

COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



**RESULTADOS DE
OPERACION
DEL SISTEMA
INTERCONECTADO
NACIONAL
2002**



CONTENIDO

<i>PRESENTACION</i>	3
<i>RESUMEN</i>	4
<i>GENERALIDADES</i>	5
<i>El Sistema Eléctrico</i>	5
<i>Características importantes</i>	5
<i>DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA</i>	7
<i>OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA</i>	11
<i>Capacidad de Generación</i>	11
<i>Producción</i>	13
<i>Inyecciones de energía</i>	15
<i>Transmisión</i>	16
<i>DESPACHO DE CARGA</i>	17
<i>Ejecución de la programación del despacho de carga</i>	17
<i>Costos marginales de generación</i>	18
<i>Potencia Firme de generación</i>	20
<i>Desempeño del Sistema</i>	22
<i>PRECIOS</i>	24
<i>Precios de energía</i>	24
<i>Precios de Potencia</i>	25
<i>Precios de Transporte</i>	26
<i>Precios medios Monómicos</i>	27
<i>Transacciones Económicas</i>	28
<i>ANEXOS</i>	29

PRESENTACION

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es la entidad responsable de la coordinación de la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo y de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista.

Una de las funciones del CNDC es la de informar sobre el funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) como resultado del despacho de carga efectuado y sobre el desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista.

Este documento 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 2002. Esta información se basa en la difundida mensualmente mediante el sitio web del CNDC.

Este informe contiene dos partes: en la primera se presenta un resumen anual de los resultados alcanzados en el Mercado Eléctrico Mayorista sobre la demanda, oferta, despacho de carga y precios de energía; en la segunda parte se incluye información estadística detallada en etapa mensual.

Es importante destacar que desde el 2002, el año eléctrico se inicia el 1º de noviembre y concluye el 31 de octubre siguiente. En las estadísticas que se presentan en este documento sobre transacciones económicas y precios monómicos, se considera la potencia de punta estimada para el periodo noviembre 2002 – octubre 2003; por lo tanto los valores de potencia de punta, transacciones económicas y precios monómicos del año 2002 no son definitivos ya que se conocerán recién en octubre de 2003, sin embargo las variaciones serán poco significativas.

RESUMEN

En la gestión de 2002 se destaca en primer lugar, la notable recuperación de la demanda pese a las dificultades económicas que atraviesa el país. En efecto, luego de tres años con tasas de crecimiento muy bajas, en el año 2002 se registró un crecimiento de más de 4%.

Otro aspecto muy beneficioso para el Mercado Eléctrico en este año, fue la puesta en operación de las centrales hidroeléctricas del sistema Taquesi, que incrementaron la oferta de energía en aproximadamente 9%, asegurando el abastecimiento de energía en los próximos años.

Respecto a la transmisión, el año 2002 se amplió la capacidad del tramo Carrasco – Santa Cruz hasta 130 MW. Por otra parte, la Superintendencia de Electricidad licitó la construcción de las líneas en 230 kV y subestaciones asociadas entre Carrasco y Santa Cruz y entre Santibáñez, Sucre y Punutuma, esta última con miras al abastecimiento del nuevo centro minero San Cristóbal.

En el área operativa, y con el objeto de mejorar la calidad del suministro de energía, se ha concluido el estudio sobre modelación de reguladores de tensión y control de velocidad de gobernadores, para prácticamente todo el parque generador. A fines del año, el CNDC recibió una oferta de TDE para renovar el actual sistema Scada, herramienta básica para la operación del sistema.

A lo largo de la gestión 2002 se ha continuado trabajando intensamente en temas regulatorios, mediante normas operativas, para perfeccionar las bases de la operación.

Merece destacarse el diagnóstico del desempeño del CNDC efectuado por la Superintendencia de Electricidad en esta gestión, ello permitirá efectuar los ajustes que correspondan para mejorar el servicio a los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Con la finalidad de ofrecer al Mercado un servicio con la calidad requerida, en el año 2002 se ha iniciado el proceso de certificación ISO 9000, que concluirá en la próxima gestión.

Enero, 2003

GENERALIDADES

El Sistema Eléctrico

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el sistema eléctrico de 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.

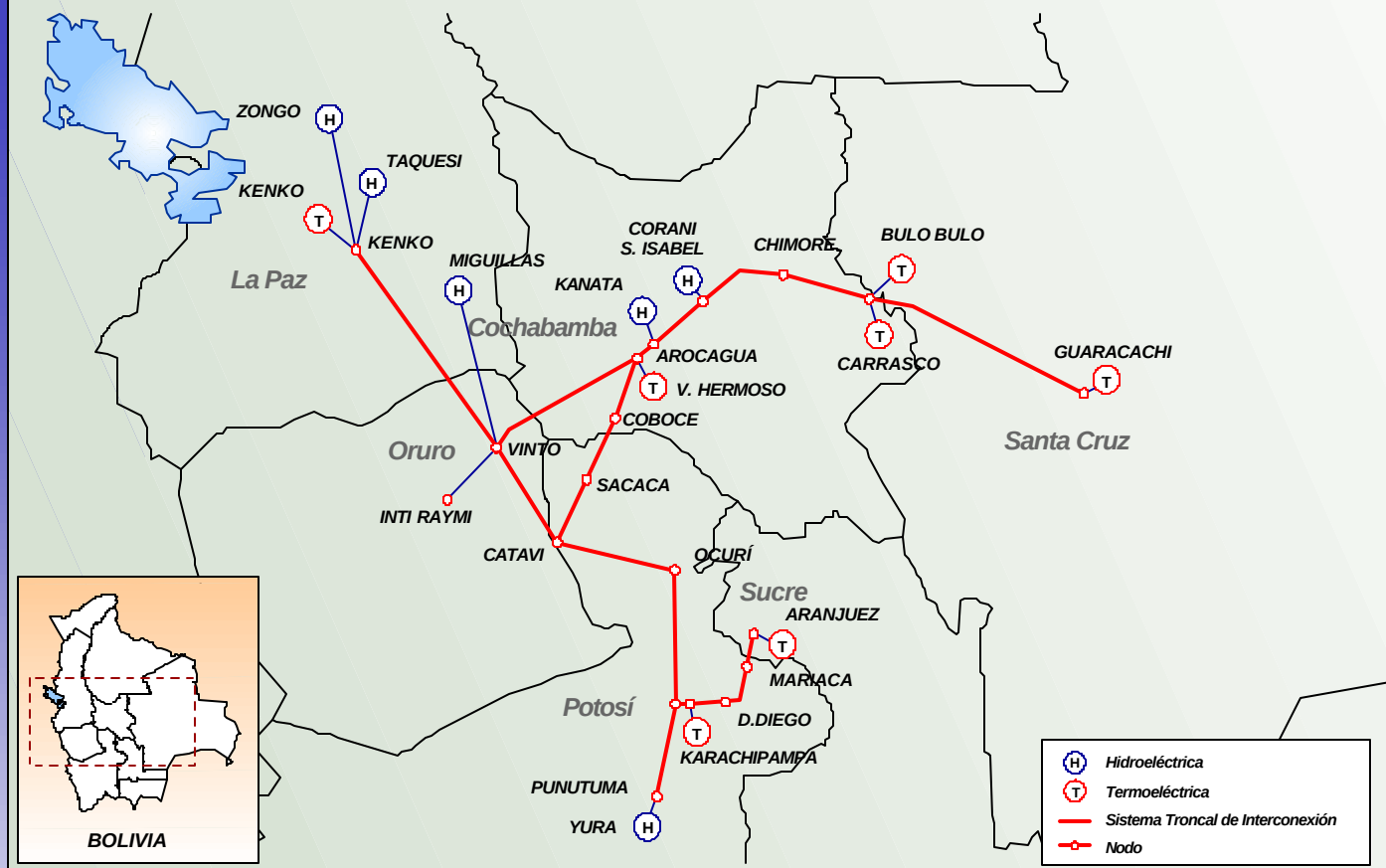
Características importantes

El SIN se caracteriza por tener tres áreas bien definidas: Norte (La Paz), Oriental (Santa Cruz) y Centro – Sur (Cochabamba, Potosí, Chuquisaca). Cada área tiene una demanda equivalente a un tercio del total.

Otro aspecto importante, es que cada área cuenta con generación local, de modo que la red de transmisión se utiliza principalmente para intercambios de energía y potencia que optimizan el despacho de carga del SIN.

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.

DIAGRAMA DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXION



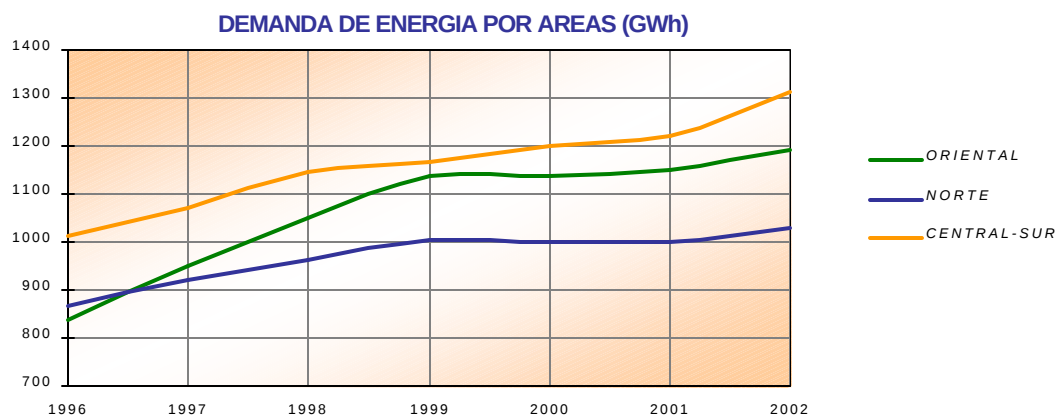
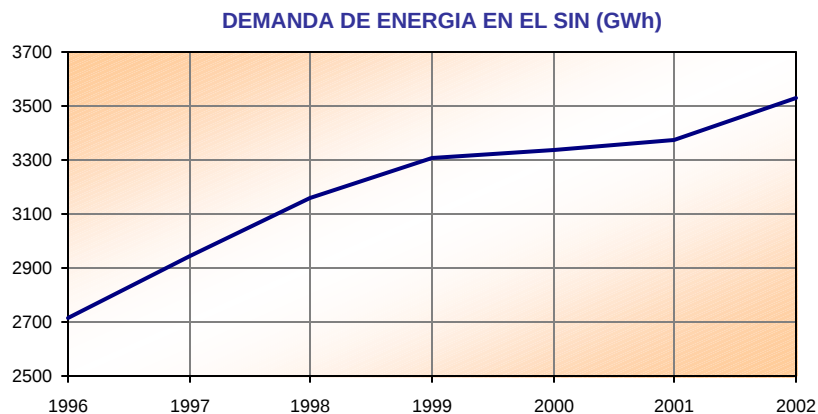
DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

El consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el año 2002 fue de 3,532.2 GWh, con un crecimiento respecto al año 2001 de 4.8%. Esta tasa de crecimiento muestra una recuperación importante si se tiene en cuenta que en el año anterior el crecimiento fue de solamente 1.1%.

La máxima potencia demandada por el MEM en el año 2002 fue de 674.3 MW, registrada el día 8 de agosto, con un incremento de 4.2% respecto a la máxima del año 2001.

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA - (GWh)

Consumidores	Año 2001	Año 2002	Variación %
CRE	1,150.1	1,192.9	3.7
ELECTROPAZ	1,000.6	1,028.7	2.8
ELFEC	590.5	642.1	8.7
ELFEO	212.6	217.1	2.1
CESSA	102.2	108.2	5.9
SEPSA	82.4	84.6	2.7
ERESA	30.0(*)	47.2	57.3
NO REGULADOS	203.3	211.4	4.0
Total	3,371.7	3,532.2	4.8



POTENCIA DE PUNTA - (MW)

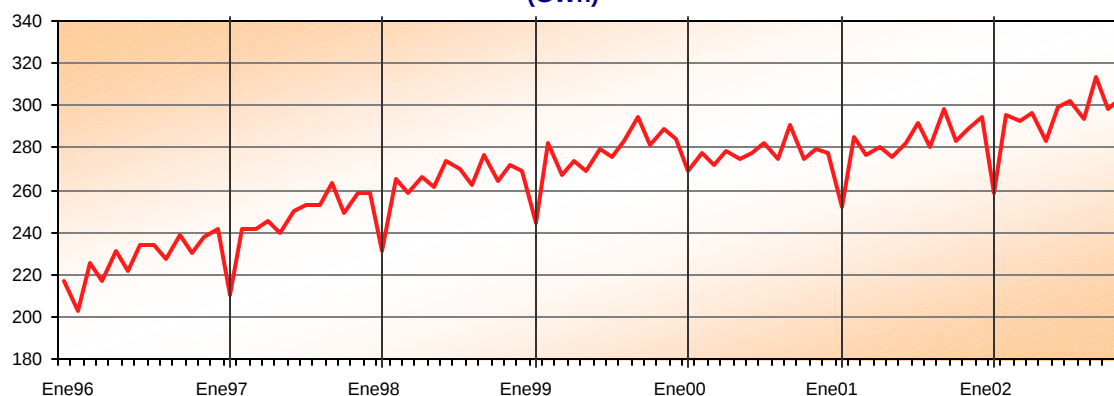
Consumidores	Año 2001	Año 2002	Variación %
CRE	215.0	214.7	-0.1
ELECTROPAZ	204.8	218.2	6.5
ELFEC	114.7	123.7	7.8
ELFEO	42.2	42.9	1.7
CESSA	22.4	21.6	-3.6
SEPSA	16.1	17.5	8.7
ERESA	7.6	8.7	14.5
NO REGULADOS	24.0	26.9	12.1
Total	646.8	674.3	4.2

El consumo mensual de energía y potencia máxima durante el año 2002 ha seguido la variación típica del Mercado, con valores relativamente más altos en invierno.

DEMANDA MENSUAL AÑO 2002

	Energía GWh	Potencia MW
Enero	294.4	630.7
Febrero	258.9	641.5
Marzo	295.4	642.7
Abril	293.1	655.5
Mayo	296.3	656.4
Junio	282.9	651.9
Julio	299.6	674.0
Agosto	302.2	674.3
Septiembre	294.0	666.8
Octubre	313.7	670.3
Noviembre	298.1	667.9
Diciembre	303.6	668.8
Total/Máx.	3,532.2	674.3

CONSUMO DE ENERGIA EN EL SIN (GWh)



La evolución del consumo de energía eléctrica en el periodo 1996 – 2002 muestra un crecimiento promedio anual de 4.5% en energía y 3.6% en potencia.

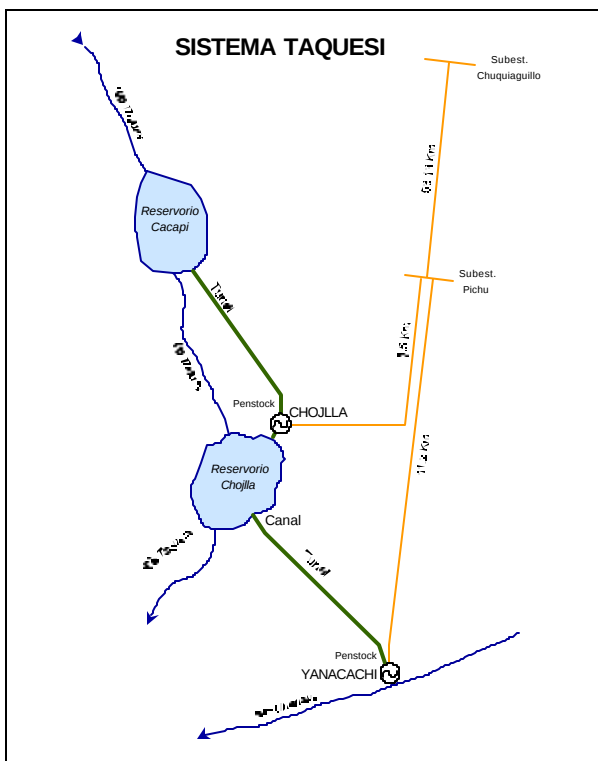
CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

Año	Energía GWh	Potencia Máxima MW	Incremento Anual	
			Energía (%)	Potencia (%)
1996	2,716.4	544.6		
1997	2,945.9	583.7	8.4	7.2
1998	3,159.8	622.7	7.3	6.7
1999	3,308.6	644.3	4.7	3.5
2000	3,335.5	644.9	0.8	0.1
2001	3,371.7	646.8	1.1	0.3
2002	3,532.2	674.3	4.8	4.2

OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

Capacidad de Generación

La capacidad de generación en las diferentes centrales que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) era, a fines del año 2002, de 975.8 MW, de los cuales 444.3 MW corresponden a plantas hidroeléctricas y 531.5 MW a plantas termoeléctricas (turbinas a gas en ciclo abierto). Esta última cifra corresponde a la potencia efectiva para condiciones de temperatura media anual, en el sitio de la central.



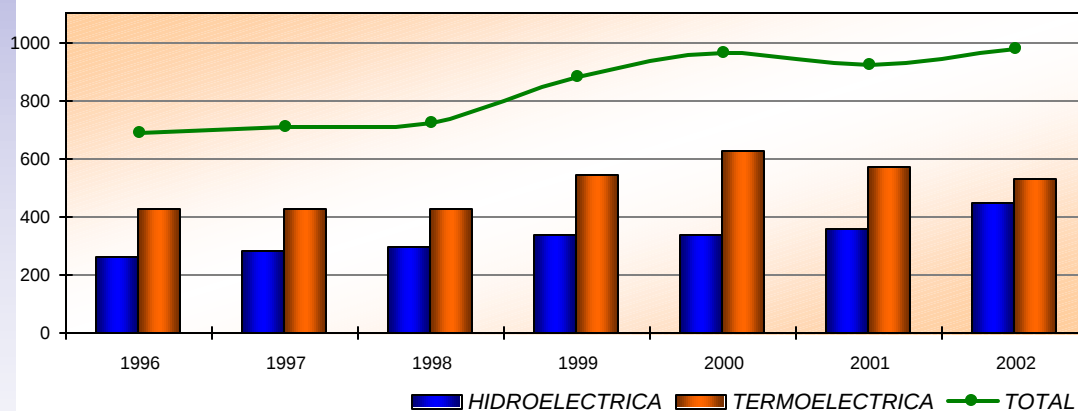
En la oferta de capacidad se incluye a las centrales hidroeléctricas Chojlla (37.8 MW) y Yanacachi (51.8 MW) del sistema Taquesi; éstas iniciaron su operación comercial el 19 de junio de 2002 y se conectan al STI en la subestación Kenko (La Paz). En este sistema continúa operando la antigua central Chojlla de 0.9 MW.

Por otra parte, en el mes de agosto de este año EGSA y Valle Hermoso retiraron del parque generador las siguientes unidades: GCH3 (19.1 MW), VHE2 (18.6 MW) y VHE3 (18.3 MW) y se reincorporó la unidad VHE1 (18.3 MW).

CAPACIDAD EFECTIVA A FINES DEL AÑO 2002

Centrales	Capacidad (MW)
<u>Hidroeléctricas</u>	
Zongo y Achachicala	183.3
Corani y Santa Isabel	126.0
Taquesi	90.5
Yura	18.5
Miguillas	18.4
Kanata	7.6
<i>Subtotal</i>	<i>444.3</i>
<u>Termoeléctricas</u> (A la temperatura media anual)	
Guaracachi (25°C)	249.4
Carrasco (25°C)	111.9
Bulo Bulo (25°C)	87.2
Valle Hermoso (17°C)	18.6
Aranjuez (14°C)	32.1
Kenko (9°C)	18.0
Karachipampa (10°C)	14.3
<i>Subtotal</i>	<i>531.5</i>
Total	975.8

CAPACIDAD DE GENERACION (MW)



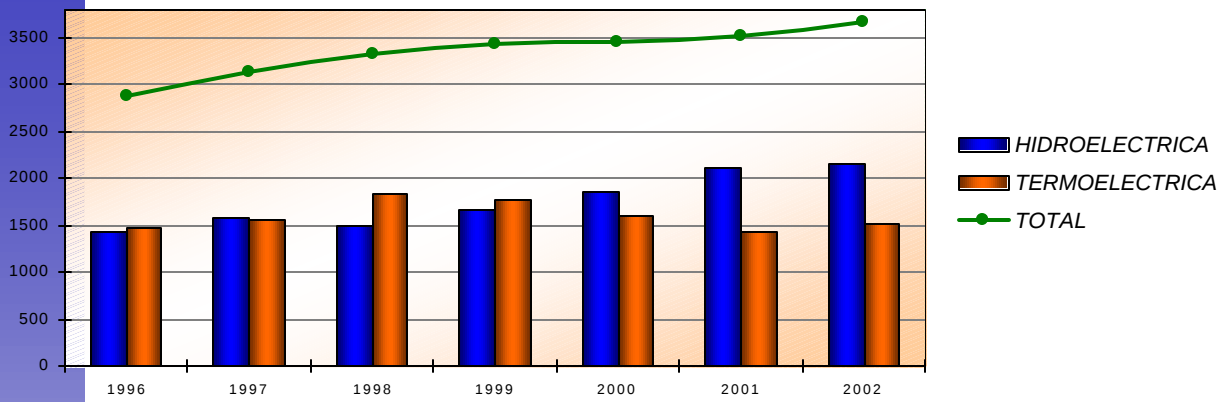
Producción

La producción bruta de energía en las centrales que operan en el MEM fue de 3,695.6 GWh. La variación respecto a la producción del año 2001 es de 4.7%. El año 2002 la producción hidroeléctrica participó con el 59% del total y la producción termoeléctrica con el 41%.

PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGIA (GWh)

Centrales	Año 2001	Año 2002	Variación %
<u>Hidroeléctricas</u>			
Zongo y Achachicala	1,035.4	1,005.7	-2.9
Corani y Santa Isabel	846.6	838.3	-1.0
Taquesi	7.0	137.5	-
Miguillas	120.3	113.4	-5.7
Yura	71.0	69.3	-2.4
Kanata	25.9	18.1	-30.1
<i>Subtotal</i>	<i>2,106.1</i>	<i>2,182.3</i>	<i>3.6</i>
<u>Termoeléctricas</u>			
Guaracachi	684.5	705.0	3.0
Carrasco	106.7	161.3	51.2
Bulo Bulo	418.3	484.5	15.8
Valle Hermoso	31.2	1.7	-94.5
Aranjuez	107.5	119.6	11.3
Kenko	29.1	3.8	-86.9
Karachipampa	45.6	37.4	-18.0
<i>Subtotal</i>	<i>1,423.0</i>	<i>1,513.3</i>	<i>6.3</i>
Total	3,529.1	3,695.6	4.7

PRODUCCION BRUTA DE ENERGIA (GWh)



Inyecciones de energía

La energía entregada por los Generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión, en el año 2002 fue de 3,597.0 GWh, es decir, 4.8% más que en el año 2001.

INYECCIONES DE ENERGIA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh)

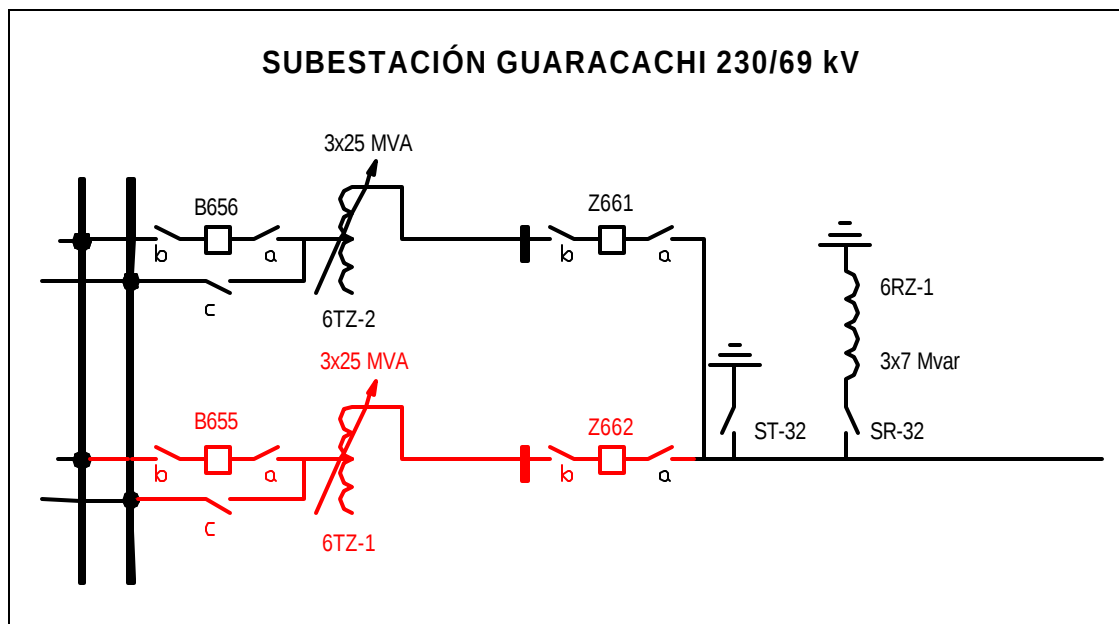
Centrales	Año 2001	Año 2002	Variación %
<u>Hidroeléctricas</u>			
Zongo y Achachicala	1,004.3	976.0	-2.8
Corani y Santa Isabel	845.5	837.5	-1.0
Taquesi	5.9	131.1	-
Miguillas	115.2	108.4	5.9
Yura	54.4(*)	66.2	21.7
Kanata	25.1	17.6	-29.9
<i>Subtotal</i>	<i>2,050.4</i>	<i>2,136.8</i>	<i>4.2</i>
<u>Termoeléctricas</u>			
Guaracachi	668.3	689.5	31.2
Carrasco	102.2	154.1	50.8
Bulo Bulo	400.9	458.3	14.3
Valle Hermoso	30.5	0.8	-97.4
Aranjuez	104.8	116.8	11.4
Kenko	28.5	3.5	-87.7
Karachipampa	45.4	37.1	-18.3
<i>Subtotal</i>	<i>1,380.6</i>	<i>1,460.1</i>	<i>5.8</i>
Total	3,529.1	3,597.0	1.9

(*) En el periodo enero-abril inyectó solamente sus excedentes

Transmisión

El 20 de agosto de 2002 fue puesta en operación comercial la ampliación de la Subestación Guaracachi (Santa Cruz) con tres transformadores monofásicos 230/69 kV, que posibilita la transmisión de hasta 130 MW.

Mediante Resolución de la Superintendencia de Electricidad, en noviembre de 2001, se incorporó al Sistema Troncal de Interconexión a la línea Potosí – Punutuma y subestaciones asociadas, habilitándose el nodo Punutuma (PUN) al STI, en el cual la Empresa Río Eléctrico (ERESA) retira energía para sus consumidores ubicados al sur de Punutuma.



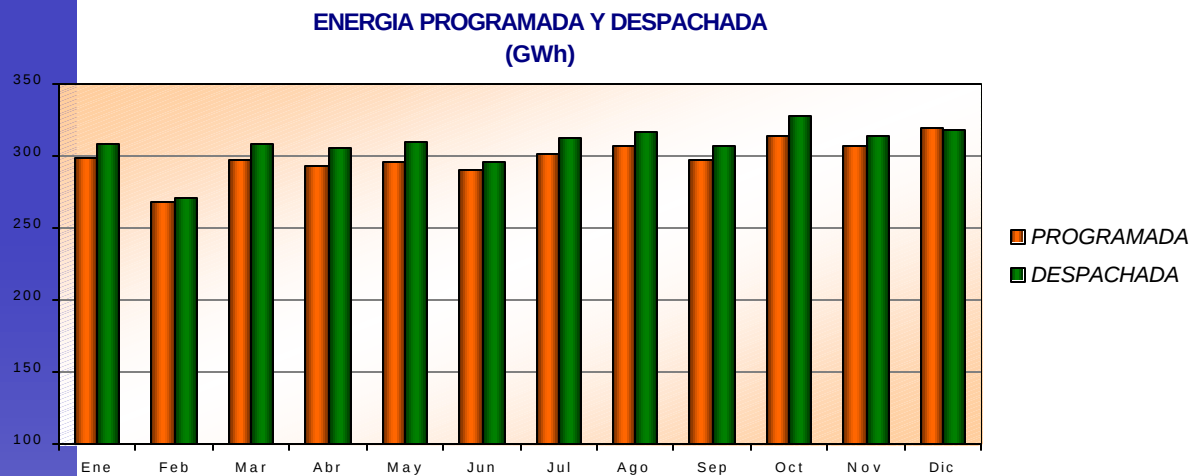
DESPACHO DE CARGA

Ejecución de la programación del despacho de carga

Las diferencias entre la programación semestral y el despacho de carga realizado, se han originado principalmente en cambios en las condiciones hidrológicas, en la disponibilidad de unidades generadoras y en el retraso en la puesta en marcha del proyecto Taquesi del 1º de mayo al 18 de junio de 2002.

ENERGIA PROGRAMADA Y DESPACHADA EN EL AÑO 2002 (GWh)

Centrales	Programación Semestral GWh	Despacho Realizado GWh	Diferencia %
<u>Hidroeléctricas</u>			
Zongo y Achachicala	919.1	1,005.7	9.4
Corani y Santa Isabel	858.5	838.3	-2.4
Taquesi	329.6	137.5	-58.3
Miguillas	120.5	113.4	-5.9
Yura	89.7	69.3	-22.8
Kanata	20.2	18.1	-10.2
<i>Subtotal</i>	<i>2,337.6</i>	<i>2,182.3</i>	<i>-6.6</i>
<u>Termoeléctricas</u>			
Guaracachi	584.1	705.0	20.7
Carrasco	81.1	161.3	98.9
Bulo Bulo	464.9	484.5	4.2
Valle Hermoso	0.0	1.7	-
Aranjuez	99.7	119.6	20.0
Kenko	2.0	3.8	89.4
Karachipampa	18.3	37.4	104.5
<i>Subtotal</i>	<i>1,250.1</i>	<i>1,513.3</i>	<i>21.1</i>
Total	3,587.7	3,695.6	3.0

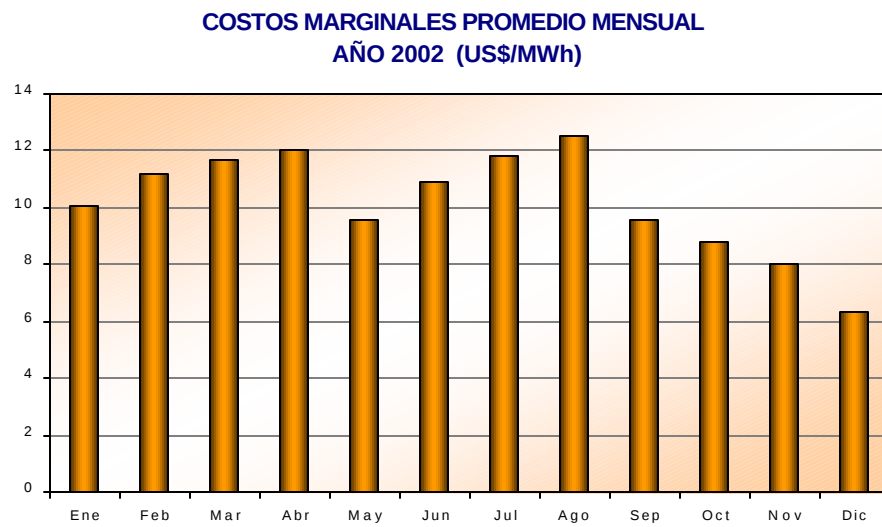
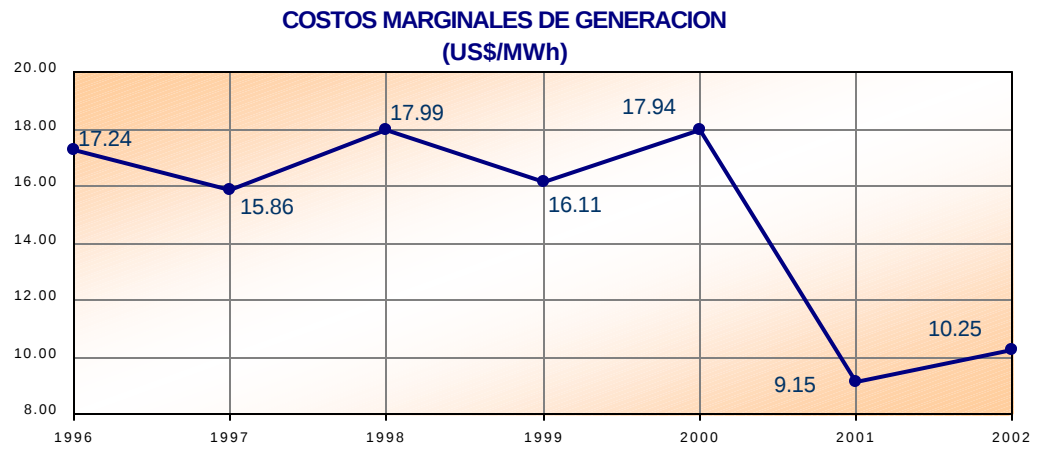


Costos marginales de generación

Los costos marginales de generación previstos en las programaciones semestrales y los costos marginales resultantes de la operación real fueron los siguientes:

COSTO MARGINAL DE GENERACION (US\$/MWh) sin IVA

Año 2002	Costo Marginal
Mínimo (diciembre)	6.33
Máximo (agosto)	12.51
Promedio anual	10.25

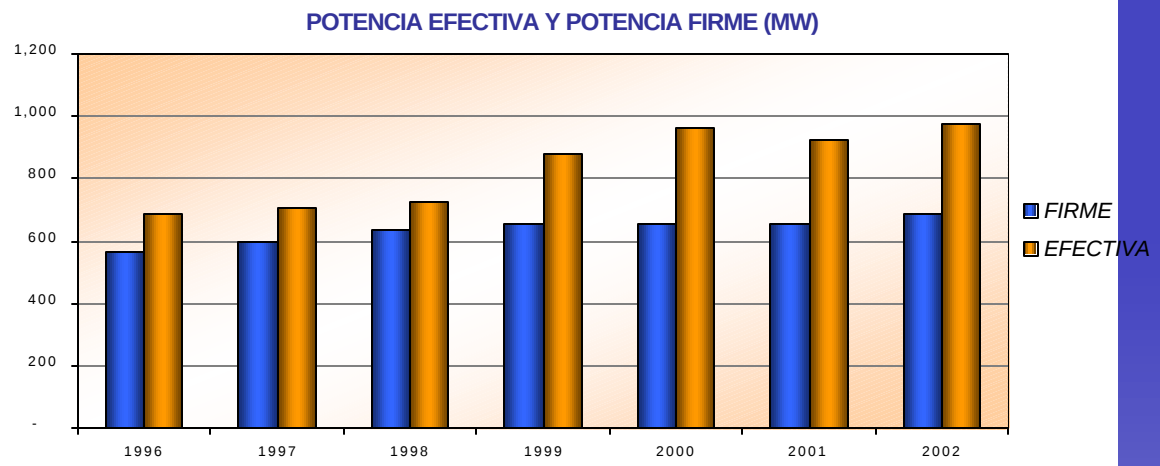


Potencia Firme de generación

La potencia firme de generación del periodo noviembre 2001 – octubre 2002 corresponde a la Potencia de Punta registrada el día 8 de agosto de 2002 y asciende a 688.3 MW, que equivale al 70.5% de la capacidad efectiva. Para los meses de noviembre y diciembre de 2002 se ha previsto una potencia firme correspondiente a la Potencia de Punta que se registrará hasta octubre de 2003.

POTENCIA FIRME EN 2002 - MW

Centrales	Enero – Octubre Promedio Real	Noviembre – Diciembre Previsto
<u>Hidroeléctricas</u>		
Zongo y Achachicala	171.26	174.0
Corani y Santa Isabel	125.53	125.2
Taquesi	36.34	84.3
Yura	18.02	17.0
Miguillas	17.61	17.3
Kanata	7.29	7.2
<i>Subtotal</i>	<i>376.03</i>	<i>425.1</i>
<u>Termoeléctricas</u>		
Guaracachi	135.43	101.6
Carrasco	78.11	86.3
Bulo Bulo	69.85	69.8
Valle Hermoso	0.0	0.0
Aranjuez	12.02	10.2
Kenko	5.12	0.0
Karachipampa	8.63	10.8
<i>Subtotal</i>	<i>309.16</i>	<i>278.7</i>
Total	685.19	703.8



Desempeño del Sistema

La disponibilidad operacional de las instalaciones de generación en el año 2002, medida como el porcentaje de tiempo en el año en que estaban operando o en condición de operar, fue de 97.66%. La disponibilidad de las termoeléctricas fue de 98.28% y de las hidroeléctricas 96.87%.

La disponibilidad operacional del Sistema Troncal de Interconexión (STI) en 2002 fue de 99.78%.

El tiempo total de interrupción del suministro en el año 2002, medida como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta, fue de 30 minutos.

DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES EN EL AÑO 2002

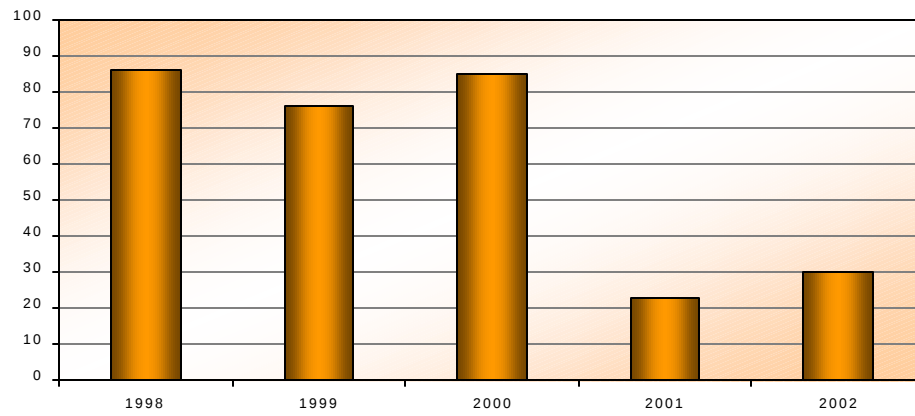
Instalación	Disponibilidad
Unidades hidroeléctricas	96.87 %
Unidades termoeléctricas	98.28 %
Transmisión (STI)	99.78%

TIEMPO DE INTERRUPCION DEL SUMINISTRO (*)

Origen	Minutos
Fallas en Generación	14.0
Fallas en el SIN	16.0
Total	30.0

(*) Cociente entre la energía interrumpida y la demanda máxima.

TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCION (MINUTOS)



PRECIOS

Precios de energía

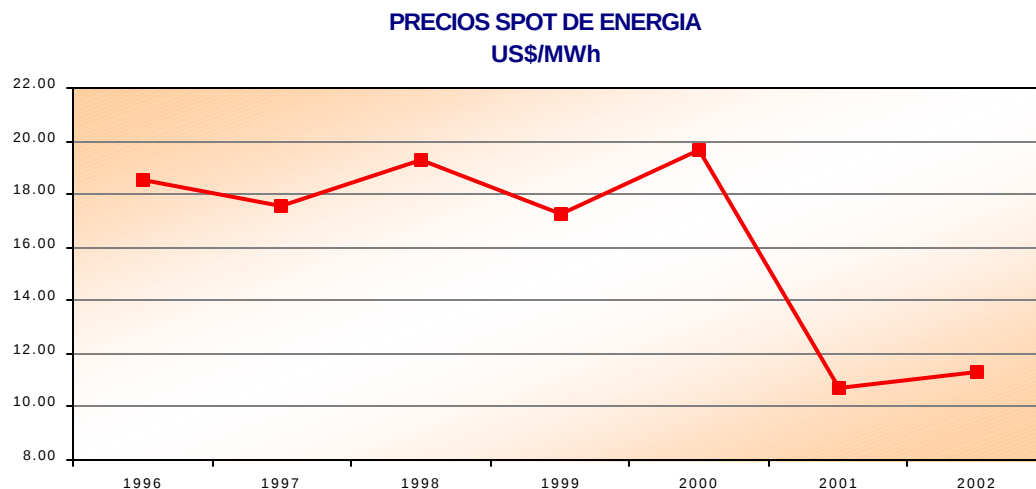
Como resultado del despacho de carga efectuado en el año 2002, se establecieron precios horarios de energía (precios spot) en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión. Los valores medio anuales de los precios horarios, que incluyen a la energía forzada y de unidades de reserva fría, son los siguientes:

PRECIOS SPOT DE ENERGIA - AÑO 2002

Consumidores	Nodo	US\$/MWh Sin IVA
CRE	GCH	12.40
ELECTROPAZ	KEN	13.49
ELFEC	VARIOS	9.97
ELFEO	VIN, CAT	10.51
CESSA	ARJ, MAR	15.35
SEPSA	VARIOS	11.06
ERESA	PUN	9.94
INTI RAYMI	VIN115	9.26
C.M. VINTO	VIN69	9.43
Promedio		11.18

Las compras de energía del 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

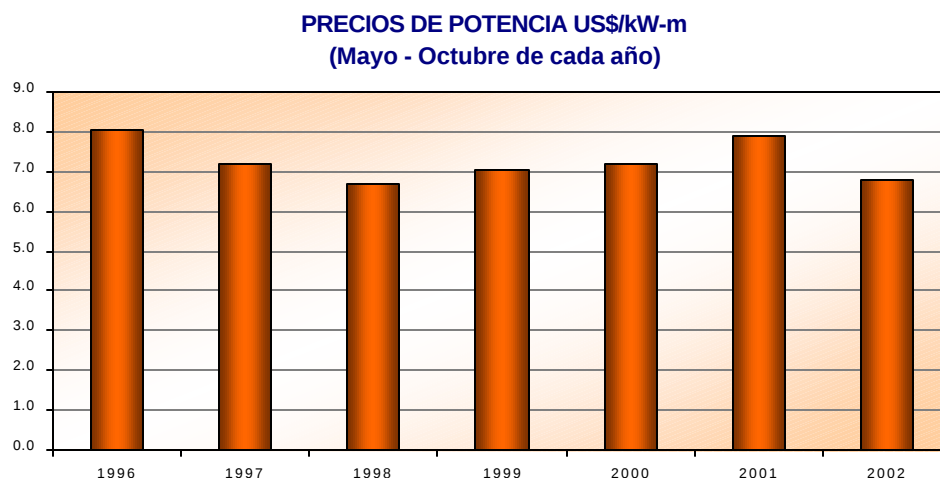
El precio de la potencia durante la gestión de 2002 ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas 63 MW ISO, con un costo total de 600 US\$ por kW de potencia efectiva en el sitio. El nodo de referencia se ubicó en Guaracachi.

El precio básico de la potencia y los factores de nodo por potencia, determinaron los siguientes precios medios en el año 2002:

PRECIOS DE POTENCIA Y RESERVA FRIA

Consumidores	Nodo	US\$/kW-m sin IVA
CRE	GCH	6.92
ELECTROPAZ	KEN	6.67
ELFEC	VARIOS	7.04
ELFEO	VIN, CAT	7.09
CESSA	ARJ, MAR	8.89
SEPSA	VARIOS	7.87
ERESA	PUN	7.47
INTI RAIMY	VIN115	7.02
C.M. VINTO	VIN69	7.04
Promedio		6.98

Estos precios no consideran los precios acordados entre Generadores y Distribuidores en sus contratos de abastecimiento (ELECTROPAZ y ELFEO con COBEE).



Precios de Transporte

El costo de transmisión 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 2002 fue de 1.82 US\$/kW-m. Este valor incluye el peaje correspondiente a líneas de transmisión del sistema Larecaja y del sistema Punutuma – Tupiza que no forman parte del Sistema Trocal de Interconexión.

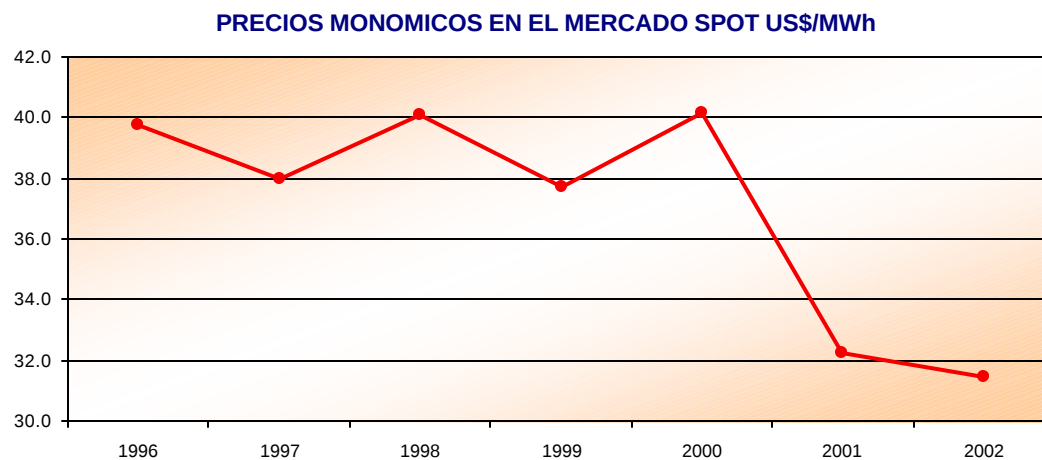
Precios medios Monómicos

Los diferentes cargos señalados anteriormente, expresados en US\$/MWh dan los siguientes valores medios monómicos en el año 2002:

PRECIOS MONOMICOS EN EL MERCADO SPOT (US\$/MWh) - (SIN IVA)

Consumidor	NODO	Cargo por Energía	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Promedio Monómico
CRE	GCH	12.40	15.10	3.97	31.47
ELECTROPAZ	KEN	13.49	23.29	6.38	43.15
ELFEC	VARIOS	9.97	16.44	4.25	30.66
ELFEO	VIN, CAT	10.51	19.94	5.11	35.56
CESSA	ARJ, MAR	15.35	21.51	4.39	41.25
SEPSA	VARIOS	11.06	19.50	4.51	35.07
ERESA	PUN	9.94	16.63	4.05	30.62
INTI RAYMI	VIN115	9.26	10.44	2.71	22.41
C.M. VINTO	VIN69	9.43	10.08	2.62	22.13
PROMEDIO		11.18	16.08	4.19	31.44

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



Transacciones Económicas

Las Empresas que operaron con contratos de compra – venta de energía en el año 2002 fueron COBEE con Electropaz y con Elfeo, y ERESA Generador a ERESA distribuidor, los demás Agentes del MEM operaron en el mercado Spot de energía.

Las transacciones en el mercado Spot se realizaron sobre la base de costos marginales de generación horarios, factores de nodo y energía registrada con el sistema de medición comercial del Sistema.

Las transacciones económicas del año 2002 en el Mercado Spot, luego de ajustes por reliquidación de potencia y peajes, ascendieron al equivalente de US\$ 95.2 millones.

TRANSACCIONES ECONOMICAS EN MERCADO SPOT- AÑO 2002 (MILLONES DE Bs. con IVA)

Concepto	Consumidores	Generadores	Total	Participación.
Energía	237.89		237.89	30.3%
Potencia	379.86		379.86	48.3%
Peaje + Ingreso Tarifario	94.92	73.22	168.14	21.4%
Total	712.67	73.22	785.89	100.0%
<i>Participación</i>	<i>90.7%</i>	<i>9.3%</i>	<i>100%</i>	

Tipo de cambio medio anual 7.18 Bs/US\$

Estas transacciones no incluyen los montos resultantes de las ventas por contratos entre COBEE-ELECTROPAZ, COBEE–ELFEO y RIO ELECTRICO en el área del Yura.

ANEXOS

- Parque de Generación
- Oferta de Capacidad de Transmisión en el STI
- Producción Bruta de Energía
- Inyecciones y Retiros de Energía
- Potencias Máximas
- Potencias Coincidentes con las Máximas del Sistema
- Potencia Máxima Instantánea en los principales Tramos del STI
- Potencia de Punta
- Potencia Firme
- Indisponibilidad por Mantenimientos
- Fallas más significativas de Generación y Transmisión
- Costos Marginales de Generación
- Costos Marginales de Energía en Nodos Principales del STI
- Precios Medios Monómicos
- Precios del Gas Natural

PARQUE DE GENERACION EN DICIEMBRE DE 2002

CENTRAL	EMPRESA	AÑO PUESTA EN SERVICIO	TIPO	N° DE UNIDADES	CAPACIDAD (MW)
HIDROELECTRICAS					
SISTEMA ZONGO	COBEE	1938-1999	HIDRO	22	179.3
SANTA ISABEL	CORANI	1973-1983	HIDRO	4	72.0
CORANI	CORANI	1967-1980	HIDRO	4	54.0
SISTEMA TAQUESI	HIDROBOL	1998 - 2002	HIDRO	4	90.5
SISTEMA MIGUILLAS	COBEE	1931-1958	HIDRO	8	18.4
SISTEMA YURA	ERESA	2001	HIDRO	5	18.5
KANATA	SYNERGIA	1999	HIDRO	1	7.6
ACHACHICALA	COBEE	1909-1952	HIDRO	3	4.0
TOTAL HIDROELECTRICAS				51	444.3
TERMoeLECTRICAS					
GUARACACHI (25 °C)	GUARACACHI	1975-1999	TG	8	249.4
CARRASCO (25 °C)	V. HERMOSO	1996	TG	2	111.9
BULO BULO (25 °C)	BULO BULO	2000	TG	2	87.2
V. HERMOSO (18 °C)	V. HERMOSO	1991-1993	TG	1	18.6
ARANJUEZ (14 °C)	GUARACACHI	1974-1992	TG y DF	6	32.1
KENKO (10 °C)	COBEE	1995	TG	2	18.0
KARACHIPAMPA (9 °C)	GUARACACHI	1982	TG	1	14.3
TOTAL TERMoeLECTRICAS				22	531.5
TOTAL				73	975.8

El año de puesta en servicio de la central Yura corresponde al año que ingresa al MEM luego de su rehabilitación

La capacidad efectiva de las centrales térmicas corresponde a la temperatura media anual en cada planta.

La central Aranjuez incluye 5 unidades diesel tipo dual fuel de 2.7 MW cada una y una turbina a gas.

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI EN DICIEMBRE DE 2002

DESDE	HASTA	TENSION kV	CONDUCTOR	CAPACIDAD OPERATIVA MW	
Guaracachi	Carrasco	230	RAIL	130	
San José	Chimoré	230	RAIL	130	
Chimoré	Carrasco	230	RAIL	130	
Santa Isabel	San José	115	IBIS	70	*
Corani	Santa Isabel	115	IBIS	74	
Arocagua	Santa Isabel	115	IBIS	74	
Arocagua	Valle Hermoso	115	IBIS	74	
Valle Hermoso	Corani	115	IBIS	74	
San José	Vinto	230	RAIL	95	*
Vinto	Valle Hermoso	115	IBIS	74	
Coboce	Valle Hermoso	115	IBIS	74	
Sacaca	Coboce	115	IBIS	74	
Catavi	Sacaca	115	IBIS	74	
Catavi	Ocurí	115	IBIS	23.75	*
Ocurí	Potosí	115	IBIS	23.75	*
Potosí	Karachipampa	69	PARTRIGE	33	
Karachipampa	Don Diego	69	PARTRIGE	13/22	
Don Diego	Mariaca	69	PARTRIGE	13/22	
Mariaca	Aranjuez	69	PARTRIGE	13/22	
Vinto	Catavi	115	IBIS	74	
Kenko	Senkata 1	115	IBIS	74	
Kenko	Senkata 2	115	RAIL	116	
Vinto	Senkata	115	RAIL	106	
Senkata	Vinto	115	RAIL	69.8	
Potosí	Punutuma	69/115	IBIS	33	

(*) Limitado por capacidad de transformación con factor de potencia 0.95

CAPACIDAD OPERATIVA DE SUBESTACIONES EN DICIEMBRE DE 2002

SUBESTACION	CAPACIDAD	TENSION kV
Guaracachi (*)	6 X 25 MVA	230/69
Kenko	24 MVA	115 Y 69
Potosí	25 MVA	115/69
Potosí	7.2 MVA	69
Catavi	2 X 25 MVA	115/69

SUBESTACION	CAPACIDAD	TENSION kV
Vinto (*)	3 X 33 MVA	230/115
Vinto	25 MVA	115/69
Vinto	24 MVA	115
Vinto	13.8 MVA	69
San José (*)	3 X 25 MVA	230/115
Aranjuez	7.2 MVA	69

(*) Monofásico

PRODUCCION BRUTA DE ENERGIA EN 2002
MWh

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
HIDROELECTRICA													
Zongo y Achachicala	103,063	94,511	103,594	95,824	77,268	61,289	67,799	59,828	70,742	86,541	90,350	94,883	1,005,692
Santa Isabel	33,957	39,231	44,845	43,730	44,438	41,055	43,781	43,660	42,978	43,149	39,658	43,389	503,871
Corani	21,203	21,627	25,372	28,846	30,604	29,449	31,047	31,421	30,452	30,270	26,595	27,527	334,413
Taquesi	617	553	605	530	451	5,752	12,261	12,056	14,277	21,508	31,617	37,258	137,486
Miguillas	8,093	7,928	10,673	8,354	9,870	8,702	10,152	9,272	9,497	9,795	10,356	10,677	113,370
Yura	5,651	5,854	6,003	5,854	5,925	5,606	5,936	5,873	5,671	5,784	5,502	5,621	69,282
Kanata	1,527	1,792	2,016	1,219	1,228	1,255	1,389	1,334	1,492	1,703	1,583	1,609	18,149
<i>Subtotal</i>	<i>174,111</i>	<i>171,496</i>	<i>193,108</i>	<i>184,357</i>	<i>169,785</i>	<i>153,108</i>	<i>172,366</i>	<i>163,445</i>	<i>175,110</i>	<i>198,751</i>	<i>205,662</i>	<i>220,966</i>	<i>2,182,263</i>
TERMoeLECTRICA													
Guaracachi	62,182	54,901	63,506	64,783	58,131	53,172	59,094	63,737	54,940	60,047	56,340	54,172	705,006
Bulo Bulo	50,540	28,152	31,259	34,261	46,302	50,735	48,772	52,788	46,521	42,964	27,287	24,907	484,488
Carrasco	3,823	4,850	8,186	8,971	21,019	23,852	19,829	24,305	19,137	14,511	9,455	3,351	161,289
Aranjuez - TG	9,639	9,495	10,054	10,167	9,619	9,932	11,076	10,721	9,877	9,596	9,080	8,896	118,151
Karachipampa	4,170	1,392	2,291	2,848	3,934	4,533	1,886	1,412	1,077	2,081	5,507	6,289	37,421
Kenko	1,977	31	80	212	663	462	142	167	0	12	41	0	3,788
Valle Hermoso	1,705	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,705
Aranjuez - DF	7	0	323	6	643	315	0	54	0	42	82	19	1,491
<i>Subtotal</i>	<i>134,043</i>	<i>98,822</i>	<i>115,698</i>	<i>121,248</i>	<i>140,312</i>	<i>143,002</i>	<i>140,800</i>	<i>153,184</i>	<i>131,553</i>	<i>129,252</i>	<i>107,791</i>	<i>97,634</i>	<i>1,513,338</i>
TOTAL	308,154	270,318	308,806	305,605	310,097	296,109	313,165	316,629	306,662	328,003	313,453	318,600	3,695,602

INYECCIONES Y RETIROS DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2002

	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
INYECCIONES														
Santa Isabel	SIS	33,926	39,205	44,803	43,701	44,407	41,091	43,746	43,637	42,954	43,127	39,633	43,366	503,597
Corani	COR	21,136	21,566	25,306	28,779	30,539	29,666	30,975	31,359	30,393	30,207	26,537	27,466	333,929
Total CORANI		55,062	60,771	70,109	72,480	74,947	70,757	74,721	74,995	73,347	73,334	66,170	70,833	837,526
Guaracachi	GCH	60,791	53,726	62,111	63,412	56,845	52,054	57,943	62,425	53,722	58,650	55,006	52,822	689,507
Aranjuez	ARJ	8,716	9,319	10,185	10,000	10,057	10,058	10,881	10,589	9,709	9,471	9,002	8,762	116,748
Karachipampa	KAR	4,140	1,376	2,269	2,823	3,910	4,514	1,863	1,392	1,059	2,058	5,466	6,241	37,112
Total GUARACACHI		73,647	64,421	74,565	76,234	70,812	66,625	70,687	74,406	64,490	70,180	69,475	67,826	843,367
Carrasco	CAR	3,522	4,483	7,653	8,449	20,183	23,065	19,159	23,458	18,361	13,823	8,938	3,044	154,138
Valle Hermoso	VHE	1,650	-43	-57	-47	-46	-88	-92	-91	-89	-92	-89	-93	823
Total VALLE HERMOSO		5,172	4,440	7,596	8,403	20,137	22,976	19,066	23,367	18,272	13,731	8,849	2,952	154,960
Zongo y Achachicala	KEN	100,059	91,780	100,590	93,129	75,209	60,063	65,771	58,058	68,606	83,775	87,335	91,592	975,966
Kenko	KEN	1,940	18	65	197	644	445	127	145	-30	-20	11	-29	3,513
Miguillas	VIN	7,752	7,586	10,222	8,015	9,464	8,339	9,707	8,887	9,103	9,376	9,793	10,121	108,366
Total COBEE		109,751	99,384	110,877	101,341	85,317	68,847	75,605	67,089	77,679	93,131	97,138	101,685	1,087,846
BULO BULO	CAR	48,310	26,448	29,248	32,289	43,807	48,474	46,559	50,050	44,006	40,298	25,570	23,246	458,304
TAQUESI	KEN	599	537	586	514	451	4,831	11,869	11,638	13,762	20,673	30,100	35,590	131,150
KANATA	ARO	1,479	1,736	1,952	1,183	1,189	1,216	1,345	1,293	1,445	1,656	1,539	1,563	17,598
YURA	POT	5,386	5,579	5,715	5,576	5,631	5,336	5,673	5,605	5,428	5,575	5,290	5,421	66,214
TOTAL INYECCIONES		299,407	263,314	300,649	298,021	302,291	289,061	305,525	308,444	298,429	318,577	304,131	309,115	3,596,965
RETIROS														
CRE	GCH	104,598	88,276	101,953	99,737	97,486	86,863	91,695	99,517	99,466	112,243	105,886	105,184	1,192,905
ELECTROPAZ	KEN	82,038	75,385	84,813	85,670	88,211	86,685	93,817	90,891	85,041	88,142	82,508	85,517	1,028,718
Elfeo	VIN69	13,504	12,040	13,960	13,078	12,999	12,663	14,018	13,411	13,530	14,514	13,790	13,950	161,457
Elfeo	CAT	4,760	4,099	4,390	5,035	4,713	5,137	5,207	5,701	4,985	4,468	3,497	3,642	55,632
Total ELFEO		18,264	16,139	18,349	18,114	17,712	17,800	19,224	19,112	18,515	18,982	17,287	17,592	217,090
Elfec	ARO	35,330	31,653	36,141	36,225	37,538	35,641	36,990	36,617	38,167	38,002	36,986	37,547	436,836
Elfec	VHE	12,847	11,009	12,552	12,827	13,082	13,163	13,661	13,764	10,823	13,304	12,208	13,341	152,583
Elfec	CBC	3,187	2,724	3,110	3,146	3,307	3,096	2,568	1,965	2,240	3,623	3,594	3,389	35,948
Elfec	CHI	1,397	1,219	1,452	1,389	1,424	1,271	1,302	1,407	1,357	1,593	1,478	1,473	16,762
Total ELFEC		52,761	46,605	53,254	53,588	55,352	53,170	54,521	53,753	52,587	56,522	54,266	55,751	642,128
Cessa	ARJ	9,280	8,032	8,975	7,328	8,956	9,478	9,596	9,104	8,165	8,597	9,993	10,457	107,961
Cessa	MAR	18	17	17	17	20	16	18	17	19	16	18	16	207
Total CESSA		9,298	8,049	8,992	7,344	8,976	9,494	9,614	9,121	8,184	8,613	10,011	10,472	108,168
SepSA	POT	5,110	4,628	5,452	5,188	5,709	5,760	6,051	5,986	6,087	6,207	6,175	6,406	68,758
SepSA	DDI	1,156	983	1,242	1,202	1,147	1,278	1,301	1,361	1,318	1,302	1,265	1,297	14,853
SepSA	OCU	39	41	44	42	44	48	49	50	48	45	34	25	508
SepSA	SAC	27	25	27	26	38	37	38	38	35	36	35	36	399
SepSA	KAR	8	6	8	7	7	7	10	11	12	12	11	10	109
Total SEPASA		6,340	5,683	6,772	6,466	6,945	7,130	7,449	7,447	7,500	7,601	7,520	7,774	84,627
ERESA	PUN	3,572	2,988	3,670	3,802	4,008	4,075	4,279	4,195	4,111	4,318	4,029	4,153	47,199
INTI RAYMI	VIN115	14,316	12,714	15,136	15,207	14,911	15,157	15,850	15,972	15,839	14,886	14,721	15,163	179,873
CM VINTO	VIN69	3,248	3,015	2,493	3,135	2,724	2,476	3,110	2,234	2,757	2,416	1,888	1,998	31,494
TOTAL RETIROS		294,435	258,853	295,433	293,063	296,324	282,850	299,559	302,242	294,001	313,724	298,115	303,604	3,532,203

POTENCIAS MAXIMAS - AÑO 2002

MW

NODO		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
INYECCIONES														
Guaracachi	GCH	153.55	140.94	178.30	163.15	162.68	173.52	182.90	166.45	135.56	137.28	161.59	142.25	182.90
Achachicala y Zongo	KEN	170.55	170.45	170.88	164.62	156.55	160.26	157.47	160.52	172.70	158.70	161.68	158.03	172.70
Carrasco	CAR	52.02	99.59	101.16	101.12	104.04	105.69	104.08	100.28	97.37	101.24	101.47	51.44	105.69
Bulo Bulo	CAR	82.25	80.59	79.49	80.59	81.14	88.32	82.80	82.25	82.80	83.90	82.80	86.66	88.32
Taquesi	KEN	0.84	0.83	0.83	0.81	0.83	76.13	80.39	77.62	76.43	83.61	83.55	82.82	83.61
Santa Isabel	SIS	71.04	71.28	73.20	71.28	71.04	70.80	70.56	70.73	72.82	71.01	70.77	70.93	73.20
Corani	COR	53.51	52.55	54.64	53.82	53.68	53.63	53.91	53.74	54.63	53.58	53.83	53.65	54.64
Valle Hermoso	VHE	33.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	33.79
Aranjuez	ARJ	17.08	18.80	24.96	19.71	30.05	29.14	18.64	18.02	18.40	18.64	19.27	18.03	30.05
Miguillas	VIN	17.75	17.09	17.50	16.89	17.12	16.77	17.12	16.28	16.81	17.55	17.18	16.94	17.75
Yura	POT	15.19	16.75	15.84	16.08	16.73	16.09	16.44	16.23	16.37	17.48	16.01	16.29	17.48
Kenko	KEN	8.50	8.40	8.81	8.49	9.07	8.80	8.80	8.62	0.00	8.12	17.44	0.00	17.44
Karachipampa	KAR	13.66	13.10	13.01	13.64	13.25	13.47	13.40	13.27	13.21	13.24	13.69	13.13	13.69
Kanata	ARO	6.78	6.72	6.71	6.70	7.10	6.71	6.72	6.72	7.15	6.73	7.08	7.03	7.15
MAXIMA		643.27	656.47	658.58	673.35	674.45	668.42	685.16	685.55	677.70	679.78	677.28	677.74	685.55
Dia		Miércoles 30	Martes 26	Jueves 14	Martes 09	Viernes 17	Miércoles 05	Miércoles 31	Jueves 08	Martes 17	Jueves 03	Jueves 21	Jueves 12	Jueves 08
Hora		20:15	20:00	20:00	19:30	19:00	19:00	19:15	19:15	19:30	20:00	19:45	20:00	19:15
RETIROS														
Cre	GCH	209.24	208.22	212.97	225.03	219.75	206.49	212.71	220.46	223.80	227.83	228.23	226.80	228.23
Electropaz	KEN	201.82	205.71	209.87	213.49	215.20	217.78	225.31	221.21	218.66	214.87	212.71	213.39	225.31
Elfeo	VIN69	29.86	29.36	31.35	30.48	30.65	34.33	38.52	34.70	34.93	34.16	32.90	31.81	38.52
Elfeo	CAT	12.82	12.62	12.48	13.04	12.92	13.41	11.86	16.54	11.65	11.94	10.52	10.13	16.54
Elfec	ARO	78.92	80.71	81.24	82.42	84.41	82.67	81.80	82.39	96.72	83.99	86.01	85.10	96.72
Elfec	VHE	32.58	31.99	31.25	33.50	33.28	34.34	34.11	34.04	33.88	33.35	33.10	34.78	34.78
Elfec	CBC	5.87	5.79	5.94	5.87	5.96	5.97	5.85	4.84	6.71	6.61	6.71	7.01	7.01
Elfec	CHI	3.73	3.59	3.79	3.73	3.77	3.72	3.85	3.93	3.81	4.10	4.04	4.01	4.10
Cessa	ARJ	21.11	21.15	21.64	20.08	21.84	22.15	21.70	21.84	21.78	21.85	23.31	22.94	23.31
Cessa	MAR	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.09	0.09
Sepssa	POT	13.72	13.39	14.05	14.13	14.13	14.72	15.55	15.22	15.46	15.55	15.46	15.46	15.55
Sepssa	DDI	2.79	2.77	2.94	2.86	3.08	3.07	3.10	3.24	3.21	3.16	3.29	3.00	3.29
Sepssa	OCU	0.19	0.20	0.19	0.14	0.14	0.21	0.22	0.22	0.23	0.23	0.23	0.22	0.23
Sepssa	SAC	0.15	0.14	0.14	0.14	0.18	0.17	0.17	0.17	0.17	0.16	0.16	0.16	0.18
Sepssa	KAR	0.02	0.03	0.04	0.03	0.02	0.03	0.14	0.05	0.05	0.03	0.03	0.03	0.14
ERESA	POT	8.70	8.35	8.60	8.78	9.02	9.35	9.43	9.23	9.29	9.26	9.08	8.79	9.43
Inti Raymi	VIN115	22.57	22.90	22.68	23.11	23.11	23.76	24.08	25.06	25.16	23.98	23.22	23.22	25.16
CM Vinto	VIN69	5.82	5.59	5.54	5.48	5.37	5.14	5.25	5.08	5.71	5.54	3.37	3.14	5.82
MAXIMA		630.73	641.48	642.73	655.53	656.44	651.87	674.04	674.25	666.78	670.30	667.93	668.83	674.25
Dia		Miércoles 30	Martes 26	Jueves 14	Martes 09	Miércoles 15	Miércoles 05	Miércoles 31	Jueves 08	Martes 17	Jueves 24	Jueves 21	Jueves 12	Jueves 08
Hora		20:15	20:00	19:45	19:30	19:00	19:00	19:15	19:15	19:30	19:45	19:45	20:00	19:15

POTENCIAS COINCIDENTALES CON LAS MAXIMAS DEL SISTEMA - AÑO 2002
MW

	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INYECCIONES													
Guaracachi	GCH	146.15	139.71	141.39	157.47	155.95	144.92	181.93	161.35	131.25	132.99	126.89	138.88
Zongo y Achachicala	KEN	152.27	160.28	154.04	153.75	142.12	154.60	155.44	157.46	154.59	154.88	138.35	146.99
Bulo-Bulo	CAR	80.59	77.28	78.38	77.83	78.38	78.94	77.83	77.28	69.00	70.66	76.73	85.01
Taquesi	KEN	0.82	0.82	0.81	0.78	0.81	0.80	62.06	68.94	73.67	75.08	77.85	80.10
Santa Isabel	SIS	64.80	70.32	68.16	70.56	68.16	68.40	64.32	64.69	72.70	61.25	64.53	64.57
Carrasco	CAR	48.91	95.53	96.33	97.10	96.60	97.71	48.68	48.68	68.31	77.93	80.58	51.06
Corani	COR	44.70	45.99	42.06	48.23	46.07	44.29	40.13	53.22	54.22	39.75	45.31	48.97
Aranjuez	ARJ	14.17	16.10	17.14	16.83	26.48	23.91	17.19	16.22	15.87	16.06	16.40	16.69
Rio Eléctrico	POT	14.80	15.32	15.35	15.02	15.47	15.46	15.92	15.90	15.67	15.51	15.47	15.29
Miguillas	VIN	16.22	16.44	16.79	16.47	16.67	12.37	15.33	15.39	15.49	16.57	16.50	11.15
Karachipampa	KAR	12.45	12.20	12.12	12.87	12.02	12.28	-0.03	-0.03	-0.02	12.40	12.28	12.69
Synergia	ARO	6.53	6.57	6.58	6.53	6.59	6.55	6.56	6.64	7.13	6.60	6.60	6.56
Valle Hermoso	VHE	32.49	-0.07	-0.08	-0.07	-0.06	-0.09	-0.17	-0.17	-0.09	-0.17	-0.17	-0.17
Kenko	KEN	8.38	-0.02	8.32	-0.02	8.29	8.29	-0.03	-0.02	-0.07	-0.06	-0.04	-0.04
TOTAL INYECCIONES		643.27	656.47	657.39	673.35	673.54	668.42	685.16	685.55	677.70	679.45	677.28	677.74
RETIROS													
Cre	GCH	200.49	206.49	205.72	219.94	214.34	204.70	210.17	214.74	218.55	220.82	226.12	226.60
Electropaz	KEN	200.25	205.71	206.58	208.73	210.32	213.12	221.72	218.15	210.36	211.63	206.44	206.68
Elfeo	VIN69	29.86	28.36	31.35	29.03	26.99	29.69	34.37	33.91	34.93	32.89	31.02	30.07
Elfeo	CAT	11.66	11.70	11.09	11.02	12.24	12.51	9.52	9.05	8.95	8.34	9.41	9.95
Elfec	ARO	78.67	80.71	80.09	80.82	82.94	81.49	79.42	81.56	95.19	81.17	79.32	81.29
Elfec	VHE	31.75	30.83	31.09	32.58	31.36	32.76	33.57	33.93	16.56	33.23	32.62	32.06
Elfec	CBC	3.55	3.52	3.60	3.67	3.63	3.37	4.69	4.34	4.31	4.49	5.42	5.38
Elfec	CHI	3.17	3.46	3.56	3.58	3.77	3.72	3.85	3.90	3.01	4.10	3.85	3.84
Cessa	ARJ	20.71	20.91	21.64	17.78	20.04	20.26	21.47	21.59	21.43	21.85	22.90	22.61
Cessa	MAR	0.01	0.01	0.04	0.01	0.04	0.03	0.00	0.01	0.04	0.01	0.03	0.05
Sepssa	POT	13.72	12.64	12.55	12.80	13.64	13.55	15.30	14.47	14.80	14.47	14.97	15.30
Sepssa	DDI	2.53	2.66	2.80	2.45	2.08	2.71	2.78	2.78	2.93	2.94	2.67	2.49
Sepssa	OCU	0.16	0.16	0.16	0.09	0.05	0.16	0.17	0.04	0.03	0.19	0.18	0.01
Sepssa	SAC	0.12	0.11	0.10	0.04	0.12	0.13	0.15	0.16	0.14	0.16	0.16	0.16
Sepssa	KAR	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03
ERESA	POT	8.03	8.02	8.60	8.28	8.09	8.86	9.14	8.68	9.13	8.87	8.93	8.32
Inti Raymi	VIN115	21.82	21.17	21.06	20.41	22.03	21.60	22.79	23.11	23.33	23.00	20.84	21.49
CM Vinto	VIN69	4.22	5.02	2.68	4.28	4.74	3.20	4.91	3.82	3.08	2.11	3.03	2.51
MÁXIMA		630.73	641.48	642.73	655.53	656.44	651.87	674.04	674.25	666.78	670.30	667.93	668.83
Día		Miércoles 30	Martes 26	Jueves 14	Martes 09	Miércoles 15	Miércoles 05	Miércoles 31	Jueves 08	Martes 17	Jueves 24	Jueves 21	Jueves 12
Hora		20:15	20:00	19:45	19:30	19:00	19:00	19:15	19:15	19:30	19:45	19:45	20:00

POTENCIA MAXIMA INSTANTANEA EN LOS PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2002

	VIN-KEN	KEN-VIN	GCH-CAR	CAR-GCH	CAT-POT	POT-CAT	KAR-ARJ	ARJ-KAR	SJO-CAR	CAR-SJO
ENERO	46.1	78.8	0.0	75.0	16.1	14.4	8.1	7.3	59.8	76.4
FEBRERO	51.9	79.8	0.0	75.6	11.3	14.4	8.3	6.5	68.4	118.0
MARZO	55.1	73.6	0.0	76.1	14.5	16.3	12.5	6.5	114.0	124.6
ABRIL	61.1	74.0	0.8	76.6	15.4	14.8	8.0	7.9	121.0	131.3
MAYO	82.3	56.2	0.0	77.4	18.8	16.4	9.2	9.9	58.9	135.9
JUNIO	83.3	34.0	0.0	78.4	20.3	15.6	11.6	9.4	20.7	140.2
JULIO	76.4	81.8	0.0	74.3	18.6	13.2	8.4	7.2	55.7	129.8
AGOSTO	73.0	52.7	0.0	99.4	20.1	16.8	13.6	7.8	1.8	124.8
SEPTIEMBRE	59.8	74.6	0.0	108.0	17.7	12.8	6.4	7.9	67.2	87.7
OCTUBRE	56.8	111.0	0.0	113.3	18.0	18.1	10.7	9.4	82.8	104.2
NOVIEMBRE	60.2	108.0	0.0	117.5	17.8	15.9	9.1	8.3	88.3	120.9
DICIEMBRE	10.4	88.7	0.0	117.3	19.7	10.0	12.0	5.8	98.4	54.5
MAXIMA	83.3	111.0	0.8	117.5	20.3	18.1	13.6	9.9	121.0	140.2

POTENCIA DE PUNTA EN EL AÑO 2002 (MW)

CONSUMIDOR	NODO	ENE - OCT	NOV - DIC
		REAL(*)	PREVISTA
Cre	GCH	214.74	229.0
Electropaz	KEN	218.15	212.0
Elfec	ARO	81.56	83.2
Elfec	VHE	33.93	33.0
Elfeo	VIN69	33.91	30.1
Inti Raymi	VIN115	23.11	20.0
Cessa	ARJ	21.59	21.3
Sepssa	POT	14.47	14.0
Elfeo	CAT	9.05	12.9
Río Eléctrico	POT	8.68	8.6
Elfec	CBC IRP	4.34	7.6
Elfec	CHI	3.90	4.1
CM Vinto	VIN69	3.82	5.4
Sepssa	DDI	2.78	2.5
Sepssa	SAC	0.16	0.1
Sepssa	OCU	0.04	0.2
Sepssa	KAR	0.02	0.1
Cessa	MAR	0.01	0.1
TOTAL		674.25	664.4

(*) Jueves 8 de agosto de 2002 a hs 19:15

POTENCIA FIRME (MW)

GENERADOR	NODO	PERIODO				
		Del 01/11/01 al 30/04/02	Del 01/05/02 al 18/06/02	Del 19/06/02 al 19/08/02	Del 20/08/02 al 31/10/02	Del 01/11/02 al 30/04/03
Hidroeléctricas						
Zongo y Achachicala	KEN	170.50	171.75	171.75	171.75	174.01
Corani	COR	54.00	53.63	53.63	53.63	53.63
Santa Isabel	SIS	72.00	71.59	71.59	71.59	71.59
Taquesi	KEN	0.83	0.83	80.79	80.79	84.32
Miguillas	VIN	17.60	17.61	17.61	17.61	17.32
Yura	POT	18.50	17.70	17.70	17.70	17.01
Kanata	ARO	7.33	7.26	7.26	7.26	7.23
Sub-Total		340.76	340.37	420.33	420.33	425.11
Termoeléctricas						
Guaracachi	GCH	153.65	149.05	143.96	89.10	101.63
Bulo Bulo	CAR	72.40	68.18	68.18	68.18	69.80
Carrasco	CAR	86.92	87.42	42.76	87.42	86.28
Aranjuez	ARJ	14.46	14.55	8.94	8.92	10.21
Karachipampa	KAR	10.75	10.92	0.00	10.92	10.79
Kenko	KEN	7.16	14.24	0.00	0.00	0.00
Valle Hermoso	VHE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total		345.34	344.36	263.84	264.54	278.71
TOTAL		686.10	684.73	684.17	684.87	703.82

La Potencia Firme a partir del 1/11/2002 es estimada y corresponde a la Potencia de Punta del año 2003

INDISPONIBILIDAD POR MANTENIMIENTOS (HORAS)

UNIDAD	GENERACION		TOTAL
	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	
ACH1	167.0	136.5	303.5
ACH2	167.0	135.5	302.5
ACH3	167.0	135.4	302.4
ANG1	68.8	16.3	85.1
ANG2	51.5	7.0	58.5
ARJ1	0.0	17.3	17.3
ARJ2	104.3	7.2	111.5
ARJ3	0.0	32.7	32.7
ARJ5	0.0	2.3	2.3
ARJ6	0.0	3.7	3.7
ARJ8	106.5	14.1	120.5
BOT1	133.3	4.3	137.6
BOT2	133.0	4.0	137.0
BOT3	140.5	6.8	147.3
BUL1	278.2	33.7	311.9
BUL2	124.2	49.0	173.2
CAH1	332.3	8.1	340.4
CAH2	520.1	150.1	670.2
CAR1	0.0	5.2	5.2
CAR2	0.0	5.9	5.9
COR1	139.6	14.9	154.5
COR2	138.2	6.6	144.8
COR3	138.8	5.4	144.2
COR4	112.9	9.1	121.9
CRB1	220.0	120.1	340.1
CUT1	11.5	128.1	139.6
CUT2	9.0	166.4	175.4
CUT3	10.3	142.7	153.0
CUT4	9.3	130.3	139.6
CUT5	74.6	101.7	176.3
CHJ	19.5	156.6	176.1
CHJ1	133.8	113.1	246.9
CHJ2	258.8	145.6	404.4
CHO1	55.9	7.1	63.0
CHO2	61.4	7.1	68.6
CHO3	55.8	7.1	62.9
CHU1	17.3	9.3	26.6

UNIDAD	GENERACION		TOTAL
	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	
CHU2	10.8	21.6	32.4
GCH1	0.3	0.0	0.3
GCH10	95.0	16.7	111.7
GCH2	0.0	0.5	0.5
GCH7	0.0	0.6	0.6
GCH8	144.0	4.0	148.0
GCH9	397.3	32.3	429.6
HAR1	15.7	5.8	21.5
HAR2	15.3	7.2	22.5
HUA1	95.1	239.4	334.5
HUA2	93.8	268.9	362.7
KAN1	2.6	23.7	26.2
KAR1	176.9	13.3	190.2
KEN1	284.9	10.0	294.9
KEN2	1932.6	0.0	1932.6
KIL1	16.0	0.9	16.9
KIL2	16.0	1.1	17.2
KIL3	16.7	6.8	23.4
LAN1	0.0	122.3	122.3
LAN2	0.0	50.4	50.5
LAN3	0.2	123.2	123.4
MIG1	33.1	46.4	79.5
MIG2	23.8	46.4	70.2
PUN1	96.2	1.8	98.0
SAI1	544.2	235.6	779.8
SIS1	48.5	19.7	68.2
SIS2	122.2	15.7	137.9
SIS3	147.4	15.7	163.0
SIS4	128.7	15.6	144.3
SRO1	128.4	4.8	133.2
SRO2	111.1	6.4	117.6
SRO3	57.6	40.2	97.8
TIQ1	68.2	1.3	69.4
VHE3	0.0	0.1	0.1
YAN	10.5	469.1	479.5
ZON1	93.1	1.0	94.1

	TRANSMISION		TOTAL
	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	
ARJ-KAR	32.2	0.2	32.4
ARO-VHE	31.3	0.0	31.4
CAR-GCH	52.1	1.3	53.4
CAR-SJO	16.3	0.1	16.4
CAT-POT	12.9	0.3	13.2
CAT-VHE	10.5	0.0	10.5
CAT-VIN	6.4	0.0	6.4
COR-SIS	8.9	0.1	9.1
COR-VHE	5.5	0.0	5.5
POT-KAR	17.7	0.1	17.8
POT-PUN	13.4	1.4	14.8
SIS-ARO	9.4	0.0	9.4
SIS-SJO	42.3	0.1	42.4
SJO-VIN	6.0	0.2	6.2
T1-VIN	9.7	0.1	9.8
T1-CAT	0.1	0.0	0.1
VIN-KEN	13.4	5.0	18.4
VIN-VHE	4.4	0.0	4.4

FALLAS MAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACION Y TRANSMISION EN EL AÑO 2002

MES	DIA	HORA	COMPONENTE	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
ENE	21	22:55	BUL1, BUL2	Descargas atmosfericas	CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ, SEPSA, CESSA, C.M.VINTO, INTIRAYMI
FEB	1	09:22	BUL2	Falla en sistema de control	CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ, SEPSA, CESSA, C.M.VINTO
MAR	21	23:03	AACH (T-AUX)	Explosion de transformador auxiliar	CRE, ELFEC, INTIRAYMI
MAR	22	02:13	HUA-TIQ	Descargas atmosfericas	CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ, SEPSA, C.M.VINTO, INTIRAYMI
ABR	12	11:07	GCH(T-5)	Falla a tierra de cable de potencia del transformador T-5	CRE
ABR	25	02:36	KEN-VIN, VHE, SJO-VIN, CAT-VIN	Desconexion conductor fase S en linea KEN-VIN	CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ, SEPSA, C.M.VINTO, INTIRAYMI
JUL	21	18:03	CAR-GCH	Accidental (personal mantenimiento)	CRE
JUL	24	12:35	GCH10	Problema de vibraciones	CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ, SEPSA, CESSA, C.M.VINTO
JUL	30	09:10	BUL1, BUL2	Falla en sistema de control	CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ, CESSA, INTIRAYMI
JUL	31	00:07	BUL1, BUL2	Falla en sistema de control	CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ, SEPSA, CESSA, C.M.VINTO, INTIRAYMI
AGO	11	19:59	GCH-4	Falla en cables de potencia (10 kV)	CRE
AGO	13	11:33	CAR-GCH	Accidental (personal mantenimiento)	CRE
AGO	21	22:59	GCH-10	Falla sistema de control	CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ, SEPSA, CESSA, C.M.VINTO
SEP	2	19:49	GEN. MIGUILLAS	Terceros (convulsion social en Huayñacota)	ELFEO
NOV	2	11:23	YAN	Falla sistema generacion	CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ, SEPSA, CESSA, C.M.VINTO
NOV	10	10:19	GENERACION	Oscilaciones de frecuencia en Sistema Norte aislado	ELECTROPAZ
NOV	15	16:49	GCH9	Falla sistema aceite	CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ, CESSA, C.M.VINTO, INTIRAYMI
DIC	2	21:59	HUA-TIQ	Descargas atmosfericas	CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ, CESSA, INTIRAYMI
DIC	29	07:00	HUA-TIQ	Descargas atmosfericas	CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ, SEPSA, CESSA, INTIRAYMI
DIC	29	01:46	CAR-SJO	Descargas atmosfericas	CRE, ELFEC

COSTOS MARGINALES DE GENERACION (US\$/MWh)
(Sin IVA)

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	5.10	4.96	5.56	7.23	4.01	7.06	5.50	9.04	3.99	3.62	4.52	4.29	5.42
2	3.77	3.74	4.07	3.73	3.56	5.55	4.75	7.30	3.59	3.59	4.45	4.20	4.37
3	3.80	3.73	3.70	4.12	3.56	4.41	4.74	7.32	3.58	3.59	4.43	4.20	4.28
4	3.81	3.71	3.70	3.73	3.58	4.41	4.02	7.01	3.59	3.59	4.43	4.20	4.16
5	3.80	3.71	4.10	3.73	3.58	5.21	4.02	6.99	3.59	3.58	4.46	4.20	4.26
6	3.83	3.71	4.56	5.16	3.64	5.71	5.16	6.87	3.56	3.60	4.46	4.20	4.56
7	4.15	9.46	11.21	12.21	5.51	6.79	11.22	12.00	8.62	5.30	4.78	4.32	8.14
8	5.99	11.14	12.39	12.61	7.84	9.77	12.12	12.59	8.22	7.65	5.89	4.62	9.38
9	11.41	12.63	12.42	12.54	10.03	10.83	12.76	12.69	9.69	9.66	7.32	4.73	10.65
10	12.42	12.46	12.61	12.70	10.41	11.52	12.76	12.88	10.55	9.38	7.48	5.12	10.94
11	12.72	12.21	12.71	12.67	10.38	11.92	12.89	12.84	10.09	9.34	7.61	5.81	11.01
12	12.45	12.23	12.73	12.63	10.33	11.61	12.98	13.28	10.35	9.41	8.26	5.15	11.02
13	11.02	12.08	12.59	12.60	7.23	10.57	12.96	12.67	10.12	8.68	7.88	4.75	10.35
14	11.07	12.10	12.62	12.62	8.19	11.42	13.02	13.26	10.45	9.29	7.98	5.08	10.68
15	12.40	12.22	12.47	12.83	9.61	11.61	13.44	13.87	10.66	10.46	8.99	5.80	11.27
16	11.90	12.22	12.57	12.77	9.90	12.15	13.24	13.94	11.23	10.25	9.03	6.59	11.37
17	11.67	11.96	12.32	12.66	9.31	11.90	13.28	13.96	11.07	9.25	8.42	5.54	11.01
18	11.24	12.15	12.60	13.13	12.04	13.37	13.71	13.77	11.09	9.47	8.39	5.82	11.49
19	10.83	13.52	14.34	15.57	15.24	14.77	14.82	14.85	13.43	13.89	12.00	8.02	13.72
20	14.77	14.72	15.32	15.52	15.06	14.61	14.72	14.64	13.74	13.91	13.19	11.97	14.37
21	14.39	14.51	14.79	14.81	14.34	14.44	14.39	14.69	12.79	13.11	12.03	11.93	13.87
22	13.15	13.87	14.12	14.04	12.90	13.29	13.22	13.95	12.41	9.98	10.64	9.03	12.58
23	8.41	13.02	13.12	13.30	7.20	9.82	11.27	13.24	8.62	5.83	5.34	5.07	9.60
24	5.90	10.39	10.75	12.23	4.92	7.75	10.39	10.61	4.82	4.19	4.60	4.95	7.63
Promedio Ponderado	10.07	11.22	11.68	12.04	9.54	10.91	11.83	12.51	9.60	8.76	8.01	6.33	10.25

COSTOS MARGINALES DE ENERGIA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (US\$/MWh) (Sin IVA)

AGENTE	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
CRE	GCH	12.41	12.75	13.12	13.42	12.08	12.84	13.11	13.58	12.26	11.88	11.50	10.77	12.45
ELECTROPAZ	KEN	10.38	11.69	12.31	13.01	11.01	12.47	13.14	13.69	9.98	8.53	7.45	5.65	10.81
ELFEC	ARO	9.81	11.02	11.62	12.00	9.46	10.92	11.79	12.50	9.44	8.46	7.74	6.23	10.05
ELFEC	VHE	9.70	10.91	11.53	11.94	9.55	10.91	11.71	12.46	9.64	8.44	7.83	6.31	10.09
ELFEC	CBC	8.96	10.05	10.76	11.00	8.32	10.06	11.41	12.47	9.16	7.68	7.19	5.83	9.19
ELFEC	CHI	9.35	10.42	11.04	11.40	9.01	10.22	11.07	11.81	8.98	8.14	7.55	6.18	9.54
ELFEO	VIN69	9.46	10.71	11.27	11.71	9.40	10.90	11.66	12.64	9.31	8.12	7.41	6.08	9.86
ELFEO	CAT	10.46	11.59	12.15	12.35	10.03	11.37	12.22	12.50	9.66	8.77	8.17	6.49	10.66
CESSA	ARJ	15.30	15.23	16.20	15.67	15.83	15.53	15.79	16.11	15.62	15.37	14.72	14.03	15.43
SEPSA	POT	10.45	12.31	12.47	13.79	10.58	11.63	13.06	13.95	11.65	10.29	8.57	6.75	11.21
ERESA	POT	9.93	10.87	11.29	11.46	9.16	10.85	12.02	12.78	9.60	8.25	7.61	6.14	9.96
INTI RAIMY	VIN115	8.92	9.99	10.64	11.02	8.60	10.13	11.02	11.93	8.56	7.57	6.99	5.63	9.27
CM VINTO	VIN69	9.06	10.10	10.41	11.02	8.56	10.65	10.96	11.89	8.50	7.89	7.04	5.64	9.46
TOTAL MEM		11.01	11.88	12.40	12.81	10.94	12.10	12.72	13.33	10.72	9.86	9.19	7.87	11.29

PRECIOS MEDIOS MONOMICOS

	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/MWh	Peaje US\$/MWh	Monómico US\$/MWh
<i>CRE</i>	<i>12.40</i>	<i>15.10</i>	<i>3.97</i>	<i>31.47</i>
<i>ELECTROPAZ</i>	<i>13.49</i>	<i>23.29</i>	<i>6.38</i>	<i>43.15</i>
Retiros Cobee para Electropaz	10.24	15.96	4.31	30.51
Retiros Cobee para Elfeo	9.56	13.40	3.48	26.44
<i>TOTAL - COBEE</i>	<i>10.16</i>	<i>15.68</i>	<i>4.22</i>	<i>30.06</i>
Arocagua	10.03	15.94	4.11	30.07
V.Hermoso	10.06	18.85	4.86	33.77
Coboce	9.19	11.17	2.87	23.23
Chimore	9.52	18.80	5.14	33.46
<i>TOTAL - ELFEC</i>	<i>9.97</i>	<i>16.44</i>	<i>4.25</i>	<i>30.66</i>
Vinto	10.39	25.38	6.58	42.35
Catavi	10.62	14.73	3.71	29.06
<i>TOTAL - ELFEO</i>	<i>10.51</i>	<i>19.94</i>	<i>5.12</i>	<i>35.56</i>
<i>INTI RAYMI</i>	<i>9.26</i>	<i>10.44</i>	<i>2.71</i>	<i>22.41</i>
<i>CM VINTO</i>	<i>9.43</i>	<i>10.08</i>	<i>2.62</i>	<i>22.13</i>
Retiros Sistema Sur	9.94	16.63	4.05	30.62
<i>TOTAL - RIO ELECTRICO</i>	<i>9.94</i>	<i>16.63</i>	<i>4.05</i>	<i>30.62</i>
Sacaca	10.20	34.22	8.61	53.03
Ocuri	9.97	8.38	2.13	20.49
Potosi	11.19	19.76	4.59	35.53
Don Diego	10.53	18.33	4.11	32.98
CM Karachipampa	10.01	18.14	4.16	32.31
<i>TOTAL - SEPSA</i>	<i>11.06</i>	<i>19.50</i>	<i>4.51</i>	<i>35.07</i>
Mariaca	9.87	4.18	0.96	15.01
Sucre	15.36	21.54	4.40	41.31
<i>TOTAL - CESSA</i>	<i>15.35</i>	<i>21.51</i>	<i>4.39</i>	<i>41.25</i>
<i>TOTAL MEM</i>	<i>11.18</i>	<i>16.08</i>	<i>4.19</i>	<i>31.44</i>

TIPO CAMBIO PROMEDIO 2002

7.180 Bs/US\$

PRECIOS DE GAS NATURAL
US\$/MM BTU (SIN IVA)

AÑO 2002	GUARACACHI	CARRASCO	BULO BULO	V. HERMOSO	ARANJUEZ	KARACHIPAMPA	KENKO
Enero	1.15	0.77	0.38	0.69	1.10	0.36	0.38
Febrero	1.15	1.21	0.38	1.22	1.09	1.00	1.16
Marzo	1.16	1.21	0.38	1.23	1.10	1.01	1.16
Abril	1.16	1.21	0.38	1.23	1.09	1.00	1.16
Mayo	1.16	0.38	0.37	1.23	1.10	0.36	0.38
Junio	1.17	0.38	0.37	1.23	1.10	0.36	0.38
Julio	1.16	0.38	0.37	1.23	1.14	0.36	0.38
Agosto	1.16	0.38	0.37	1.23	1.15	0.36	0.39
Septiembre	1.16	0.38	0.37	1.23	1.14	0.36	0.38
Octubre	1.16	0.38	0.37	1.23	1.14	0.36	0.38
Noviembre	1.15	0.41	0.36	0.85	1.12	0.35	1.07
Diciembre	1.15	0.42	0.37	0.85	1.12	0.35	1.09
Promedio	1.16	0.63	0.37	1.12	1.12	0.52	0.69