines del año 2006 y a nivel de bornes de generador, de 1,070.4 MW; de los cuales 469.5 MW (44%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 600.9 MW (56%) a centrales termoeléctricas (turbinas a gas en ciclo abierto). Esta capacidad térmica corresponde a la potencia efectiva en condiciones de temperatura media anual, en el sitio de la central.

## CAPACIDAD DE GENERACION - AÑO 2006 (MW)



En julio de 2006, la oferta de generación se incrementó con el reingreso de la central hidroeléctrica Santa Rosa (17.5 MW), que en 2003 fue destruida por una riada y en septiembre de 2006 la oferta de generación se incrementó con 4 motores a gas (7.1 MW en total).

## CAPACIDAD DE GENERACION A FINES DE 2006

HIDROELECTRICAS	CAPACIDAD (MW)	TERMoeLECTRICAS (*)	CAPACIDAD (MW)
Sistema Zongo	187.6	Guaracachi (25°C)	253.9
Sistema Corani	147.0	Carrasco (25°C)	111.9
Sistema Taquesi	90.4	Bulo Bulo (25°C)	89.6
Sistema Yura	19.1	Valle Hermoso (18°C)	74.2
Sistema Miguillas	18.0	Aranjuez (15°C)	39.2
Kanata	7.5	Kenko (10°C)	18.0
		Karachipampa (8°C)	14.2
<b>Subtotal</b>	<b>469.5</b>	<b>Subtotal</b>	<b>600.9</b>

CAPACIDAD TOTAL 1,070.4 MW

(\*) A la temperatura media anual

Si se considera la máxima temperatura probable en las centrales termoeléctricas (34 °C en Guaracachi, 35 °C en Carrasco, 27 °C en Valle Hermoso, 24 °C en Aranjuez, 16 °C en Kenko y 18 °C en Karachipampa) la capacidad total en el sistema se reduce a 1,035.1 MW.

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

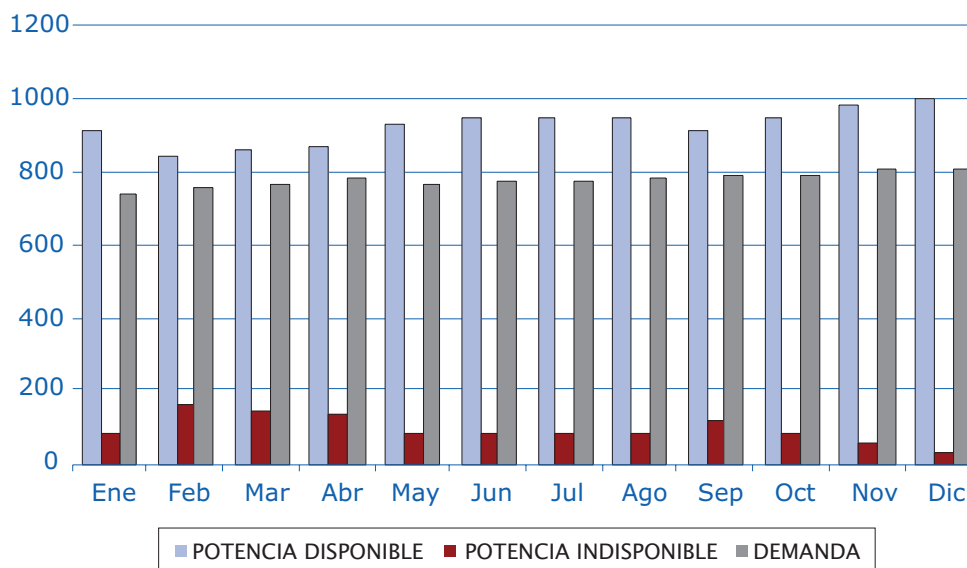
## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

### DISPONIBILIDAD DE POTENCIA MEDIA MENSUAL EN 2006 (MW)

MES	CAPACIDAD EFECTIVA (*)	POTENCIA INDISPONIBLE	POTENCIA DISPONIBLE	MARGEN DE RESERVA
Enero	1001.4	83.8	917.6	165.3
Febrero	1003.8	160.3	843.5	69.9
Marzo	1009.4	147.7	861.7	85.7
Abril	1012.6	135.7	876.9	79.9
Mayo	1025.4	86.1	939.3	164.2
Junio	1036.0	84.6	951.4	161.1
Julio	1039.9	86.8	953.1	157.2
Agosto	1043.0	89.4	953.6	157.2
Septiembre	1035.7	116.7	919.0	112.7
Octubre	1036.8	87.6	949.2	145.6
Noviembre	1040.2	55.4	984.8	166.9
Diciembre	1041.3	33.8	1007.5	185.0

(\*) Para las centrales termoeléctricas se considera la temperatura máxima probable anual.

### DISPONIBILIDAD DE POTENCIA (MW) - AÑO 2006



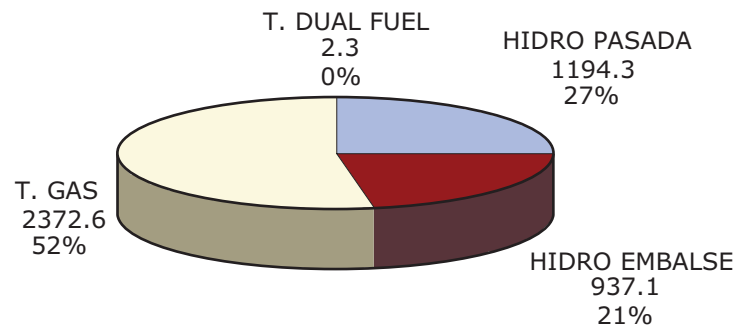
## Producción

En el año 2006, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 4,506.3 GWh; este valor es 7.6 % mayor que la producción del año 2005. La producción hidroeléctrica participó con el 47 % del total y la producción termoeléctrica con el 53 % restante

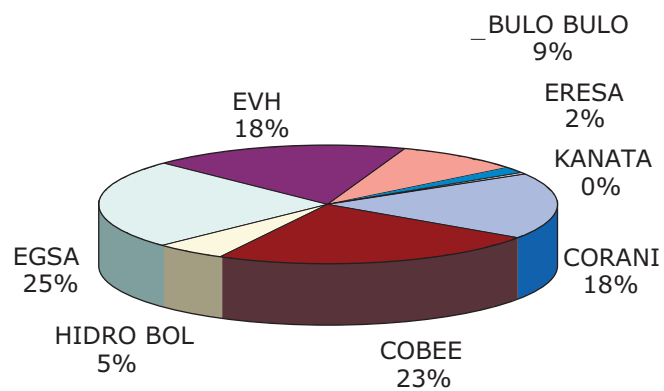
PRODUCCION BRUTA DE ENERGIA - (GWh)			
Centrales	Año 2006	Año 2005	Variación %
<b>Hidroeléctricas</b>			
Zongo	896.9	830.7	8.0
Corani y Santa Isabel	804.3	627.5	28.2
Taquesi	223.6	295.4	-24.3
Miguillas	111.3	104.8	6.2
Yura	73.7	66.4	11.0
Kanata	21.5	16.3	31.9
Subtotal	2131.4	1941.1	9.8
<b>Termoeléctricas</b>			
Guaracachi	965.5	877.8	10.0
Carrasco	664.8	532.2	24.9
Bulo Bulo	408.7	548.7	-25.5
Valle Hermoso	152.9	144.0	6.2
Aranjuez	99.0	113.6	-12.8
Kenko	41.9	28.4	47.4
Karachipampa	42.2	3.0	1319.1
Subtotal	2375.0	2247.7	5.7
<b>Total</b>	<b>4506.3</b>	<b>4188.8</b>	<b>7.6</b>

## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

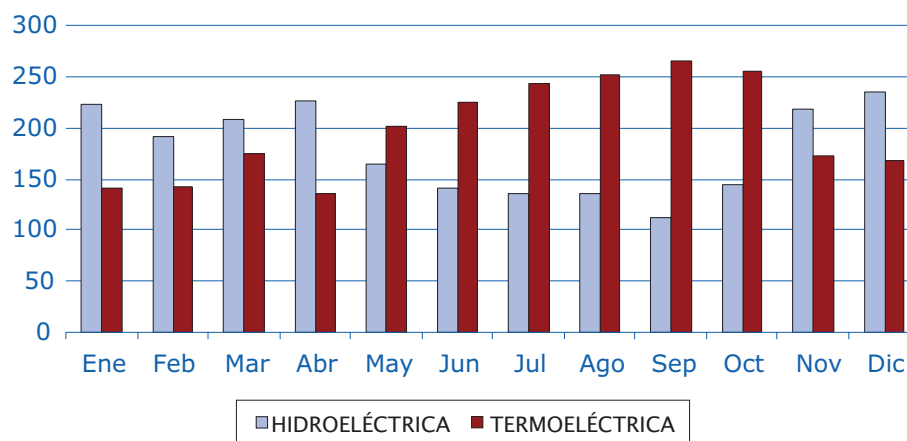
### GENERACION 2006 (GWh)



### PARTICIPACION EN LA GENERACION - AÑO 2006 (GWh)



### GENERACION MENSUAL - AÑO 2006 (GWh)



## Inyecciones de Energía

La energía entregada por los Generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión, en el año 2006 fue de 4,383.9 GWh, es decir, 7.7% más que en el año 2005.

INYECCIONES DE ENERGIA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXION (GWh)			
Centrales	Año 2006	Año 2005	Variación %
<b>Hidroeléctricas</b>			
Sistema Zongo	861.0	800.4	7.6
Sistema Corani	802.6	625.9	28.2
Sistema Taquesi	210.1	281.2	-25.3
Sistema Miguillas	106.7	99.8	6.9
Sistema Yura	69.8	62.5	11.7
Kanata	20.8	15.8	31.9
Subtotal	2,071.0	1,885.6	9.8
<b>Termoeléctricas</b>			
Guaracachi	942.1	855.8	10.1
Carrasco	647.6	519.0	24.8
Bulo Bulo	392.4	525.5	-25.3
Valle Hermoso	150.2	141.6	6.1
Aranjuez	98.0	112.4	-12.8
Kenko	40.7	27.6	47.4
Karachipampa	41.8	2.8	1,396.6
Subtotal	2,312.9	2,184.7	5.9
<b>Total</b>	<b>4,383.9</b>	<b>4,070.3</b>	<b>7.7</b>

## OFERTA DE TRANSMISIÓN

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2006 estaba compuesto por 1,319.6 km. de líneas en 230 kV, 669.4 km. de líneas en 115 kV y 185.3 km. de líneas en 69 kV haciendo un total de 2,174.3 km. de líneas de transmisión. La capacidad de transformación de este sistema es de 995 MVA.

## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

INSTALACIONES DE TRANSMISION EN EL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXION		
Líneas de Transmisión en 230 kV	Guaracachi – San José	333 km
	San José – Santibáñez	82 km
	Santibáñez – Punutuma	423 km
	Santibáñez – Vinto	124 km
	Mazocruz – Vinto	193 km
	Carrasco – Urubó	164 km
Líneas de Transmisión en 115 kV	Valle Hermoso – Vinto	148 km
	Valle Hermoso – Catavi	131 km
	Catavi – Vinto	77 km
	Kenko – Mazocruz	22 km
	Catavi – Potosí	182 km
	Valle Hermoso – Santa Isabel	50 km
	Santa Isabel – San José	9 km
Líneas de Transmisión en 69 kV	Valle Hermoso – Santa Isabel	51 km
	Potosí – Sucre	112 km
	Potosí – Punutuma	73 km
Transformación 230/115 kV	S/E Vinto	100 MVA
	S/E Valle Hermoso	150 MVA
	S/E San José	75 MVA
	S/E Mazocruz	150 MVA
Transformación 230/69 kV	S/E Guaracachi	150 MVA
	S/E Punutuma	60 MVA
	S/E Sucre	60 MVA
	S/E Urubó	150 MVA
Transformación 115/69 kV	S/E Catavi	25 MVA
	S/E Potosí	25 MVA
	S/E Vinto	50 MVA
Capacitores	S/E Vinto	38 MVar
	S/E Aranjuez	5 MVar
	S/E Catavi	7 MVar
	S/E Kenko	12 MVar
	S/E Potosí	7 MVar
Reactores	S/E Guaracachi	21 MVar
	S/E Punutuma	24 MVar
	S/E Santibáñez	16 MVar
	S/E San José	21 MVar
	S/E Sucre	24 MVar
	S/E Urubó	12 MVar
	S/E Vinto	21 MVar

En diciembre de 2006, se realizó la conexión de la línea Punutuma - San Cristóbal en 230 kV para cubrir los requerimientos de energía del complejo minero San Cristóbal. Esta línea, que no forma parte del STI, fue construida por la Empresa San Cristóbal Tesa.

FLUJOS MAXIMOS – AÑO 2006		
	FLUJO MAXIMO MW	CAPACIDAD MW
<b>LINEAS DE TRANSMISION</b>		
CARRASCO – GUARACACHI	93.0	130.0
CARRASCO – URUBO	130.8	142.5
CARRASCO – SAN JOSE	136.3	130.0
SAN JOSE – VINTO	132.7	130.0
SANTIBAÑEZ –SUCRE	38.0	142.5
V. HERMOSO – SANTIBAÑEZ	142.1	130.0
VINTO – KENKO	138.6	130.0
S. ISABEL – AROCAGUA	73.6	74.0
CORANI – V. HERMOSO	72.6	74.0
<b>TRANSFORMADORES</b>		
SAN JOSE 230	70.7	74.0
GUARACACHI 230 -1	44.9	71.0
GUARACACHI 230 -2	46.4	71.0
URUBO 230	125.5	142.5
MAZOCRUZ 230	134.2	143.0
V. HERMOSO 230	85.9	143.0
VINTO 230	53.9	95.0
POTOSI 115	24.6	24.0
VINTO 115 -1	23.0	24.0
VINTO 115 -2	20.8	24.0

## DESPACHO DE CARGA

El despacho de carga en la gestión 2006 ha posibilitado cubrir todo el requerimiento de energía eléctrica del sistema. Las mayores dificultades operativas para el despacho se originaron en las restricciones de gas natural en las centrales de Valle Hermoso y Kenko y en la indisponibilidad imprevista de unidades generadoras.

La indisponibilidad de la unidad 2 de Bulu Bulu (45 MW) entre el 9 de febrero y 26 de octubre y las restricciones de gas natural a las centrales Valle Hermoso y Kenko



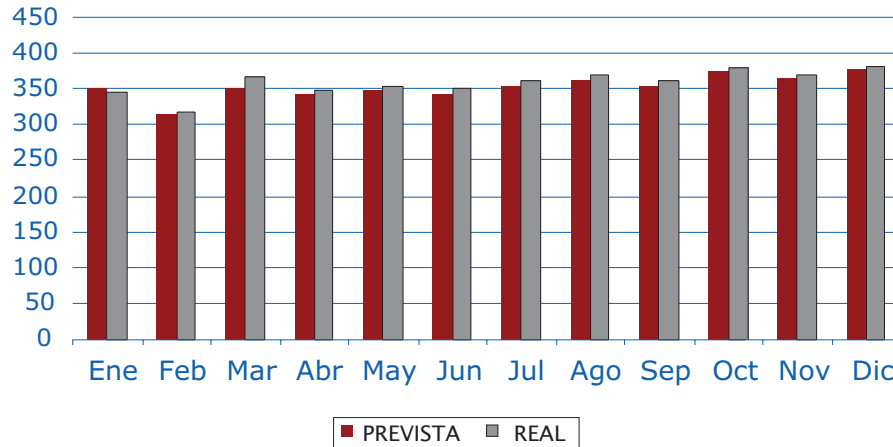
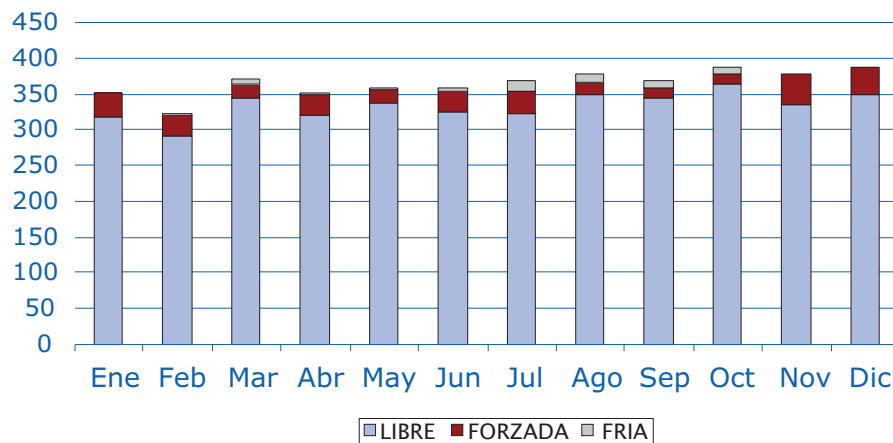
## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

en el periodo mayo – octubre, además de afectar a la confiabilidad del sistema, determinó un incremento en los precios de energía, ya que fue necesario recurrir a otras unidades generadoras más caras para cubrir la demanda.

### Ejecución de la programación del despacho de carga

Las desviaciones entre el despacho de carga programado y realizado, muestran una menor generación hidráulica compensada con mayor energía termoeléctrica.

ENERGIA PROGRAMADA Y DESPACHADA – 2006 (GWh)			
Central	Programación Semestral	Despacho Realizado	Diferencia
<b>Hidroeléctricas</b>			
Sistema Zongo	918	897	-21
Sistema Corani	797	804	7
Sistema Taquesi	316	224	-92
Sistema Miguillas	108	111	3
Sistema Yura	81	74	-8
Kanata	19	21	3
Subtotal	2240	2131	-108
<b>Termoeléctricas</b>			
Guaracachi	672	966	294
Carrasco	655	665	10
Bulo Bulo	536	409	-127
Valle Hermoso	58	153	95
Aranjuez	99	99	0
Kenko	15	42	27
Karachipampa	29	42	14
Subtotal	2063	2375	312
<b>Total</b>	<b>4302</b>	<b>4506</b>	<b>204</b>

**ENERGÍA PREVISTA Y REAL - AÑO 2006 (GWh)****COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN - AÑO 2006 (GWh)****Potencia Firme de Generación y Potencia de Reserva Fría**

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. Debido a que la Potencia Firme definitiva en noviembre y diciembre de 2006 se determinará cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2006 – octubre 2007, los valores señalados para esos meses son provisionales.

Los subperiodos de potencia firme que se indican en el siguiente cuadro se deben a los siguientes cambios en la oferta de capacidad:

## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

- Del 1 de enero al 31 de marzo, se considera que no existen restricciones en el suministro de gas a la central Valle Hermoso.
- Del 1 de abril al 30 de abril, por Indisponibilidad a la unidad BUL02.
- Del 1 de mayo al 2 de junio, por indisponibilidad de la unidad BUL02.
- Del 3 de junio al 18 de julio, por el ingreso en operación comercial de la unidad Santa Rosa 1.
- Del 19 de julio al 24 de julio, por el ingreso en operación comercial de la unidad Santa Rosa 2.
- Del 25 de julio al 20 de agosto, Se levanta la restricción de potencia en la unidad 2 de la central Santa Rosa de COBEE.
- Del 21 de agosto al 26 de octubre, por el ingreso de las unidades de generación ARJ09, ARJ10, ARJ11 y ARJ12 (motores a gas) en la central Aranjuez de EGSA.
- Del 27 de octubre al 31 de octubre, por el reingreso de la unidad BUL02.

POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA DE UNIDADES GENERADORAS (MW)			
Periodo	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Reserva Fría
Del 01/01/06 al 31/03/06	432.34	371.48	74.50
Del 01/04/06 al 30/04/06	432.34	370.12	39.26
Del 01/05/06 al 02/06/06	435.83	366.60	25.85
Del 03/06/06 al 18/07/06	441.61	361.06	42.05
Del 19/07/06 al 24/07/06	449.15	353.53	49.28
Del 25/07/06 al 20/08/06	452.11	350.96	41.66
Del 21/08/06 al 26/10/06	452.11	351.21	56.82
Del 27/10/06 al 31/10/06	452.11	351.32	70.94
Del 01/11/06 al 31/12/06 (p)	452.27	445.45	2.20

(p) Previsto

## DESEMPEÑO DEL SISTEMA

La disponibilidad operacional de las instalaciones de generación en el año 2006, medida como el porcentaje de tiempo en el año en que estaban operando o en condición de operar, fue de 90.75%. La disponibilidad de las termoeléctricas fue de 88.75% y de las hidroeléctricas 93.29%.

La disponibilidad operacional del Sistema Troncal de Interconexión (STI) en 2006 fue de 98.80%.

DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES - 2006	
	Disponibilidad
Unidades hidroeléctricas	93.29 %
Unidades termoeléctricas	88.75 %
Transmisión (STI)	98.80 %

El tiempo total de interrupción del suministro en el año 2006, medida como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta, fue de 20.5 minutos.

<b>TIEMPO DE INTERRUPCION DEL SUMINISTRO - 2006</b>	
<b>Origen</b>	<b>Minutos</b>
Fallas en Generación	4.5
Fallas en transmisión	16.0
<b>Total</b>	<b>20.5</b>

<b>ENERGIA Y POTENCIA INTERRUPTIDA – 2006</b>		
<b>CONSUMIDOR</b>	<b>GWh</b>	<b>MW</b>
CRE	89.6	209.3
ELECTROPAZ	29.0	122.8
ELFEC	33.2	80.7
ELFEO	13.6	29.7
SEPSA	18.6	64.8
CESSA	57.5	95.7
CMVINTO	3.2	16.0
COBOCE	30.6	14.7
EMIRSA	2.3	4.4
<b>TOTAL</b>	<b>277.5</b>	

<b>INDISPONIBILIDADES MAYORES A 30 DIAS</b>	
<b>UNIDAD GENERADORA</b>	<b>Días</b>
BUL02	263.7
YAN	84.4
KAR	73.1
VHE02	66.7
ARJ09	54.6
CHJ	49.2
PUH	45.8
GCH09	41.2
SAI	40.9
LAN01	33.5

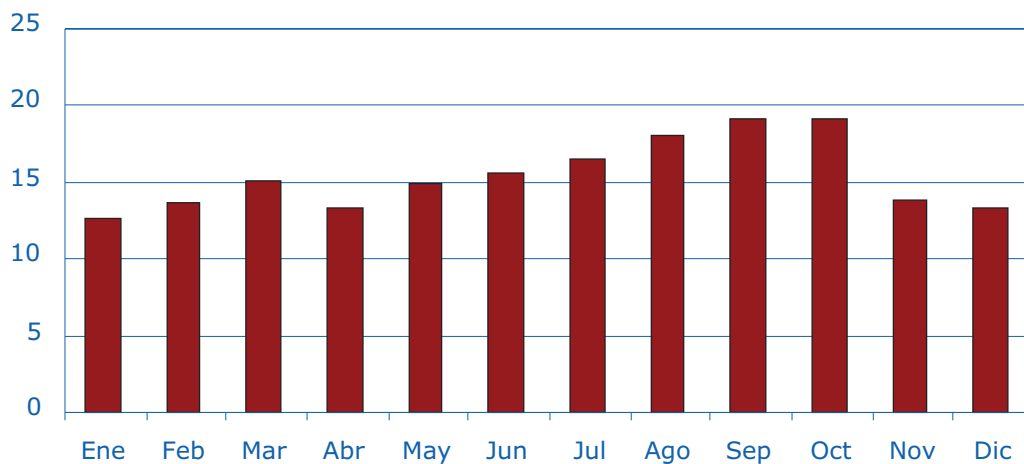
### PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

#### Costos marginales de generación

El costo marginal promedio anual de 2006 fue de 15.39 US\$/MWh (sin impuestos), con un mínimo de 11.07 US\$/MWh y un máximo de 24.14 US\$/MWh.

La evolución mensual de los costos marginales de generación, muestra un incremento significativo en los meses de agosto, septiembre y octubre, debido a que fue necesario generar con unidades más caras que Kenko y Valle Hermoso las cuales tenían restricciones de gas natural.

**COSTO MARGINAL - AÑO 2006 (US\$/MWh)**

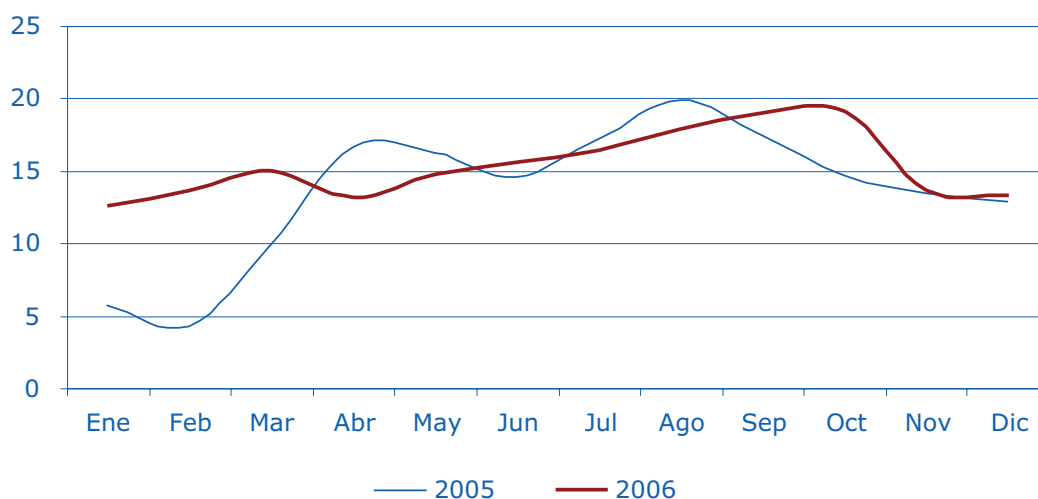


Los costos marginales previstos en las programaciones semestrales difieren de los resultantes del despacho de carga real debido a eventos no previstos como ser: menor hidrología, mayor demanda e indisponibilidad de unidades generadoras.

<b>COSTO MARGINAL DE GENERACION (US\$/MWh) - AÑO 2006 (Sin impuestos)</b>			
	<b>PREVISTO</b>	<b>REAL</b>	<b>DIFERENCIA</b>
Enero	12.47	12.57	0.10
Febrero	12.57	13.61	1.04
Marzo	12.68	14.94	2.26
Abril	13.87	13.13	-0.74
Mayo	14.79	14.71	-0.08
Junio	14.83	15.56	0.73
Julio	14.85	16.38	1.53
Agosto	14.84	17.92	3.08
Septiembre	14.38	18.93	4.55
Octubre	14.43	19.09	4.66
Noviembre	13.97	13.69	-0.28
Diciembre	13.87	13.23	-0.64
<b>Promedio</b>	<b>13.97</b>	<b>15.39</b>	<b>1.42</b>

Los costos marginales de generación resultantes del despacho de carga realizado en la gestión de 2006 (15.39 US\$/MWh), resultan ser superiores a los del año 2005 (13.91 US\$/MWh).

#### **COSTOS MARGINALES DE GENERACION (US\$/MWh)**



### Precios de Energía

Como resultado del despacho de carga efectuado en el año 2006 y los costos marginales de generación, se establecieron precios horarios de energía (precios spot) en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión. Los valores medio anuales de los precios horarios, que incluyen a la energía forzada y de unidades de reserva fría, son los siguientes:

PRECIOS SPOT DE ENERGIA - AÑO 2006		
Consumidores	Nodo	US\$/MWh Sin IVA
CRE	GCH	15.19
ELECTROPAZ	KEN	17.80
ELFEC	VARIOS	15.30
ELFEO	VIN, CAT	15.74
CESSA	ARJ, MAR	15.52
SEPSA	VARIOS	16.08
ERESA	PUN	14.44
EMIRSA	VIN115	15.02
C.M. VINTO	VIN69	14.84
COBOCE	CBC	14.84
SAN CRISTOBAL	PUN	13.31
<b>Promedio</b>		<b>15.46</b>

Las compras de energía de ELECTROPAZ y ELFEO se realizan tanto en el Mercado Spot (con precios que se señalan en el cuadro anterior), como en el Mercado de Contratos, con precios no informados en este documento.

El precio promedio informado corresponde a las transacciones de energía en el Mercado Spot, incluyendo las compras de Generadores para abastecer sus contratos con Distribuidores.

### Precios de Potencia

El precio de la potencia durante la gestión de 2006 ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas 70 MW ISO, con un costo total de 452 US\$ por kW de potencia efectiva en el sitio. El nodo de referencia se ubicó en Guaracachi.

El precio de la potencia se aplica a la potencia firme de las unidades generadoras mientras que la mitad de ese precio se aplica a la potencia de reserva fría. El costo total por potencia resulta de la agregación de ambos conceptos, así en el periodo mayo – octubre de 2006, el precio básico de la potencia era de 6.15 US\$/kW-m y el precio de la reserva fría de 3.08 US\$/kW-m.

El precio básico de la potencia, los factores de nodo por potencia y los descuentos por indisponibilidad de unidades generadoras, determinaron los siguientes precios medios en el año 2006:

<b>PRECIOS DE POTENCIA Y RESERVA FRIA – 2006</b>		
<b>Consumidores</b>	<b>Nodo</b>	<b>US\$/kW-m</b>
CRE	GCH	5.71
ELECTROPAZ	KEN	5.60
ELFEC	VARIOS	5.65
ELFEO	VIN, CAT	5.76
CESSA	ARJ, MAR	5.77
SEPSA	VARIOS	5.92
ERESA	PUN	5.50
EMIRSA	VIN115	5.71
C.M. VINTO	VIN69	5.70
COBOCE	CBC	5.71
<b>Promedio</b>		<b>5.50</b>

Estos precios no consideran los precios aplicados por COBEE a ELECTROPAZ y ELFEO y los que aplicó ERESA a sus consumidores del área Punutuma – Tupiza.

### **Precios de Transporte**

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 señalada en reglamento, y dividido en ingreso tarifario (relacionado con las pérdidas marginales de transmisión) y peajes. El ingreso tarifario está incluido en el precio de la energía en el nodo respectivo.

El peaje promedio anual en 2006 fue de 2.98 US\$/kW-m, 41% mayor que en el 2005 debido a la incorporación de varias instalaciones de transmisión. Este valor incluye el peaje correspondiente a líneas de transmisión del sistema Larecaja y del sistema Punutuma – Tupiza, que no forman parte del Sistema Troncal de Interconexión.



## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

### Precios Medios Monómicos

Los diferentes cargos señalados anteriormente, expresados en US\$/MWh dan los siguientes valores medios monómicos en el año 2006:

PRECIOS MONOMICOS EN EL MERCADO SPOT – 2006 (US\$/MWh) – (SIN IVA)					
Consumidor	NODO	Cargo por Energía	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Promedio Monómico
CRE	GCH	15.19	12.54	6.44	34.16
ELECTROPAZ	KEN	17.80	10.04	5.24	33.08
ELFEC	VARIOS	15.30	13.03	6.78	35.11
ELFEO	VIN. CAT	15.74	13.51	6.88	36.13
CESSA	ARJ, MAR	15.52	12.64	6.43	34.59
SEPSA	VARIOS	16.08	13.48	6.65	36.21
ERESA	PUN	14.44	11.92	6.46	32.82
EMIRSA	VIN115	15.02	7.14	3.66	25.82
CMVINTO	VIN69	14.84	7.89	4.08	26.81
COBOCE	CBC	14.84	6.92	3.56	25.32
SAN CRISTOBAL	PUN	13.31	N/A	N/A	13.31
<b>Promedio</b>		<b>15.46</b>	<b>12.86</b>	<b>6.63</b>	<b>34.94</b>

*Estos valores no incluyen los precios por suministros con contrato (ELECTROPAZ y ELFEO con COBEE).*

### TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Durante la gestión 2006 se emitieron 15 Documentos de Transacciones Económicas correspondientes a las transacciones de cada mes, recalcule 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).

Las ventas totales en el MEM, por generación y transporte de energía eléctrica, ascienden a 159.5 Millones de US\$.

VENTAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT – 2006		
CONCEPTO	M US\$	PARTICIPACIÓN
<b>Generación</b>		
Inyecciones de Energía	66,044	
Inyecciones de Potencia	54,972	
Subtotal Ventas de Generadores	121,016	76%
<b>Transmisión</b>		
Peaje de Generadores	9,081	
Peaje de Consumidores	28,527	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	909	
Subtotal Ventas de Transmisores	38,517	24%
<b>TOTAL</b>	<b>159,533</b>	

Las Empresas que operaron con contratos de compra – venta de energía en el año 2006 fueron COBEE con ELECTROPAZ y con ELFEO, y ERESA Generador con ERESA Distribuidor hasta el mes de agosto; los demás Agentes del MEM operaron en el mercado Spot de energía.

De las compras en el MEM por energía, potencia y peajes fueron las siguientes:

COMPRAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) – 2006			
	Consumidores	Generadores	Total
Retiros de Energía	51,878	14,686	66,564
Retiros de Potencia	41,661	13,700	55,361
Peaje para Consumidores	21,355	7,171	28,527
Subtotal compras por Consumos	114,895	35,557	150,452
Peaje para Generadores		9,081	9,081
<b>TOTAL COMPRAS</b>	<b>114,895</b>	<b>44,638</b>	<b>159,533</b>

*Las compras de Generadores corresponden a las compras de COBEE para abastecer sus contratos de suministro con ELECTROPAZ, ELFEO y de ERESA para los consumos del área Punutuma – Tupiza.*

## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

### 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 Superintendencia de Electricidad y las transacciones con Precios Spot resultantes del despacho de carga. Al finalizar la gestión de 2006, el monto acumulado en el Fondo ascendía a 108 millones de Bs

Las variaciones de los Fondos de los Agentes del MEM fueron las siguientes:

FONDOS DE ESTABILIZACION (MILES DE Bs)			
Generador/Transmisor	Saldo a Dic. 2005	Variación en 2006	Saldo a Dic. 2006
CORANI	(287)	24,644	24,358
EGSA	(7,868)	41,241	33,373
V. HERMOSO	5,114	28,145	33,259
COBEE	(36)	637	601
BULO BULO	1,376	8,570	9,946
ERESA	(470)	1,713	1,243
HIDROELÉCTRICA B.	(3,737)	7,703	3,965
SYNERGIA	(398)	914	516
TDE (Ingreso Tarif.)	(166)	1,117	951
ISA (Ingreso Tarif.)	6	86	92
<b>TOTAL</b>	<b>(6,465)</b>	<b>114,770</b>	<b>108,305</b>

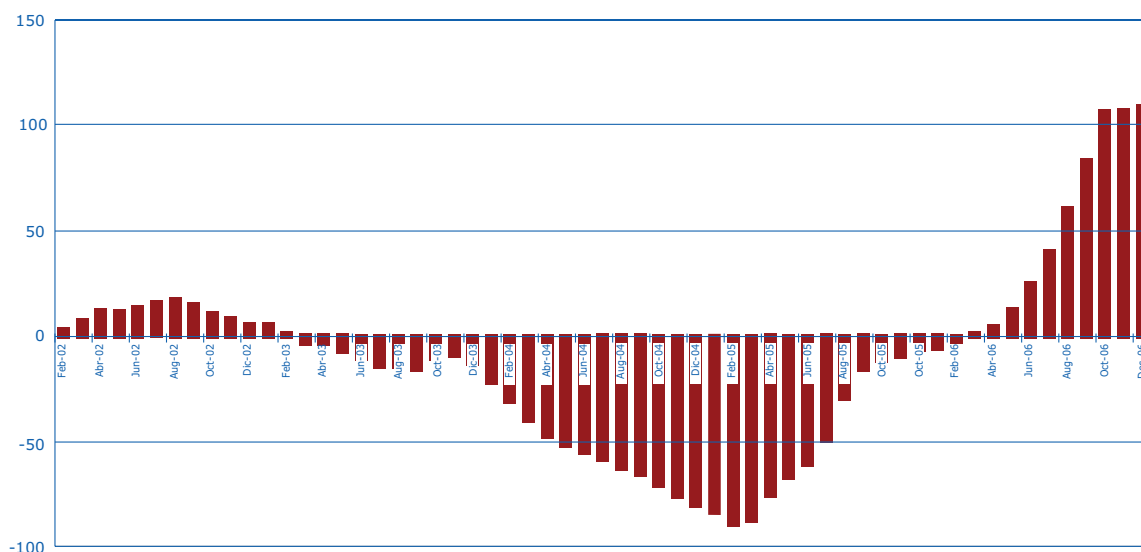
*Nota: Los valores positivos del cuadro anterior indican saldos a favor de los Agentes*

FONDOS DE ESTABILIZACION (MILES DE Bs)			
Distribuidor	Saldo a Dic. 2005	Variación en 2006	Saldo a Dic. 2006
CRE	(13,384)	34,868	21,484
ELECTROPAZ	22,551	51,358	73,909
ELFEC	(7,715)	21,390	13,675
ELFEO	1,712	5,274	6,986
SEPSA	(225)	1,837	1,612
CESSA	(9,405)	44	(9,361)
<b>TOTAL</b>	<b>(6,465)</b>	<b>114,770</b>	<b>108,305</b>

*Nota: Los valores positivos del cuadro anterior indican saldos en contra de los Agentes.*

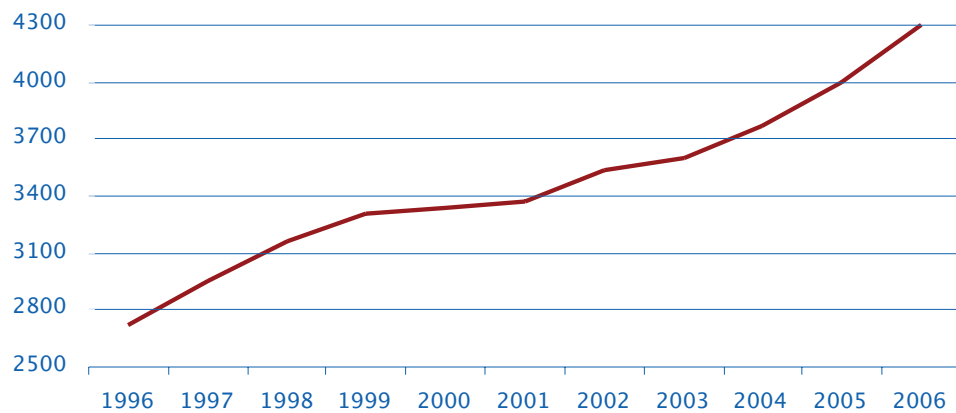
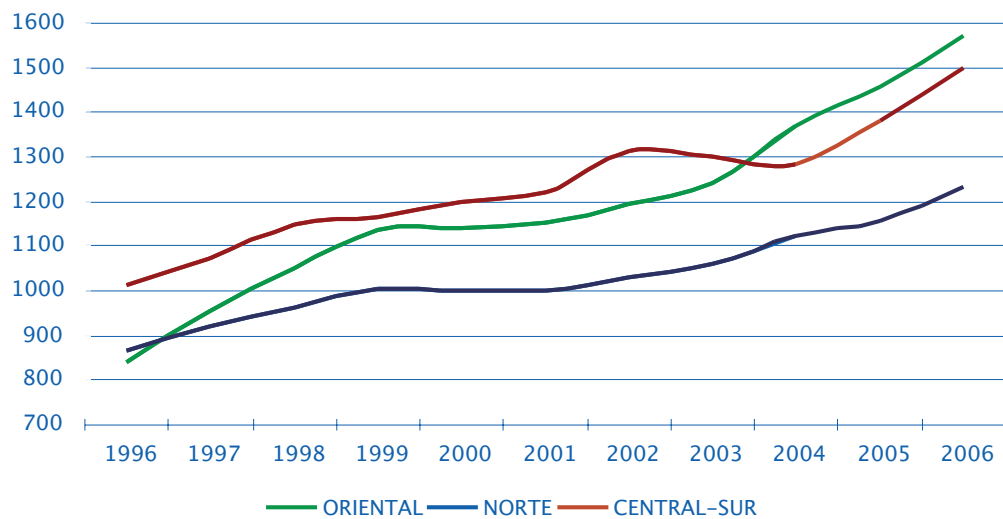
A los saldos acumulados de los Fondos en diciembre de 2005, se han incorporado mensualmente los Fondos resultantes de cada mes con la tasa de interés anual nominal pasiva del sistema bancario de depósitos a 30 días en moneda nacional para la última semana del mes anterior al que se calculan los Fondos.

### FONDO ACUMULADO DE ESTABILIZACION (MM Bs)



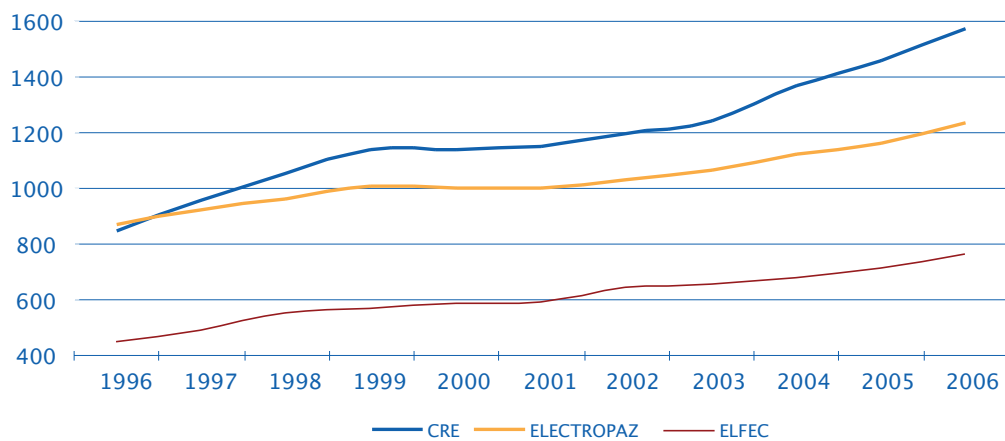
## PARTE 2: EVOLUCIÓN HISTÓRICA 1996 – 2006

CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2006			
Adiciones de Capacidad de Generación			
AÑO	EMPRESA	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD (MW)
1996	EVH	CAR1, CAR2	104.3
1997	COBEE	TIQ, ZON, SRO3	18.5
1998	COBEE	CUT5, BOT3	17.1
	HB	CHJ1	0.9
1999	EGSA	GCH9, GCH10	118.4
	SYNERGIA	KAN	7.5
	COBEE	HUA1, HUA2	30.5
2000	CECBB	BUL1, BUL2	88.1
2001	ERESA	KIL3, LAN3	9.1
2002	HB	CHJ2, YAN	89.5
2004	CORANI	SIS5	19.2
2006	COBEE	SRO1, SRO2	17.5
2006	EGSA	ARJ9, ARJ10, ARJ11, ARJ12	7.2
TOTAL			527.8
Hidro			209.8
Termo			318.0
Retiros de Capacidad de Generación			
AÑO	EMPRESA	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD (MW)
2001	EGSA	GCH5	19.2
		ARJ4, ARJ7	5.4
2002	EGSA	GCH3	19.1
2003	COBEE	ACH	4.0
TOTAL			47.7

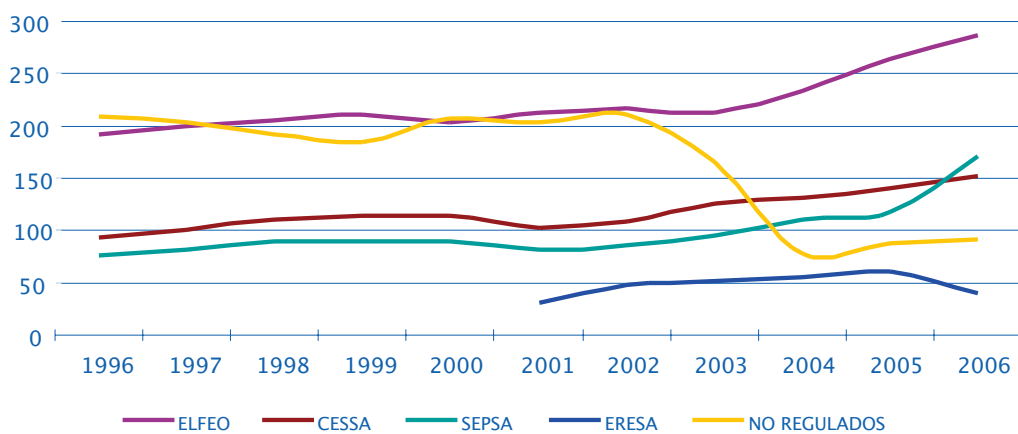
**DEMANDA DE ENERGIA (GWh)****DEMANDA DE ENERGIA POR AREAS (GWh)**

## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

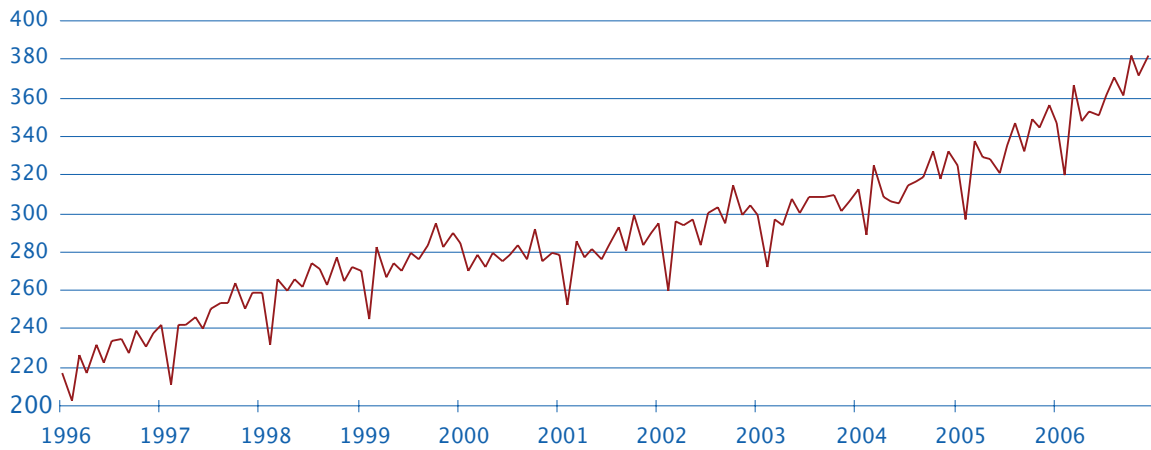
### DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh)



### DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh)



## CONSUMO MENSUAL DE ENERGIA (GWh)



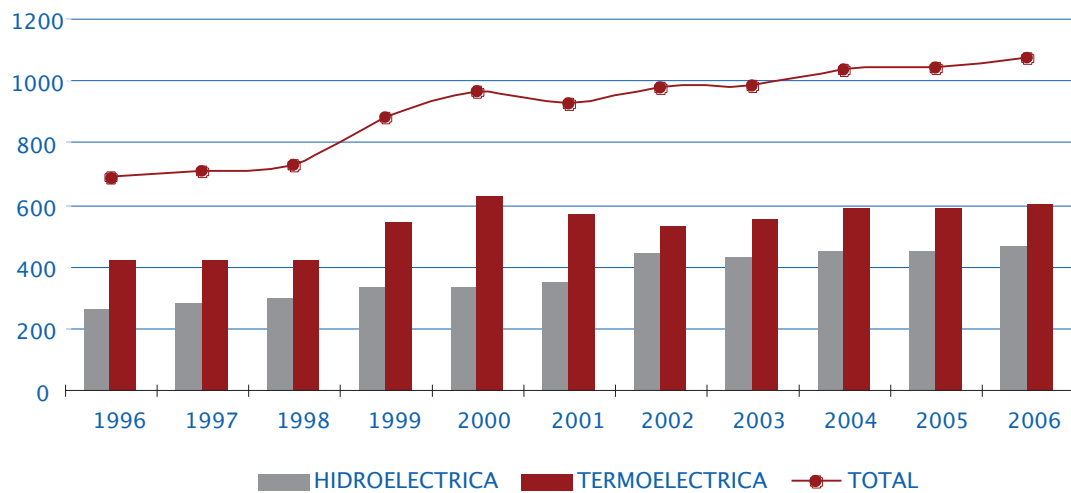
## CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

	Energía	Potencia Máxima	Incremento Anual	
Año	GWh	MW	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

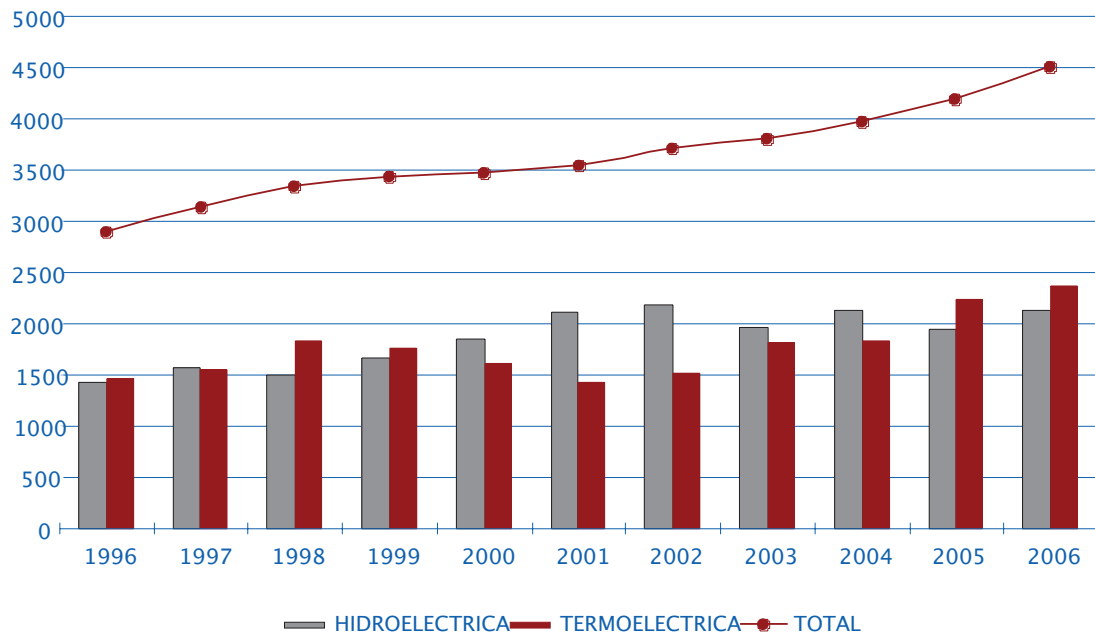


## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

### CAPACIDAD DE GENERACION (MW )

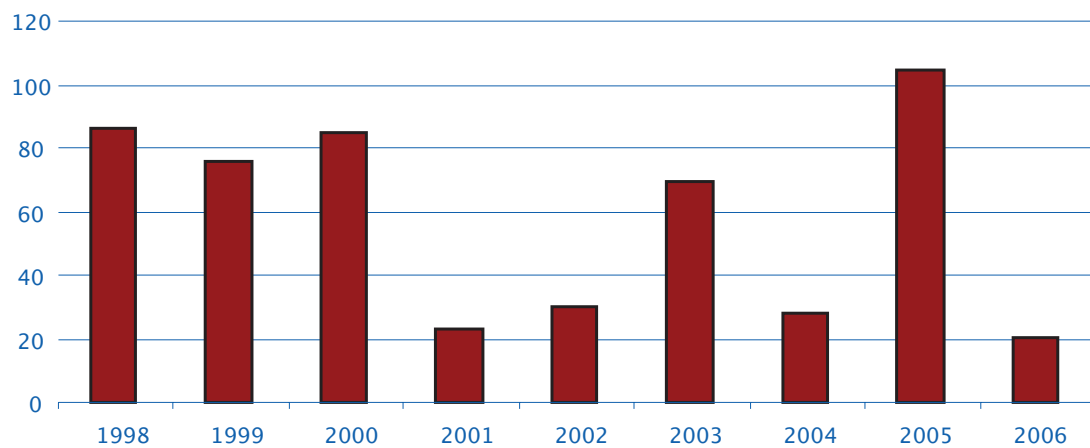


### PRODUCCION BRUTA DE ENERGIA (GWh)



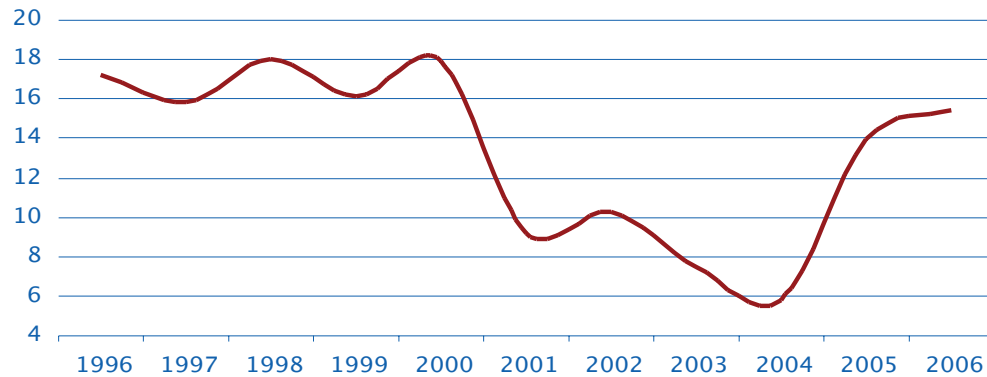
**EVENTOS DESTACADOS****Fecha**

30 de noviembre de 1998	Se inunda la central Chururaqui en el sistema Zongo
17 de febrero de 2003	La central Santa Rosa del sistema Zongo es destruida por efecto de lluvias.
18 de julio de 2003	Por rotura de conductor en la línea SIS – ARO, se registra un colapso en el centro y occidente del sistema.
10 de enero de 2005	Inestabilidad eléctrica en todo el sistema
20 de enero de 2005	Por falla humana se desconecta la subestación Carrasco originando un colapso en la mayor parte del sistema.

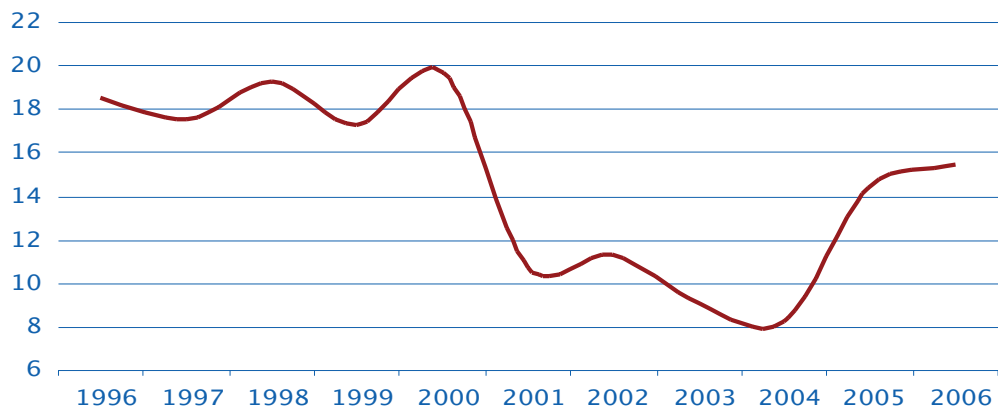
**TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCION (MINUTOS)**

## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

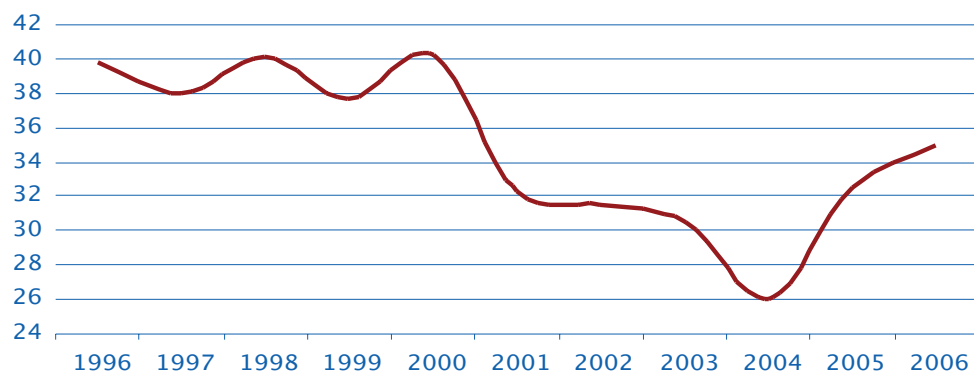
### COSTOS MARGINALES DE GENERACION (US\$/MWh)



### PRECIOS SPOT DE ENERGIA EN NODOS DEL STI (US\$/MWh)



### PRECIOS MONOMICOS (US\$/MWh)



## ANEXOS

### ANEXOS DE LA GESTION 2006

- Parque de Generación
- Capacidad de líneas de Transmisión en el STI
- Capacidad de Subestaciones en el STI
- Producción Bruta de Energía
- Inyecciones de Energía en el STI
- Retiros de Energía en el STI
- Potencias Máximas en nodos del STI
- Potencias Coincidentes con la Máxima del Sistema
- Curva de Carga del día de máxima demanda
- Potencia Máxima Instantánea en los principales tramos del STI
- Indisponibilidad de instalaciones de Generación
- Indisponibilidad de instalaciones de Transmisión
- Potencia de Punta y Potencia Firme
- Fallas más significativas de Generación y Transmisión
- Costos Marginales de Generación
- Costos Marginales de Energía en Nodos Principales del STI
- Precios Medios Monómicos
- Precios de Gas Natural
- Evolución de los Embalses
- Caudales en Corani
- Unifilar STI – 2006

### ANEXOS PERIODO 1996 – 2006

- Demanda anual de Energía y Potencia
- Evolución de la Capacidad de Generación
- Producción Bruta de Energía
- Tiempos de Interrupción de suministro de Energía
- Costos Marginales de Generación
- Precios Spot de Energía
- Precios Monómicos
- Precios Semestrales de energías, Potencias, Peajes y Monómicos



PARQUE DE GENERACION EN DICIEMBRE DE 2006					
CENTRAL	EMPRESA	AÑO DE INICIO	TIPO	Nº DE UNIDADES	CAPACIDAD MW
<b>HIDROELECTRICAS</b>					
SISTEMA ZONGO	COBEE	1938-2006	HIDRO	21	187.6
SISTEMA CORANI	CORANI	1967-2004	HIDRO	9	147.0
SISTEMA TAQUESI	HIDROBOL	1998 - 2002	HIDRO	4	90.4
SISTEMA MIGUILLAS	COBEE	1931-1958	HIDRO	8	18.0
SISTEMA YURA	ERESA	2001	HIDRO	7	19.1
KANATA	SYNERGIA	1999	HIDRO	1	7.5
<b>TOTAL HIDROELECTRICAS</b>				<b>50</b>	<b>469.5</b>
<b>TERMoeLECTRICAS</b>					
GUARACACHI (25 °C)	GUARACACHI	1975-1999	TG	8	253.9
CARRASCO (25 °C)	V. HERMOSO	1996	TG	2	111.9
BULO BULO (25 °C)	BULO BULO	2000	TG	2	89.6
V. HERMOSO (18 °C)	V. HERMOSO	1991-1993	TG	4	74.2
ARANJUEZ (15 °C)	GUARACACHI	1974-2006	TG, MG y DF	10	39.2
KENKO (10 °C)	COBEE	1995	TG	2	18.0
KARACHIPAMPA (9 °C)	GUARACACHI	1982	TG	1	14.2
<b>TOTAL TERMoeLECTRICAS</b>				<b>29</b>	<b>600.9</b>
<b>TOTAL</b>				<b>79</b>	<b>1070.4</b>

La central Aranjuez incluye 5 unidades diesel tipo dual fuel de 2.7 MW cada una, una turbina a gas y 4 motores a gas.  
La capacidad efectiva de las centrales térmicas corresponde a la temperatura media anual en cada planta.

## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI EN DICIEMBRE DE 2006					
EMPRESA	LINEA DE TRANSMISION	TENSION kv	CONDUCTOR	LONGITUD Km	CAPACIDAD MW
TDE	Valle Hermoso – Santivañez	230	RAIL	22.65	130
TDE	Santivañez – Vinto	230	RAIL	23.73	130
TDE	San José – Valle Hermoso	230	RAIL	59.6	130
TDE	Mazocruz–Vinto Capacitor	230	RAIL	193.4	130
TDE	Chimoré – San José	230	RAIL	78.8	130
TDE	Carrasco –Guaracachi	230	RAIL	179.0	130
TDE	Carrasco – Chimoré	230	RAIL	75.3	130
TDE	Senkata–Mazocruz	115	RAIL	7.8	130
TDE	Kenko – Senkata	115	IBIS	6.3	74
TDE	Kenko – Senkata	115	RAIL	8.0	117
TDE	Valle Hermoso– Vinto	115	IBIS	148.0	74
TDE	Tap Coboce – Valle Hermoso	115	IBIS	45.5	74
TDE	Tap Coboce – Sacaca	115	IBIS	41.9	74
TDE	Santa Isabel – San José	115	IBIS	8.9	74
TDE	Ocuri – Potosí	115	IBIS	84.4	74
TDE	Corani–Valle Hermoso	115	IBIS	43.5	74
TDE	Corani –Santa Isabel	115	IBIS	6.4	74
TDE	Catavi – Vinto	115	IBIS	76.7	74
TDE	Catavi – Sacaca	115	IBIS	43.4	74
TDE	Catavi – Ocuri	115	IBIS	97.8	74
TDE	Arocagua – Valle Hermoso	115	IBIS	5.39	74
TDE	Arocagua – Santa Isabel	115	IBIS	45.56	74
TDE	Potosí – Punutuma	69	IBIS	73.21	30
TDE	Karachipampa – Potosí	69	PARTRIDGE	10.02	23
TDE	Don Diego – Mariaca	69	PARTRIDGE	31.24	22
TDE	Don Diego – Karachipampa	69	PARTRIDGE	15.99	22
TDE	Aranjuez – Mariaca	69	PARTRIDGE	42.85	22
TDE	Aranjuez – Sucre	69	IBIS	12	42
ISA BOLIVIA	Carrasco – Urubó	230	ACARD	164	142.5
ISA BOLIVIA	Santivañez – Sucre	230	RAIL	246	142.5
ISA BOLIVIA	Sucre – Punutuma	230	DRAKE	177	142.5

EMPRESA	SUBESTACION	TENSION KV	CAPACIDAD	SUBESTACION	CAPACIDAD	TENSION KV
TDE	Guaracachi (*)	230/69	6 X 25 MVA	Vinto (*)	3 X 33.3 MVA	230/115
TDE	Guaracachi	230	21 MVar	Vinto	2 X 25 MVA	120/72
TDE	Aranjuez	69	5.4 MVar	Vinto	24 MVar	115
TDE	Kenko	115 y 69	24 MVar	Vinto	13.8 MVar	69
TDE	Potosí	120/72	25 MVA	Vinto	21 MVar	230
TDE	Potosí	69	7.2 MVar	San José (*)	3 X 25 MVA	230/115
TDE	Catavi	120/72	25 MVA	San José	21 MVar	230
TDE	Catavi	69	7.2 MVar	Mazocruz	3 X 50 MVA	230/115
TDE	Valle Hermoso	230/115	3 X 50 MVA	Santivañez	15.6 MVar	230
ISA BOLIVIA	Punutuma	230/69	60 MVA	Sucre	2 X 12 MVar	230
ISA BOLIVIA	Punutuma	230	2 X 12 MVar	Urubó	3 X 50 MVA	230/69
ISA BOLIVIA	Sucre	230/69	60 MVA	Urubó	12 MVar	230

(\*) Monofásico

## PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGIA (MWh) - AÑO 2006

	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
<b>HIDROELECTRICA</b>														
Zongo	COBEE	104,994	95,304	104,026	92,802	66,742	49,940	35,704	34,858	36,708	63,921	101,445	110,465	896,908
Corani	CORANI	74,178	70,670	57,419	78,839	67,430	65,015	77,003	82,055	57,762	48,971	70,199	54,802	804,344
Taquesi	H. BOLIVIANA	24,688	3,195	28,583	37,781	13,527	9,426	6,327	4,145	2,076	14,890	28,506	50,503	223,647
Miguillas	COBEE	11,068	10,213	8,863	9,524	8,777	9,208	8,315	7,762	8,000	8,937	9,853	10,740	111,260
Yura	ERESA	5,189	8,655	7,527	6,262	6,571	5,968	6,235	5,329	5,440	5,702	5,401	5,448	73,730
Kanata	SYNERGIA	2,595	2,729	1,623	1,404	1,261	1,187	1,399	1,637	1,675	1,734	1,856	2,366	21,465
Subtotal		222,711	190,766	208,042	226,612	164,308	140,744	134,983	135,787	111,662	144,155	217,259	234,325	2,131,354
<b>TERMoeLECTRICA</b>														
Guaracachi	EGSA	47,363	52,898	63,251	56,922	91,168	105,782	110,191	107,855	109,308	105,446	58,847	56,482	965,512
Bulo Bulo	B. BULO	49,710	30,849	27,770	25,068	27,017	27,272	27,303	27,766	27,121	31,831	53,212	53,746	408,665
Carrasco	V. HERMOSO	34,890	43,525	63,510	41,669	68,295	67,559	66,820	57,658	65,512	65,131	48,142	42,059	664,770
Aranjuez - TG	EGSA	1,586	2,524	4,592	4,215	7,327	8,896	10,847	11,357	10,636	9,878	3,156	5,943	80,958
Aranjuez - MG (*)	EGSA								1,121	3,458	3,207	3,934	4,025	15,746
Karachipampa	EGSA	1,792	2,076	5,093	1,251	961	1,276	7,278	6,276	7,103	6,733	788	1,602	42,228
Kenko	COBEE	288	659	961	247	2,222	2,565	5,812	9,336	10,327	8,662	756	30	41,865
Valle Hermos	V. HERMOSO	5,552	9,375	9,454	6,684	4,820	12,031	14,434	29,753	31,027	22,737	3,276	3,759	152,904
Aranjuez - DF	EGSA	13	56	237	87	-	2	116	328	700	787	-	-	2,325
Subtotal		141,194	141,962	174,869	136,142	201,810	225,382	242,800	251,451	265,193	254,411	172,112	167,646	2,374,973
<b>TOTAL</b>		<b>363,906</b>	<b>332,729</b>	<b>382,910</b>	<b>362,754</b>	<b>366,118</b>	<b>366,126</b>	<b>377,783</b>	<b>387,238</b>	<b>376,854</b>	<b>398,566</b>	<b>389,372</b>	<b>401,971</b>	<b>4,506,327</b>

(\*) El 21 de agosto ingresan en operación comercial las unidades 9, 10, 11 y 12 de la central Aranjuez  
En septiembre se reincorpora la central Santa Rosa en el sistema hidroeléctrico de Zongo



### INYECCIONES Y RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI - AÑO 2006 MWh

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GCH	46,098	51,442	61,485	55,356	89,167	103,396	107,671	105,441	106,861	103,017	57,212	54,913	942,057
ARANJUEZ	ARJ	1,583	2,554	4,781	4,259	7,254	8,809	10,853	12,679	14,647	13,733	7,020	9,868	98,039
KARACHIPAMPA	KAR	1,774	2,056	5,042	1,238	951	1,263	7,205	6,213	7,032	6,666	780	1,586	41,806
TOTAL GUARACACHI		49,455	56,051	71,308	60,853	97,372	113,467	125,729	124,333	128,539	123,416	65,012	66,367	1,081,902
ZONGO	KEN	100,915	91,964	99,930	89,263	64,411	48,086	33,979	33,072	34,958	61,296	97,275	105,820	860,970
KENKO	KEN	250	619	913	211	2,153	2,490	5,677	9,132	10,112	8,478	706	-10	40,730
MIGUILLAS	VIN	10,583	9,767	8,486	9,120	8,412	8,850	7,986	7,454	7,686	8,592	9,464	10,308	106,710
TOTAL COBEE		111,748	102,351	109,329	98,593	74,976	59,427	47,642	49,659	52,756	78,365	107,446	116,118	1,008,410
SANTA ISABEL	SIS	47,687	43,046	34,915	47,237	39,515	37,870	44,561	47,566	33,369	28,438	41,655	34,410	480,268
CORANI	COR	26,246	27,404	22,266	31,491	27,794	27,026	32,318	34,366	24,276	20,418	28,431	20,278	322,314
TOTAL CORANI		73,933	70,450	57,181	78,728	67,309	64,896	76,879	81,931	57,645	48,856	70,085	54,688	802,582
CARRASCO	CAR	33,697	42,150	61,739	40,187	67,875	66,274	65,364	56,326	64,053	63,139	46,459	40,338	647,601
VALLE HERMOSO	VHE	5,310	9,069	9,157	6,420	4,679	11,823	14,259	29,473	30,773	22,484	3,162	3,624	150,233
TOTAL VALLE HERMOSO		39,007	51,219	70,895	46,607	72,555	78,097	79,623	85,799	94,825	85,623	49,622	43,962	797,834
BULO BULO	CAR	47,490	29,391	26,628	24,113	26,203	26,352	26,290	26,817	26,116	30,461	51,002	51,521	392,385
TAQUESI	KEN	23,216	3,041	27,077	35,485	12,773	8,899	5,962	3,874	1,842	13,963	26,767	47,222	210,120
YURA	PUN	4,905	8,286	7,188	5,962	6,236	5,620	5,880	4,980	5,120	5,377	5,110	5,168	69,833
KANATA	ARO	2,515	2,644	1,573	1,360	1,220	1,149	1,354	1,585	1,621	1,678	1,796	2,291	20,786
<b>TOTAL INYECCIONES</b>		<b>352,269</b>	<b>323,432</b>	<b>371,179</b>	<b>351,703</b>	<b>358,643</b>	<b>357,906</b>	<b>369,358</b>	<b>378,979</b>	<b>368,465</b>	<b>387,739</b>	<b>376,839</b>	<b>387,337</b>	<b>4,383,851</b>
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE	GCH	92,066	90,637	102,601	95,256	104,078	111,508	115,872	115,468	115,751	123,994	103,586	102,839	1,273,657
CRE	URU	38,041	31,210	34,688	32,815	14,381	8,523	10,021	14,547	13,469	21,450	38,991	40,655	298,792
TOTAL CRE		130,107	121,848	137,290	128,071	118,459	120,030	125,893	130,016	129,220	145,444	142,577	143,494	1,572,448
ELECTROPAZ	KEN	98,694	88,977	103,258	98,707	107,278	105,113	106,844	109,129	103,681	106,493	100,758	105,102	1,234,034
ELFEC	ARO	42,252	39,486	44,889	42,821	45,035	44,445	46,193	45,757	44,729	48,760	48,598	48,257	541,221
ELFEC	VHE	15,074	13,558	15,445	14,685	15,243	15,015	16,000	17,470	17,304	16,802	14,199	15,515	186,309
ELFEC	CBC	550	522	573	598	683	650	690	628	682	716	676	552	7,520
ELFEC	CHI	1,899	1,770	1,996	1,906	1,817	1,804	1,948	1,993	1,928	2,159	2,057	2,105	23,384
TOTAL ELFEC		59,774	55,336	62,903	60,009	62,778	61,915	64,831	65,848	64,643	68,437	65,530	66,429	758,434
ELFEO	VIN69	17,527	15,319	18,277	18,180	17,618	17,430	17,110	17,479	16,552	17,520	18,692	20,082	211,785
ELFEO	CAT	5,675	5,253	5,951	5,416	6,764	7,093	8,165	7,779	7,878	5,869	4,832	4,526	75,202
TOTAL ELFEO		23,202	20,572	24,228	23,596	24,382	24,523	25,274	25,257	24,430	23,389	23,524	24,608	286,987
SEPSA	POT	9,148	8,450	9,840	8,898	10,245	10,044	10,321	10,183	9,564	10,406	9,988	10,834	117,920
SEPSA (1)	PUN	-	-	-	-	-	-	-	5,866	6,260	5,969	5,865	6,198	30,158
SEPSA	DDI	1,375	1,351	1,555	1,529	1,683	1,748	1,782	1,991	1,951	1,886	1,893	1,918	20,660
SEPSA	OCU	133	121	155	130	151	142	134	136	146	129	110	105	1,593
SEPSA	SAC	27	24	27	26	27	26	45	44	45	106	104	88	588
SEPSA	KAR	7	7	8	9	10	8	9	9	9	8	7	5	95
TOTAL SEPSA		10,690	9,953	11,585	10,592	12,115	11,968	12,291	18,229	17,974	18,504	17,966	19,148	171,014
CESSA	ARJ	12,009	9,659	13,105	12,348	13,162	12,934	11,703	13,493	13,173	13,897	13,168	13,950	152,601
CESSA	MAR	16	18	16	17	17	16	16	18	17	18	17	19	205
TOTAL CESSA		12,025	9,678	13,121	12,364	13,179	12,949	11,719	13,511	13,190	13,916	13,185	13,969	152,806
ERESA(1)	PUN	5,453	4,907	5,460	5,550	5,853	5,987	5,871	-	-	-	-	-	39,081
CM VINTO	VIN69	3,160	3,102	3,266	2,975	3,220	2,951	2,681	3,165	2,687	2,021	2,990	3,367	35,584
COBOCE	CBC	1,760	2,960	3,334	3,102	3,284	3,177	3,389	3,492	3,243	2,387	3,512	3,507	37,149
SAN CRISTOBAL (2)	PUN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	144	144
INTI RAYMI	VIN115	1,398	1,456	1,657	1,701	1,763	1,623	1,647	1,654	1,450	1,140	1,273	1,397	18,159
<b>TOTAL RETIROS</b>		<b>346,262</b>	<b>318,787</b>	<b>366,102</b>	<b>346,669</b>	<b>352,311</b>	<b>350,237</b>	<b>360,440</b>	<b>370,303</b>	<b>360,517</b>	<b>381,731</b>	<b>371,316</b>	<b>381,166</b>	<b>4,305,840</b>

(1) A PARTIR DE AGOSTO DE 2006 SEPSA ES RESPONSABLE DE LOS RETIROS EN EL NODO PUNUTUMA

(2) EL 9 DE DICIEMBRE INGRESA EN OPERACIÓN COMERCIAL LA EMPRESA MINERA SAN CRISTOBAL

POTENCIAS MAXIMAS EN NODOS DEL STI - AÑO 2006														
MW														
INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GCH	209.1	221.4	209.9	223.2	219.0	228.4	236.6	241.2	239.8	225.8	197.0	182.3	241.2
ARANJUEZ	ARJ	27.9	28.3	30.4	28.6	18.0	18.3	28.7	33.4	34.8	33.6	23.6	23.5	34.8
KARACHIPAMPA	KAR	12.9	12.8	12.9	12.8	12.9	12.9	13.6	13.9	16.3	13.1	12.6	12.7	16.3
ZONGO	KEN	148.9	149.4	159.6	163.3	147.7	146.6	133	159.6	160.4	161.2	161.7	154.1	163.3
KENKO	KEN	16.8	16.5	17.1	16.9	16.8	16.8	16.8	18.4	18.4	16.8	16.6	15.8	18.4
MIGUILLAS	VIN	15.6	16.0	16.7	15.9	15.9	17.1	15.9	15.9	15.8	15.9	15.7	15.7	17.1
SANTA ISABEL	SIS	89.5	76.7	87.9	90.3	87.5	86.5	88.1	89.2	88.0	89.1	88.1	87.9	90.3
CORANI	COR	53.8	53.5	53.9	4.0	53.6	52.8	56.0	55.8	55.0	54.1	54.6	55.1	56.0
CARRASCO	CAR	102.5	102.5	105.7	104.5	104.3	105.8	104.8	105.4	103.7	102.4	104.8	99.2	105.8
V. HERMOSO	VHE	68.2	68.1	66.9	68.9	66.4	67.3	67.0	68.2	70.0	67.2	51.5	49.4	70.0
BULO BULO	CAR	83.4	84.5	43.1	43.6	43.6	43.1	48.6	43.1	43.1	77.8	79.5	85.0	85.0
TAQUESI	KEN	80.0	34.0	80.1	83.1	76.3	76.0	62.2	50.2	70.8	76.6	76.4	77.6	83.1
YURA	PUN	17.0	16.8	17.0	17.0	16.8	16.8	16.9	16.6	16.8	16.8	16.7	16.7	17.0
KANATA	ARO	6.6	6.6	7.0	7.0	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	7.0
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE	GCH	225.7	249.3	236.0	249.4	232.6	255.2	246.1	249.3	250.4	248.1	237.0	239.9	255.2
CRE	URU	117.0	70.0	68.2	70.5	52.1	54.4	50.1	121.9	45.0	70.1	69.7	97.3	121.9
ELECTROPAZ	KEN	233.2	239.2	241.0	242.9	250	251.2	252.2	253.5	248.8	247.4	245.7	243.3	253.5
ELFEC	ARO	93.8	96.5	97.5	98.3	97.6	97.8	99.4	98.9	97.0	102.3	110.8	106.6	110.8
ELFEC	VHE	36.5	34.9	36.4	36.9	36.8	36.8	37.7	41.9	41.9	42.0	38.3	37.4	42.0
ELFEC	COB	1.6	1.5	1.6	1.6	1.7	1.7	4.0	1.8	1.8	1.7	1.7	1.6	4.0
ELFEC	CHI	4.9	5.0	5.0	5.1	5.0	4.9	5.2	5.2	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
ELFEO	VIN69	36.5	36.0	40.1	38.9	39.6	40.5	39.5	41.0	40.5	39.4	40.3	40.0	41.0
ELFEO	CAT	15.5	16.0	15.1	14.8	15.6	15.1	17.3	15.9	20.3	14.3	14.1	13.7	20.3
SEPSA	POT	20.5	20.6	21.0	21.4	22.0	23.0	22.4	22.4	22.2	22.3	22.6	23.1	23.1
SEPSA (1)	PUN	-	-	-	-	-	-	-	12.7	13.2	13.0	12.9	12.9	13.2
SEPSA	DDI	3.5	3.7	3.9	4.1	4.2	4.2	4.5	4.8	4.6	4.7	4.7	4.4	4.8
SEPSA	OCU	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	0.6
SEPSA	SAC	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4
SEPSA	KAR	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1
CESSA	ARJ	26.1	25.7	27.1	27.0	27.2	27.6	27.8	28.0	27.9	28.7	27.5	28.7	28.7
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
ERESA (1)	PUN	11.4	11.4	13.1	13.0	12.6	13.1	12.9	-	-	-	-	-	13.1
CM VINTO	VIN69	5.7	5.5	5.4	4.9	5.3	5.1	4.9	5.0	5.6	4.9	5.2	5.3	5.7
COBOCE	COB	5.4	5.6	5.7	5.7	5.7	5.8	5.7	5.8	5.6	5.7	5.7	5.6	5.8
SAN CRISTOBAL (2)	PUN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.6	1.6
INTI RAYMI	VIN115	2.4	2.7	2.8	2.8	2.8	2.7	2.8	2.7	2.6	2.1	2.3	2.2	2.8

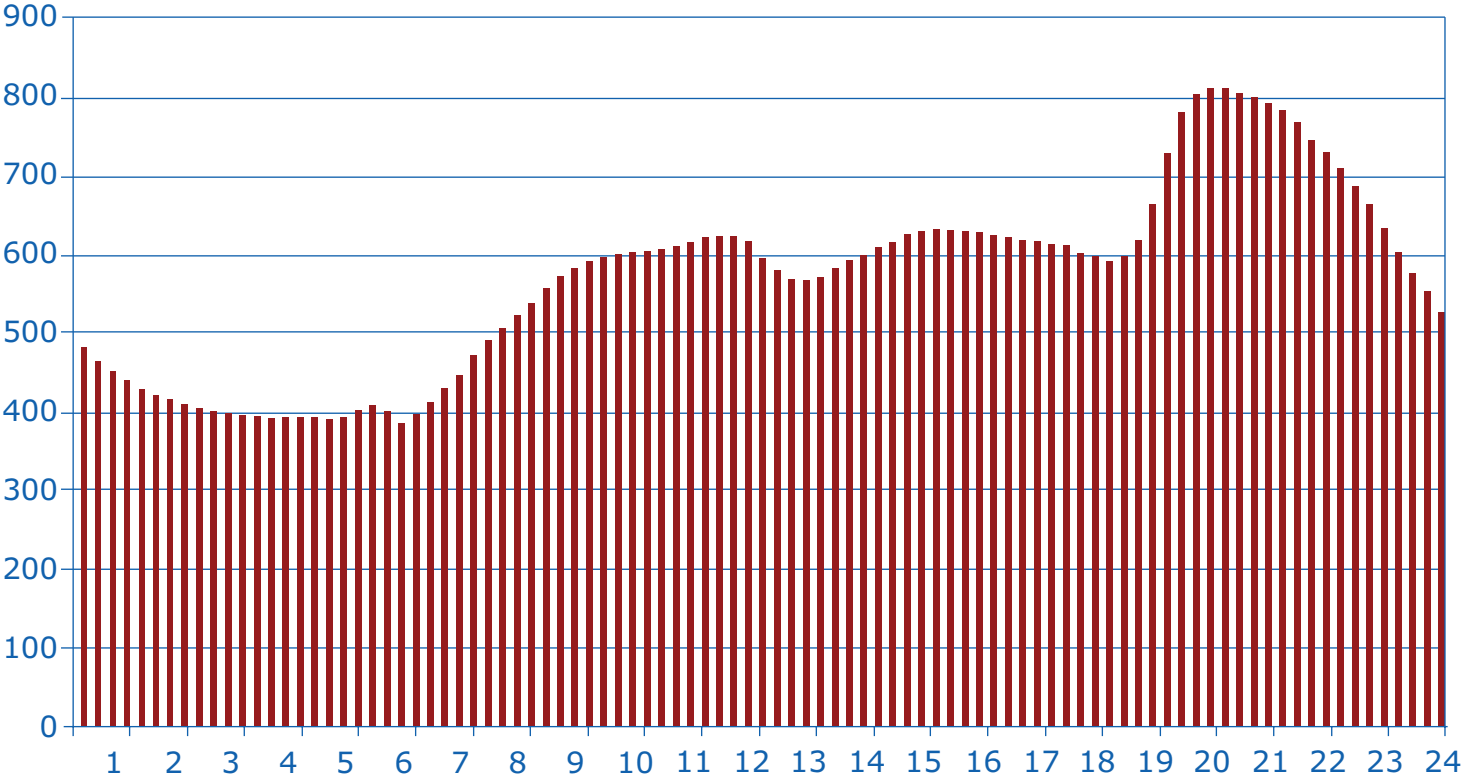
(1) A PARTIR DE AGOSTO DE 2006 SEPSA ES RESPONSABLE DE LOS RETIROS EN EL NODO PUNUTUMA

(2) EL 9 DE DICIEMBRE INGRESA EN OPERACIÓN COMERCIAL LA EMPRESA MINERA SAN CRISTOBAL

**POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MAXIMA DEL SISTEMA EN EL STI - AÑO 2006**  
**MW**

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
GUARACACHI	GCH	172.1	212.3	158.6	192.0	201.7	221.9	221.4	219.6	214.0	192.5	166.8	180.1
ARANJUEZ	ARJ	16.6	25.2	17.0	16.4	16.6	16.3	16.6	24.9	32.7	21.0	23.1	6.2
KARACHIPAMPA	KAR	12.5	-0.0	12.1	12.1	-0.0	-0.1	12.3	-0.0	12.2	12.2	12.0	12.1
ZONGO	KEN	146.6	146.9	147.3	143.0	146.6	146.6	109.3	156.7	135.8	140.1	152.7	152.3
KENKO	KEN	16.4	-0.0	16.8	-0.0	16.5	16.4	16.5	16.4	16.6	16.6	16.0	15.4
MIGUILLAS	VIN	15.5	15.5	15.5	15.5	13.3	15.5	15.6	15.5	15.4	10.3	15.7	15.5
CORANI	COR	46.8	47.4	48.2	52.9	39.6	39.9	52.9	52.2	54.7	47.0	49.5	49.0
SANTA ISABEL	SIS	70.5	70.6	64.4	70.9	59.5	63.7	81.6	86.7	86.5	84.4	85.2	85.5
CARRASCO	CAR	94.4	94.4	95.0	94.2	95.1	95.4	97.0	49.5	93.2	96.6	95.4	96.1
V. HERMOSO	VHE	65.3	62.8	64.1	63.9	63.6	64.1	63.9	63.3	65.6	47.3	31.8	47.0
BULO BULO	CAR	76.2	41.4	38.1	38.1	38.6	38.6	39.7	42.5	38.1	37.5	76.7	75.6
TAQUESI	KEN	-0.0	33.5	76.0	76.1	61.8	49.4	46.5	46.6	18.8	75.6	75.5	66.2
YURA	PUN	13.3	16.5	16.6	15.1	15.9	16.2	16.2	16.2	16.3	16.1	11.2	14.2
KANATA	ARO	6.6	6.5	6.4	6.5	6.3	6.3	6.4	6.3	6.4	6.4	6.4	6.4
<b>TOTAL INYECCIONES</b>		<b>752.7</b>	<b>772.9</b>	<b>776</b>	<b>796.6</b>	<b>775.1</b>	<b>790.3</b>	<b>795.9</b>	<b>796.4</b>	<b>806.3</b>	<b>803.6</b>	<b>817.9</b>	<b>821.6</b>
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CRE	GCH	218.9	238.4	219.0	236.1	229.2	236.3	239.6	243.5	248.4	239.3	235.4	239.9
CRE	URU	44.1	30.0	54.7	43.3	29.8	21.0	23.6	28.4	38.8	46.3	61.3	54.7
ELECTROPAZ	KEN	231.4	235.4	235.4	240.4	241.8	249.5	246.1	245.7	237.2	236.4	238.9	242.3
ELFEC	ARO	92.5	96.1	94.9	98.0	95	97.1	97.8	97.5	94.6	101.2	109.8	102.1
ELFEC	VHE	34.0	34.7	35.1	36.6	36.3	36.8	37.3	37.4	40.8	37.2	27.8	37.4
ELFEC	CBC	1.5	1.4	1.5	1.5	1.6	1.7	1.7	1.7	1.6	1.7	1.5	1.6
ELFEC	CHI	4.6	4.8	5.0	5.1	5.0	4.8	5.2	5.2	5.3	5.3	5.3	5.2
ELFEO	VIN69	33.6	36.0	38.9	37.7	40.4	39.6	38.3	38.4	38.0	37.8	39.1	39.8
ELFEO	CAT	14.5	15.0	13.7	14.4	14.4	14.0	15.7	13.4	15.5	13.7	13.2	12.9
SEPSA	POT	19.3	20.5	21.0	21.3	22.5	20.0	21.3	21.0	21.4	22.0	21.4	21.7
SEPSA (1)	PUN	-	-	-	-	-	-	-	12.2	12.9	12.1	12.4	12.0
SEPSA	DDI	3.5	3.5	3.5	3.9	4.2	4.0	4.1	4.3	4.4	4.5	4.5	4.3
SEPSA	OCU	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.3	0.4
SEPSA	SAC	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4
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
CESSA	ARJ	26.1	23.9	26.5	25.0	26.6	27.1	27.3	27.7	26.9	27.6	26.7	28.7
CESSA	MAR	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ERESA (1)	PUN	10.2	11.3	8.3	12.2	12.6	12.7	12.7	-	-	-	-	-
CM VINTO	VIN69	2.5	5.0	4.5	4.6	4.5	4.5	4.5	4.4	2.6	4.2	4.9	4.0
COBOCE	CBC	3.4	3.5	2.6	3.6	3.7	2.5	3.6	3.7	3.8	3.8	3.6	3.5
SAN CRISTOBAL (2)	PUN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2
INTI RAYMI	VIN115	1.9	2.4	2.4	2.3	2.2	2.3	2.2	2.4	1.8	1.8	1.9	1.9
<b>MÁXIMA</b>		<b>742.5</b>	<b>762.1</b>	<b>767.2</b>	<b>786.4</b>	<b>766.2</b>	<b>777.8</b>	<b>781.3</b>	<b>787.2</b>	<b>794.4</b>	<b>795.5</b>	<b>808.5</b>	<b>813.1</b>
Día		Vier 27	Miérc 22	Jue 23	Miérc 26	Mar-30	Mar-20	Miérc 26	Miérc 9	Miérc 27	Jue 26	Jue 23	Jue 14
Hora		20:15	20:00	19:30	19:15	19:00	19:15	19:15	19:15	19:15	19:45	20:00	20:00

**CURVA DE CARGA EN DIA DE MAXIMA DEMANDA - MW**  
**JUEVES 14 DE DICIEMBRE**



**POTENCIA MAXIMA INSTANTANEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI - AÑO 2006**  
**MW**

COMPONENTE	CAPACIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MAXIMA
CAR-GCH	130	87.8	93.0	86.8	90.5	65.1	70.3	64.7	75.8	44.4	89.2	88.9	84.8	93.0
CAR-URU	142.5	73.2	70.3	72.6	72.8	54.0	55.4	50.4	130.8	44.9	73.0	72.6	100.7	130.8
CAR-SJO	130	108.8	95.8	123.9	88.6	131.3	135.4	133.1	128.1	135.2	136.3	93.9	74.7	136.3
SJO-VIN	130	117.4	106.5	90.3	90.9	124.8	130.5	132.7	130.4	129.7	113.5	86.9	81.7	132.7
SAN-SUC	142.5	35.2	27.5	30.9	38.0	32.1	31.9	27.5	26.4	25.8	28.1	32.9	29.6	38.0
VHE-SAN	130	114.7	104.0	92.5	81.9	107.5	125.3	132.9	142.1	131.1	112.1	75.0	65.8	142.1
KEN-VIN	130	130.2	84.2	129.7	127.0	33.3	0.0	0.0	0.0	12.5	97.0	124.7	131.7	131.7
VIN-KEN	130	87.9	89.4	72.4	60.8	92.5	116.4	133.5	138.6	131.3	115.8	39.0	21.0	138.6
SIS-ARO	74	60.8	55.5	55.7	61.3	67.8	63.1	73.6	62.7	63.5	60.1	63.3	69.3	73.6
COR-VHE	74	58.1	65.5	54.7	62.5	57.6	61.8	72.6	62.4	60.3	56.3	58.3	67.4	72.6
ATSJO230	74	54.0	50.6	50.4	56.8	49.1	35.9	59.9	52.2	70.7	48.6	56.7	60.7	70.7
ATGCH23001	71	42.7	44.9	41.8	44.0	32.2	34.4	31.6	37.2	21.8	43.0	43.0	41.0	44.9
ATGCH23002	71	44.6	46.4	43.7	46.0	33.3	35.9	32.6	38.2	22.8	45.1	44.9	42.9	46.4
ATURU230	142.5	71.8	69.2	71.0	71.2	53.2	54.9	49.7	125.5	44.1	71.1	71.0	97.8	125.5
ATMAZ230	143	128.3	86.2	128.1	125.4	90.7	113.6	129.2	134.2	127.9	112.8	123.3	130.5	134.2
ATVHE230	143	39.4	32.6	44.2	30.4	41.0	37.9	76.8	85.9	60.2	64.4	42.2	53.8	85.9
ATVIN230	95	44.6	34.6	53.9	46.6	30.8	27.4	19.5	22.6	32.0	41.6	47.7	52.4	53.9
ATPOT115	24	10.5	16.8	23.4	23.2	22.4	21.1	11.1	7.3	6.7	15.2	14.4	24.6	24.6
ATVIN11501	24	13.0	12.9	14.8	14.5	20.2	16.0	16.0	23.0	17.3	16.0	15.8	15.0	23.0
ATVIN11502	24	13.4	13.5	15.3	14.9	20.8	16.4	16.4	15.8	16.5	16.5	16.2	15.5	20.8

**INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACION - AÑO 2006**  
**HORAS**

UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL
ANG01	131.4	12.1	143.5	CHU02	352.4	27.7	380.1	KAR	99.2	1655.4	1754.6
ANG02	113.5	6.6	120.0	CJL01	0.0	8413.1	8413.1	KEN01	78.3	296.5	374.9
ARJ01	0.0	46.4	46.4	CJL02	0.0	8426.8	8426.8	KEN02	130.4	302.2	432.7
ARJ02	0.0	29.1	29.1	COR01	525.8	21.6	547.4	KIL01	494.0	6.9	501.0
ARJ03	0.0	3.2	3.2	COR02	404.7	18.8	423.4	KIL02	203.9	8.7	212.6
ARJ05	69.8	26.3	96.1	COR03	402.2	16.9	419.1	KIL03	204.1	177.5	381.6
ARJ06	69.8	4.4	74.2	COR04	423.7	48.9	472.5	LAN01	528.0	275.2	803.2
ARJ08	102.7	58.5	161.2	CRB	30.0	93.6	123.5	LAN02	100.3	208.8	309.0
ARJ09	44.7	1265.4	1310.0	CUT01	27.5	4.8	32.4	LAN03	100.3	471.5	571.8
ARJ10	26.2	255.7	281.8	CUT02	25.7	4.8	30.5	MIG01	120.7	3.5	124.2
ARJ11	9.3	153.3	162.6	CUT03	125.3	25.9	151.2	MIG02	97.2	1.1	98.3
ARJ12	9.3	210.9	220.2	CUT04	31.3	6.7	38.0	PUH	722.4	375.8	1098.2
BOT01	17.8	0.0	17.8	CUT05	99.3	38.7	137.9	SAI	971.5	10.2	981.7
BOT02	19.7	0.4	20.1	GCH01	115.9	22.1	138.0	SIS01	271.4	104.0	375.4
BOT03	18.0	0.6	18.6	GCH02	220.0	119.7	339.7	SIS02	491.4	25.8	517.3
BUL01	184.8	52.9	237.7	GCH04	196.6	13.0	209.7	SIS03	413.4	4.3	417.7
BUL02	50.1	6278.3	6328.3	GCH06	67.6	11.8	79.4	SIS04	623.9	7.3	631.1
CAH01	20.6	18.7	39.3	GCH07	288.1	18.1	306.2	SIS05	14.3	25.4	39.6
CAH02	25.6	20.0	45.6	GCH08	397.3	27.9	425.2	SRO01	3.8	31.9	35.7
CAR01	305.1	252.6	557.7	GCH09	201.0	787.2	988.2	SRO02	3.8	88.6	92.4
CAR02	468.4	229.1	697.5	GCH10	486.0	48.2	534.2	TIQ	2.8	0.0	2.8
CHJ	206.7	974.2	1180.9	HAR01	22.3	9.2	31.5	VHE01	287.6	359.9	647.5
CHO01	129.8	76.2	206.0	HAR02	13.5	16.1	29.6	VHE02	1310.2	291.8	1601.9
CHO02	110.4	119.3	229.7	HUA01	341.8	33.4	375.2	VHE03	0.0	165.7	165.7
CHO03	102.3	72.2	174.5	HUA02	381.4	1.5	382.9	VHE04	74.7	410.0	484.7
CHU01	290.7	21.2	311.8	KAN	0.0	78.9	78.9	YAN	601.5	1423.7	2025.2
								ZON	5.3	0.0	5.3

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

# INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISION - AÑO 2006 HORAS

COMPONENTE	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	COMPONENTE	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL
AAR-ROS069	15.7	0.0	15.7	CPVIN11501	5.2	0.0	5.2
AAR-TKI069	20.3	0.0	20.3	CPVIN11502	6.5	0.0	6.5
ARJ-MAR069	14.0	2.2	16.2	CSG-HUN069	1.3	0.0	1.3
ARJ-SUC069	37.1	0.0	37.1	CSVIN230	0.0	12.8	12.8
ARO-SIS115	18.1	4.6	22.7	CSVIN-VIC230	20.3	0.0	20.3
ARO-VHE115	0.1	0.0	0.1	CUT-TIQ115	2.4	0.0	2.4
ATCAT115	8.2	0.0	8.2	DDI-KAR069	4.2	2.2	6.3
ATGCH23001	4.4	0.0	4.4	DDI-MAR069	4.0	2.2	6.2
ATGCH23002	4.4	0.0	4.4	KAR-POT069	3.9	0.0	4.0
ATKEN06901	7.2	0.0	7.2	KEN-SEN11501	19.8	0.1	19.9
ATMAZ230	30.0	1.5	30.1	KEN-SEN11502	19.8	0.1	19.9
ATPOT115	31.4	1.3	32.7	MAZ-VIC230	30.1	0.0	30.1
ATPUN230	119.9	15.4	135.3	OCU-POT115	31.4	1.5	32.9
ATSJO230	17.1	0.1	17.2	POT-PUN069	5.9	0.0	6.0
ATSUC230	3.8	0.0	3.8	POT-VEL069	3.3	0.2	3.6
ATURU230	37.6	0.0	37.6	PUN-SCR230	0.0	4.3	4.3
ATVHE230	6.2	0.0	6.2	PUN-SUC230	0.0	0.1	0.1
ATVIN11501	7.0	0.0	7.0	REPUN23001	211.9	12.9	224.9
ATVIN11502	58.6	1.2	59.8	REPUN23002	211.9	12.9	224.9
ATVIN230	15.3	0.0	15.3	REURU230	39.8	0.0	39.8
AVI-BLV069	4.3	0.0	4.3	SAN-SUC230	194.1	47.4	241.5
BUL-CAR230	10.3	0.0	10.3	SAN-VIN230	5.6	0.4	6.0
CAR-CHI230	27.4	0.8	28.2	SEN-MAZ115	30.0	0.1	30.1
CAR-GCH230	21.9	6.4	28.2	SIS-SJO115	17.1	0.2	17.2
CAR-URU230	106.6	3.5	110.1	SJO-VHE230	88.3	0.6	88.9
CAT-BLV069	4.3	0.0	4.3	SUC-PUN230	301.0	13.1	314.1
CAT-OCU115	31.4	1.5	32.9	SUD-CRQ069	0.0	0.0	0.0
CAT-SAC115	17.4	0.0	17.4	TRAAR06901	15.8	36.8	52.6
CBC-SAC115	17.4	0.0	17.4	TRAAR06902	15.7	0.0	15.7
CBC-VHE115	25.8	0.0	25.8	TRAVI06902	3.9	0.0	3.9
CHI-SJO230	32.4	0.7	33.1	TRCHA11501	5.8	0.0	5.8
CHJ-PIC115	0.0	0.1	0.1	TRCHA11502	5.5	0.0	5.5
CHL-TEL069	8.9	0.0	8.9	TRCHI230	0.6	0.0	0.6
CHS-PIC115	9.9	4.1	14.0	TRCSG069	6.8	0.0	6.8
COR-VHE115	18.2	0.0	18.2	TROCU115	3.9	0.0	3.9
CPARJ069	13.8	0.1	13.9	TRSUD06901	7.5	0.0	7.5
CPCAT069	16.5	0.0	16.5	TRSUD06902	3.4	0.0	3.4
CPKEN069	11.7	1.2	12.9	VHE-VIN115	12.7	0.0	12.7
CPKEN115	6.5	0.0	6.5	YAN-PIC115	0.0	0.1	0.1
CPVIN06902	7.8	0.0	7.8				

POTENCIA DE PUNTA Y POTENCIA FIRME - AÑO 2006 MW														
POTENCIA DE PUNTA				POTENCIA FIRME										
CONSUMIDOR	NODO	PERIODO		GENERADOR	NODO	PERIODO								
		Del 01/01/06 al 31/10/06	Del 01/11/06 al 31/12/06			Del 01/01/06 al 31/03/06	Del 01/04/06 al 30/04/06	Del 01/05/06 al 02/06/06	Del 03/06/06 al 18/07/06	Del 19/07/06 al 24/07/06	Del 25/07/06 al 20/08/06	Del 21/08/06 al 26/10/06	Del 27/10/06 al 31/10/06	Del 01/11/06 31/12/2006
CRE	GCH	239.3	239.9	ZONGO	KEN	161.5	161.5	163.4	169.2	176.8	179.7	179.7	179.7	179.6
CRE	URU	46.3	54.7	CORANI	COR	144.0	144.0	145.6	145.6	145.6	145.6	145.6	145.6	145.6
ELECTROPAZ	KEN	236.4	242.3	TAQUESI	KEN	84.2	84.2	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.5	84.6
ELFEC	ARO	101.2	102.1	MIGUILLAS	VIN	17.4	17.4	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.3
ELFEC	VHE	37.2	37.4	YURA	PUN	18.2	18.2	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
ELFEC	CBC	1.7	1.6	KANATA	ARO	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1
ELFEC	CHI	5.3	5.2	TOTAL HIDRO		432.3	432.3	435.8	441.6	449.2	452.1	452.1	452.1	452.3
ELFEO	VIN69	37.8	39.8											
ELFEO	CAT	13.7	12.9	GUARACACHI	GCH	123.1	154.1	160.1	154.6	154.3	149.5	140.4	140.4	187.9
SEPSA	POT	22.0	21.7	BULO BULO	CAR	70.1	35.1	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	67.0	67.9
SEPSA	PUN	12.1	12.0	CARRASCO	CAR	83.4	83.4	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	80.5	81.7
SEPSA	DDI	4.5	4.3	ARANJUEZ	ARJ	14.5	16.7	13.8	13.8	13.8	13.8	19.6	19.6	28.8
SEPSA	OCU	0.1	0.4	KARACHIPAMPA	KAR	10.7	10.7	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	8.6	10.7
SEPSA	SAC	0.4	0.4	KENKO	KEN	14.1	14.1	14.6	14.6	7.3	14.6	14.6	7.3	14.0
SEPSA	KAR	0.0	0.0	V. HERMOSO	VHE	55.6	55.9	53.7	53.7	53.7	48.7	52.3	28.0	54.6
CESSA	ARJ	27.6	28.7	TOTAL TERMO		371.5	370.1	366.6	361.1	353.5	351	351.2	351.3	445.5
CESSA	MAR	0.0	0.0											
CM VINTO	VIN69	4.2	4.0											
COBOCE	CBC	3.8	3.5											
SAN CRISTOBAL(4)	PUN	-	0.2											
INTI RAYMI	VIN115	1.8	1.9											
<b>TOTAL</b>		<b>795.5</b>	<b>813.1</b>	<b>TOTAL</b>		<b>803.8</b>	<b>802.5</b>	<b>802.4</b>	<b>802.7</b>	<b>802.7</b>	<b>803.1</b>	<b>803.3</b>	<b>803.4</b>	<b>897.7</b>

(1) Jueves 26 de octubre de 2006 a hs 19:45

(3) La Potencia Firme a partir del 1/11/2006 es estimada y corresponde a la Potencia de Punta prevista para el año 2007

(2) Jueves 14 de diciembre de 2006 a hs 20:00

(4) El 9 de diciembre de 2006 ingresa en operación comercial la Empresa Minera San Cristobal.



## FALLAS MAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACION Y TRANSMISION – AÑO 2006

MES	DIA	COMPONENTE	DESCONEXIÓN (minutos)	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
ENE	15	YAN	79922	Material coluvial en presa	NINGUNO
ENE	15	CHJ	54290	Inundación de la central	NINGUNO
ENE	30	BUL02	35	Falla en el sistema gas-fuego	TODOS LOS AGENTES
FEB	4	BUL01	42	Descargas atmosféricas	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, CESSA, SEPSA, ELFEO.
FEB	9	BUL02	373463	Alta vibración en turbina	NINGUNO
FEB	9	CAR-SJO230	15	Descargas atmosféricas	COLAPSO EN AREA ORIENTAL
FEB	24	CAR-SJO230	9	Descargas atmosféricas	ELECTROPAZ, ELFEC, ELFEO, COBOCE, CMVINTO, EMIRSA y SEPSA
MAR	10	GCH10	126	Falla en válvula de premezcla	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFEO, CM VINTO, EMIRSA, SEPSA, CESSA
MAY	18	CAR-SJO230	8	No determinada	ELFEC, ELECTROPAZ, ELFEO, CESSA, SEPSA, CM VINTO, COBOCE
OCT	30	PIC-CHJ115, PIC-YAN115	3	Descargas atmosféricas	CRE, ELECTROPAZ, CESSA, SEPSA, ELFEC, ELFEO, CM VINTO, EMIRSA
NOV	19	BUL02	49	Falsa señal del sistema contraincendios	CRE, ELECTROPAZ; ELFEC, SEPSA, ELFEO, EMIRSA, CMVINTO
NOV	23	SAN-SUC230	17	Descargas atmosféricas.	COLAPSO EN AREA SUR
DIC	28	GCH01	32	Falla en válvula de combustible	CRE, ELECTROPAZ; ELFEC, SEPSA, ELFEO, EMIRSA, CMVINTO

COSTOS MARGINALES DE GENERACION (Sin IVA) - AÑO 2006 US\$/MWh													
HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	11.75	12.18	12.99	12.13	13.32	14.03	15.12	15.59	15.62	16.32	12.28	12.67	13.71
2	11.59	11.75	12.70	11.82	13.15	13.94	14.75	15.32	15.16	15.18	12.18	12.58	13.38
3	11.28	11.53	12.55	11.72	12.85	13.68	14.57	14.82	14.86	14.44	12.03	12.43	13.10
4	11.11	11.22	12.48	11.75	12.77	13.40	14.45	14.73	14.60	14.17	11.98	12.23	12.95
5	11.07	11.07	12.48	11.75	12.70	13.45	14.36	14.65	14.39	14.05	11.96	12.10	12.87
6	11.09	11.22	12.70	11.83	12.91	13.85	14.39	14.78	14.60	14.23	11.91	12.02	13.01
7	11.32	11.63	13.14	12.10	14.04	15.17	14.90	15.27	15.25	14.57	12.14	12.01	13.55
8	11.61	12.13	13.63	12.35	14.33	15.20	15.10	15.31	15.72	15.27	12.96	12.21	13.89
9	12.18	12.54	13.96	12.61	14.70	15.34	15.29	15.68	16.90	16.97	13.26	12.71	14.42
10	12.60	13.11	14.45	12.87	14.86	15.47	15.39	16.59	18.08	20.56	13.64	13.22	15.15
11	12.86	13.49	14.67	13.07	14.84	15.47	15.49	17.66	19.10	21.41	13.85	13.37	15.51
12	12.98	13.73	14.73	13.17	14.98	15.52	15.53	17.89	19.49	21.66	14.02	13.48	15.68
13	12.49	13.12	14.12	12.71	14.96	15.51	15.51	17.81	18.66	19.55	13.83	13.16	15.20
14	12.30	12.60	13.92	12.48	15.03	15.50	15.60	18.11	18.41	20.03	13.87	12.97	15.17
15	12.55	13.13	14.96	12.86	15.16	15.59	15.62	18.28	20.12	21.63	13.94	13.13	15.69
16	12.94	13.67	15.40	13.05	15.26	15.64	15.61	19.99	21.42	23.30	14.21	13.21	16.27
17	12.75	13.29	15.78	12.94	15.36	15.67	15.61	20.47	20.72	23.23	14.10	13.15	16.24
18	12.45	12.85	15.55	12.82	15.45	15.51	15.49	18.44	21.25	22.32	13.93	13.04	15.90
19	11.90	12.28	14.96	13.12	15.68	16.80	19.67	20.51	21.33	19.55	13.69	12.71	16.36
20	13.70	17.01	19.74	15.46	15.94	18.87	24.14	24.09	24.07	21.67	15.70	14.25	18.86
21	15.23	20.52	19.45	16.23	15.73	17.03	20.24	21.02	23.97	21.66	15.84	15.08	18.48
22	14.25	15.98	17.46	14.79	15.42	16.26	15.82	19.18	21.75	19.69	15.02	14.71	16.72
23	12.79	13.83	14.29	13.16	14.80	15.33	15.26	16.77	18.49	17.54	13.80	14.04	15.04
24	11.91	12.66	13.33	12.10	14.08	14.84	15.2	15.53	16.67	17.38	12.50	12.99	14.14
PROMEDIO	12.57	13.61	14.94	13.13	14.71	15.56	16.38	17.92	18.93	19.09	13.69	13.23	15.39

COSTOS MARGINALES DE ENERGIA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (Sin IVA) – AÑO 2006 US\$/MWh														
AGENTE	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
CRE	GCH	13.35	14.17	15.30	13.58	14.06	14.43	15.17	17.07	18.55	19.07	14.51	14.27	15.44
CRE	URU	12.41	13.07	14.40	12.91	13.69	14.28	15.01	18.57	18.48	16.98	13.45	13.18	14.11
ELECTROPAZ	KEN	12.40	13.81	14.77	12.80	15.22	16.26	17.47	19.62	20.98	20.13	13.41	12.66	15.88
ELFEC	ARO	12.46	13.49	14.86	12.97	14.56	15.17	15.98	17.83	19.05	19.21	13.53	13.15	15.24
ELFEC	VHE	12.60	13.77	14.96	13.02	14.54	15.67	16.48	17.34	19.64	19.49	13.64	13.47	15.52
ELFEC	CBC	11.88	13.64	15.02	13.06	14.70	15.43	16.27	18.08	19.35	19.49	13.64	13.18	15.47
ELFEC	CHI	12.28	13.33	14.64	12.85	14.04	14.62	15.53	17.38	18.67	18.54	13.28	12.94	14.88
ELFEO	VIN69	12.38	13.51	14.70	12.89	14.88	15.66	16.65	18.61	19.80	19.26	13.44	12.92	15.34
ELFEO	CAT	12.84	13.95	15.13	13.27	15.03	15.68	16.50	18.18	19.64	20.12	13.89	13.42	15.93
CESSA	ARJ	12.78	13.84	15.15	13.40	14.81	15.44	16.26	18.06	19.12	19.16	13.73	13.55	15.52
SEPSA	DDI	12.87	13.88	15.00	13.47	15.15	15.86	16.50	18.17	19.10	19.69	13.95	13.76	15.79
SEPSA	POT	13.07	14.12	15.37	13.71	15.31	16.00	16.64	18.67	20.02	19.82	14.18	13.91	15.96
SEPSA (1)	PUN	12.59	13.52	14.88	13.21	14.79	15.41	16.22	18.05	19.16	19.46	13.66	13.51	15.44
EMIRSA	VIN115	12.23	13.14	14.41	12.67	14.66	15.36	16.15	18.11	18.96	18.81	13.27	12.78	15.01
CM VINTO	VIN69	12.30	13.15	14.35	12.67	14.75	15.37	16.21	18.06	18.96	18.07	13.25	12.78	14.83
COBOCE	CBC	12.56	13.06	14.39	12.77	14.46	14.97	15.60	17.37	18.51	17.54	13.30	12.98	14.84
MSCR(2)	PUN												13.32	13.32
TOTAL MEM		12.71	13.77	14.93	13.12	14.64	15.34	16.23	18.21	19.52	19.32	13.79	13.36	15.46

(1) A PARTIR DE AGOSTO DE 2006 SEPSA ES RESPONSABLE DE LOS RETIROS EN EL NODO PUNUTUMA

(2) EL 9 DE DICIEMBRE DE 2006 INGRESA EN OPERACIÓN COMERCIAL LA EMPRESA MINERA SAN CRISTOBAL

PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) – AÑO 2006				
	ENERGIA US\$/MWh	POTENCIA US\$/kW-m	PEAJE US\$/kW-m	MONOMICO US\$/MWh
Guaracachi	15.4	5.7	2.9	35.1
Urubó	14.1	5.7	2.9	30.2
TOTAL CRE	15.2	5.7	2.9	34.2
ELECTROPAZ	17.8	5.6	2.9	33.1
Retiros para Electropaz	15.0	5.6	2.9	37.0
Retiros para Elfeo	15.1	5.7	2.9	31.6
TOTAL COBEE	15.0	5.6	2.9	36.3
Arocagua	15.2	5.7	2.9	34.5
V.Hermoso	15.5	5.6	2.9	36.4
Coboce	15.5	5.7	2.9	40.3
Chimore	14.9	5.5	2.9	38.0
TOTAL ELFEC	15.3	5.6	2.9	35.1
Vinto	15.6	5.7	2.9	36.6
Catavi	15.9	5.8	2.9	35.4
TOTAL ELFEO	15.7	5.8	2.9	36.1
Sacaca	15.9	5.8	2.9	84.5
Ocuri	15.8	5.9	2.9	25.5
Potosi	16.0	5.9	2.9	36.0
Punutuma	16.8	6.1	2.9	35.1
Don Diego	15.8	5.9	2.9	38.6
C.M. Karachipampa	15.5	5.9	2.9	36.9
TOTAL SEPSA	16.1	5.9	2.9	36.2
Mariaca	15.2	6.0	2.9	24.3
Sucre	15.5	5.8	2.9	34.6
TOTAL CESSA	15.5	5.8	2.9	34.6
EMIRSA	15.0	5.7	2.9	25.8
CMVINTO	14.8	5.7	2.9	26.8
COBOCE	14.8	5.7	2.9	25.3
SAN CRISTOBAL	13.3	6.5	2.7	N/A
ERESA	14.4	5.5	3.0	32.8
<b>TOTALES</b>	<b>15.5</b>	<b>5.5</b>	<b>3.0</b>	<b>34.9</b>

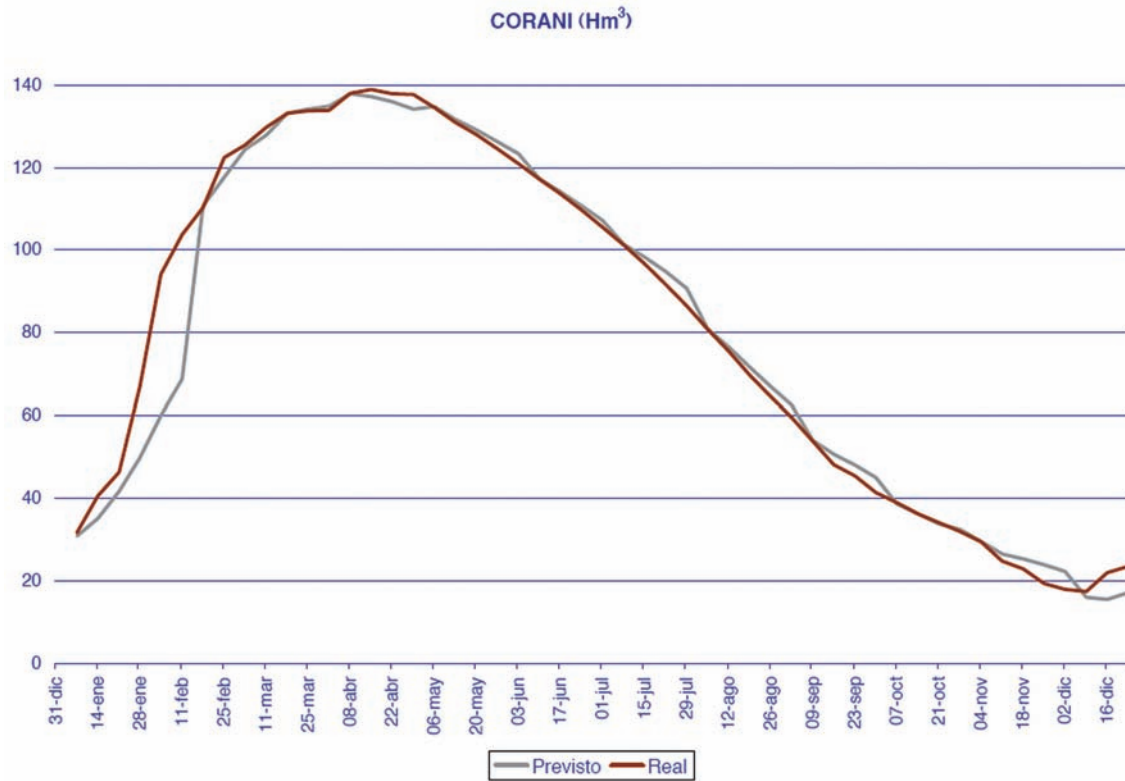
Tipo de cambio promedio: 8.06 Bs/US\$

## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (Con IVA) - 2006 US\$/MPC			
CENTRAL	PERIODO		
	Nov/05–Abr/06	May/06–Oct/06	Nov/06–Abr/07
GUARACACHI (1)	1.10	1.19	1.30
GUARACACHI (2)	1.30	1.30	1.30
GUARACACHI (3)	1.15	1.15	1.30
CARRASCO	1.10	1.10	1.10
BULO BULO	1.10	1.10	1.10
V. HERMOSO (4)	0.95	1.18	1.20
V. HERMOSO (5)	1.10	1.18	1.10
ARANJUEZ (6)	1.15	1.19	1.20
ARANJUEZ (7)	–	1.19	1.30
KARACHIPAMPA	1.15	1.30	1.30
KENKO	1.15	1.15	1.15
<b>PROMEDIO</b>	<b>1.13</b>	<b>1.18</b>	<b>1.12</b>

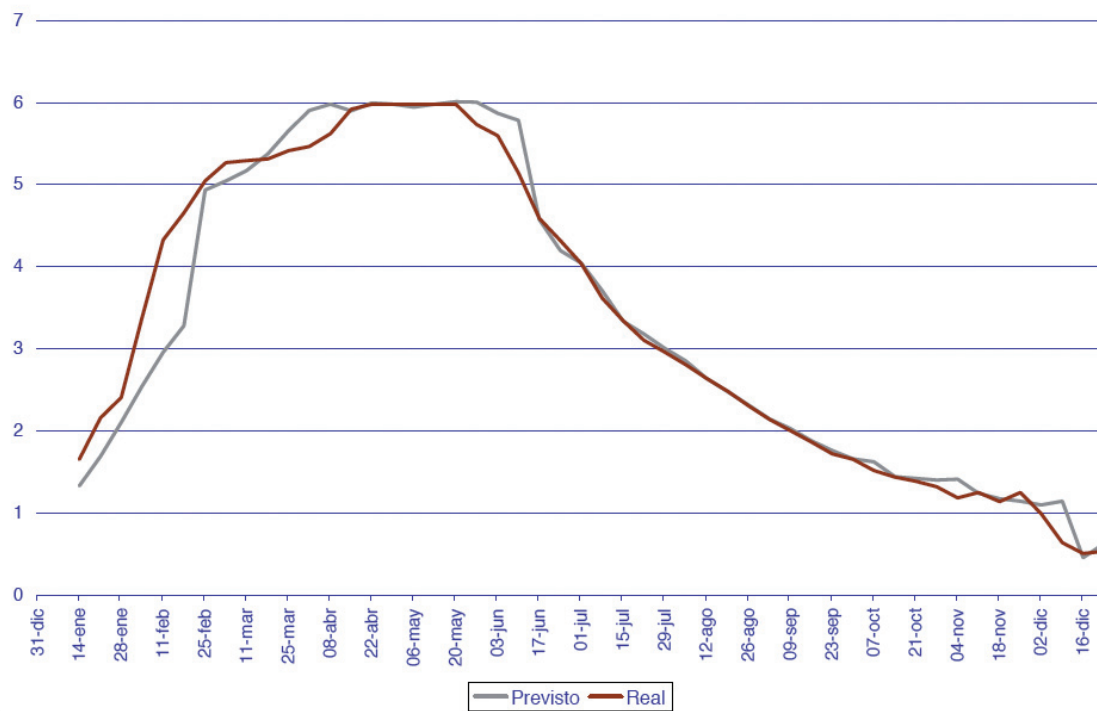
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (Sin IVA) - 2006 US\$/MM BTU											
	GUARACACHI (1)	GUARACACHI (2)	GUARACACHI (3)	CARRASCO	BULO BULO	V. HERMOSO (4)	V. HERMOSO (5)	ARANJUEZ (6)	ARANJUEZ (7)	KARACHIPAMPA	KENKO
Enero	1.0148	1.1994	1.0610	1.0138	1.0044	0.8807	1.0197	1.0045	1.0045	1.0045	1.0678
Febrero	1.0148	1.1994	1.0610	1.0197	1.0200	0.8809	1.0200	1.0096	1.0096	1.0096	1.0666
Marzo	0.9958	1.1769	1.0411	1.0279	1.0181	0.8774	1.0159	1.0096	1.0096	1.0096	1.0621
Abril	0.9927	1.1732	1.0379	0.9969	1.0085	0.8811	1.0203	1.0147	1.0147	1.0147	1.0666
Mayo	1.0740	1.1732	1.0379	1.0303	1.0162	1.1115	1.1115	1.0511	1.0511	1.1482	1.0833
Junio	1.0740	1.1732	1.0379	1.0402	1.0339	1.1110	1.1110	1.0640	1.0640	1.1624	1.0828
Julio	1.0762	1.1757	1.0400	1.0380	1.0347	1.1134	1.1134	1.0618	1.0618	1.1600	1.0851
Agosto	1.0762	1.1757	1.0400	1.0470	1.0374	1.1122	1.1122	1.0564	1.0564	1.1541	1.0840
Septiembre	1.0728	1.1720	1.0368	1.0417	1.0356	1.1162	1.1162	1.0575	1.0575	1.1553	1.0879
Octubre	1.0706	1.1696	1.0346	1.0482	1.0435	1.1122	1.1122	1.0532	1.0532	1.1506	1.0840
Noviembre	1.1696	1.1696	1.1696	1.0290	1.0450	1.1299	1.0357	1.0599	1.1482	1.1482	1.0828
Diciembre	1.1708	1.1708	1.1708	1.0357	1.0442	1.1336	1.0391	1.0621	1.1506	1.1506	1.0863
<b>Promedio</b>	<b>1.0669</b>	<b>1.1774</b>	<b>1.0640</b>	<b>1.0307</b>	<b>1.0285</b>	<b>1.0384</b>	<b>1.0690</b>	<b>1.0420</b>	<b>1.0568</b>	<b>1.1494</b>	<b>1.0783</b>

GUARACACHI (1) : Para sus Unidades GCH1, GCH7, GCH8  
 GUARACACHI (2) : Para sus Unidades GCH2, GCH4, GCH6  
 GUARACACHI (3) : Para sus Unidades GCH9, GCH10  
 V.HERMOSO(4) : Para su Unidad VHE1  
 V.HERMOSO(5) : Para sus Unidades VHE2, VHE3, VHE4  
 ARANJUEZ(6) : Para su Unidad ARJ08  
 ARANJUEZ(7) : Para sus Unidades ARJ09, ARJ10, ARJ11, ARJ12

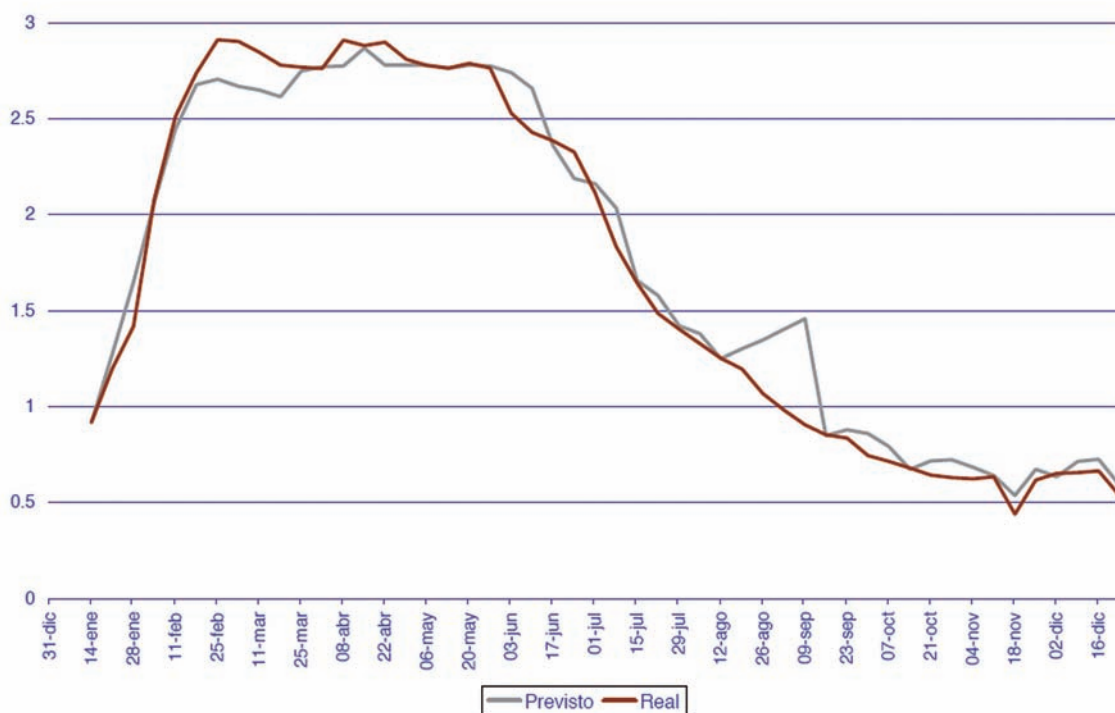


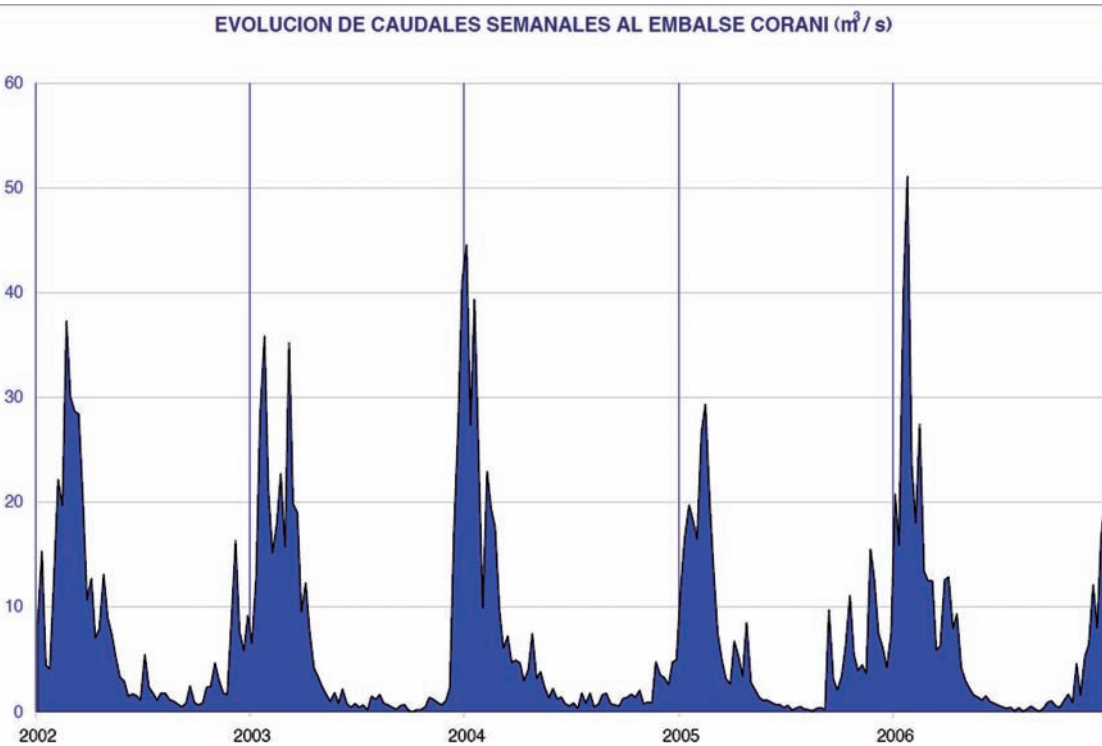
## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

TIQUIMANI (Hm<sup>3</sup>)



MIGUILLAS (Hm<sup>3</sup>)







## ESTADISTICA 1996 - 2006

## DEMANDA DE ENERGIA POR AREAS (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total MEM	2725.8	2945.7	3159.4	3308.5	3334.9	3371.7	3532.2	3603.8	3771.0	3994.3	4305.8
Area Oriental	847.4	951.8	1050.5	1137.3	1138.7	1150.1	1192.9	1241.6	1366.4	1455.7	1572.4
Area Norte	865.9	921.8	962.8	1005.0	998.0	1000.6	1028.7	1060.8	1120.5	1157.2	1234.0
Area Centro - Sur	1012.5	1072.1	1146.1	1166.2	1198.2	1221.0	1310.6	1301.4	1284.2	1381.4	1499.4

## DEMANDA DE ENERGIA POR EMPRESAS (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
CRE	847.4	951.8	1050.5	1137.3	1138.7	1150.1	1192.9	1241.6	1366.4	1455.7	1572.4
ELECTROPAZ	865.9	921.8	962.8	1005.0	998.0	1000.6	1028.7	1060.8	1120.5	1157.2	1234.0
ELFEC	444.2	486.3	548.9	568.2	583.8	590.5	642.1	653.2	674.2	711.3	758.4
ELFEO	191.1	198.7	205.5	210.2	203.6	212.6	217.1	212.2	234.1	264.3	287.0
CESSA	92.2	101.4	110.7	114.1	114.1	102.2	108.2	124.4	131.2	140.1	152.8
SEPSA	76.2	82.3	89.9	89.5	89.4	82.4	84.6	95.5	110.7	117.9	171.0
ERESA						30.0	47.2	51.9	55.8	60.1	39.1
NO REGULADOS	208.8	203.4	191.1	184.2	207.3	203.3	211.4	164.3	78.2	87.7	91.0

## DEMANDA MENSUAL DE ENERGIA (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	217.1	241.5	258.5	269.1	283.7	277.5	294.4	298.0	311.6	324.7	346.3
Febrero	202.5	210.1	231.2	244.6	269.1	251.5	258.9	271.3	287.8	296.3	318.8
Marzo	225.5	241.1	265.1	282.2	277.4	285.1	295.4	295.9	324.3	337.2	366.1
Abril	217.0	241.6	258.9	266.8	271.7	276.4	293.1	293.1	308.1	328.9	346.7
Mayo	231.4	245.5	265.7	273.7	278.7	280.8	296.3	306.6	305.8	327.5	352.3
Junio	221.6	239.6	261.6	269.1	275.1	275.3	282.9	299.7	304.5	319.9	350.2
Julio	233.6	250.2	273.7	279.3	277.5	282.5	299.6	308.2	314.3	334.5	360.4
Agosto	234.2	252.5	270.2	276.0	282.6	292.0	302.2	308.2	316.0	346.2	370.3
Septiembre	236.7	252.4	261.4	283.0	274.5	280.3	294.0	308.0	318.6	331.4	360.5
Octubre	238.5	263.7	276.3	294.5	290.8	298.6	313.7	308.4	331.4	348.0	381.7
Noviembre	229.9	249.3	264.7	281.4	274.7	282.9	298.1	300.6	317.3	344.1	371.3
Diciembre	237.8	258.3	272.0	288.9	279.0	288.8	303.6	305.8	331.2	355.7	381.2
<b>AÑO</b>	<b>2725.8</b>	<b>2945.7</b>	<b>3159.4</b>	<b>3308.5</b>	<b>3334.9</b>	<b>3371.7</b>	<b>3532.2</b>	<b>3603.8</b>	<b>3771.0</b>	<b>3994.3</b>	<b>4305.8</b>

## DEMANDA MAXIMA ANUAL (MW)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Total MEM</b>	544.6	583.7	622.2	644.3	644.9	646.8	674.3	684.1	704.8	759.1	813.1

## CAPACIDAD DE GENERACION (MW)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>HIDROELECTRICA</b>	263.0	281.3	298.4	335.7	335.7	355.0	444.0	428.1	446.2	448.3	469.5
<b>TERMoeLECTRICA</b>	424.0	424.0	424.0	543.7	625.8	569.0	532.0	552.5	589.4	589.4	600.9
<b>TOTAL</b>	<b>687.0</b>	<b>705.3</b>	<b>722.4</b>	<b>879.4</b>	<b>961.5</b>	<b>924.0</b>	<b>976.0</b>	<b>980.6</b>	<b>1035.6</b>	<b>1037.7</b>	<b>1070.4</b>

**PRODUCCION BRUTA (GWh)**

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
HIDRO	1425	1572	1498	1669	1856	2106	2182	1969	2129	1941	2131
TERMICO	1464	1558	1840	1763	1611	1423	1513	1821	1830	2248	2375
<b>TOTAL</b>	<b>2889</b>	<b>3129</b>	<b>3338</b>	<b>3433</b>	<b>3467</b>	<b>3529</b>	<b>3696</b>	<b>3790</b>	<b>3959</b>	<b>4189</b>	<b>4506</b>

**TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCION (MIN)**

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Minutos	86.0	76.0	85.0	23.0	30.0	69.6	28.2	104.6	20.5

**COSTOS MARGINALES DE GENERACION (US\$/MWh)**

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
COSTO MARGINAL	17.2	15.9	18.0	16.1	17.9	9.2	10.3	7.5	5.8	13.9	15.4

**PRECIOS SPOT DE ENERGIA (US\$/MWh)**

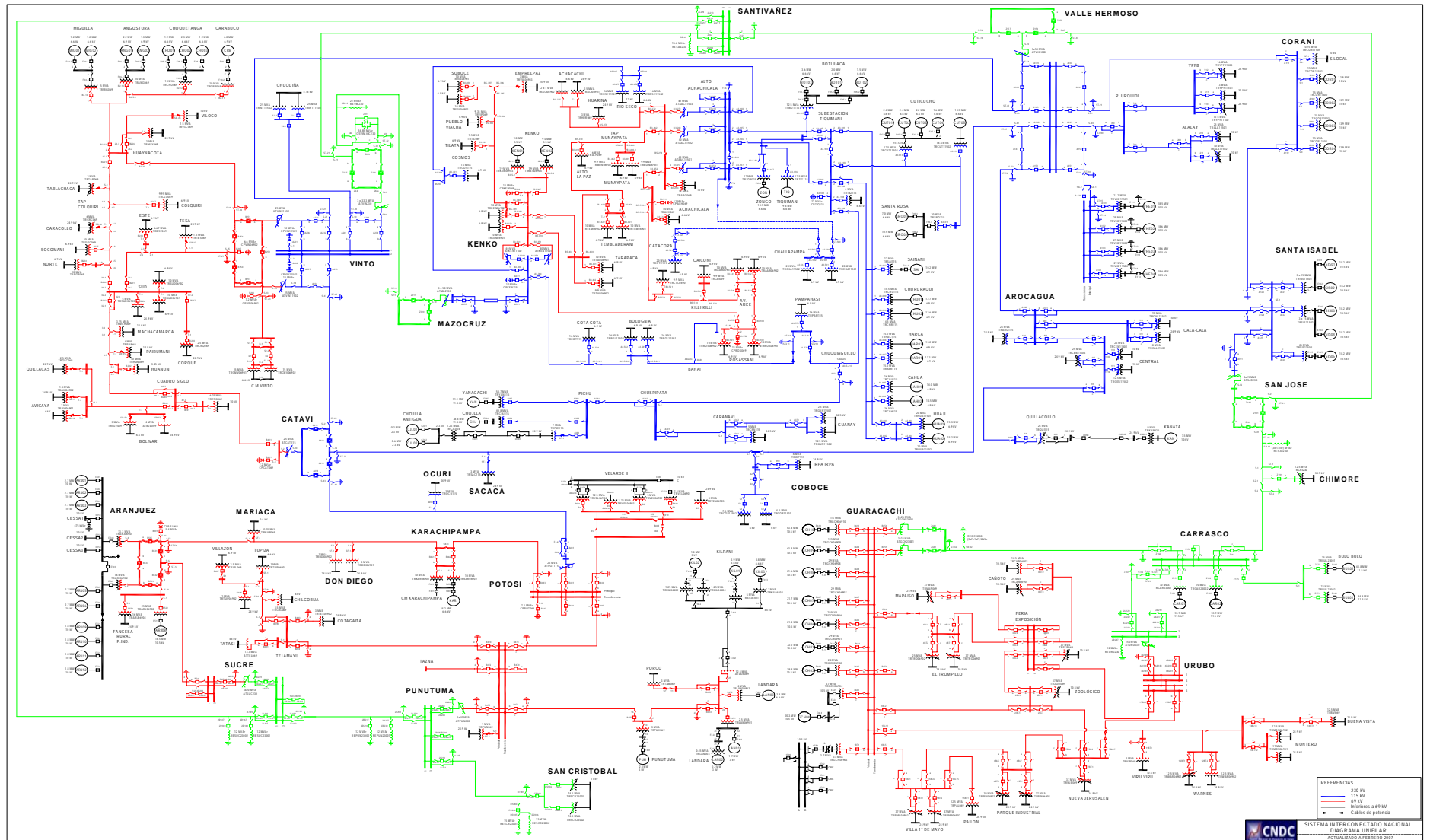
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
PRECIO SPOT	18.5	17.5	19.3	17.3	19.7	10.7	11.3	9.1	8.2	14.4	15.5

**PRECIOS MONOMICOS (US\$/MWh)**

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
PRECIO SPOT	39.8	38.0	40.1	37.7	40.2	32.3	31.4	30.5	26.0	32.5	34.9

PRECIOS SEMESTRALES				
Semestre	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/kW- m	Peaje US\$/kW- m	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





**Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)**

**Dirección:** Calle Colombia N° O-0655 Edificio TDE

**Teléfono:** (591-4) 4259523

**Fax:** (591-4) 4259513

**Casilla:** 4818

**Correo Electrónico:** [cn/dc@cn/dc.bo](mailto:cn/dc@cn/dc.bo)

**Sitio Web:** [www.cn/dc.bo](http://www.cn/dc.bo)

Cochabamba – Bolivia