

Comité Nacional de Despacho de Carga



**Informe Anual
1999**



Bolivia

CONTENIDO

PRESENTACION

REPRESENTANTES TITULARES Y ALTERNOS AL COMITE

EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

EL COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

CAPITULO I: INFORME ESTADISTICO DE OPERACION

- Demanda
- Producción
- Transmisión
- Despacho de Carga
- Desempeño del Sistema
- Transacciones Económicas
- Precios de Energía
- Anexos

CAPITULO II: ACTIVIDADES DEL COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

COORDINACION DE LA OPERACION Y ADMINISTRACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

- Programación
- Supervisión de la operación
- Ánalisis de Sistemas
- Post despacho

ADMINISTRACION Y RESULTADOS ECONOMICOS

- Administración de la Unidad Operativa
- Ejecución presupuestaria y resultados económicos

Comité Nacional de Despacho de Carga

**Informe Anual
1999**

Bolivia

PRESENTACION

El Comité Nacional de Despacho de Carga presenta su Informe de la Gestión 1999, que contiene los resultados de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y una reseña de las actividades desarrolladas por el Comité.

El suministro de energía al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en 1999 se caracterizó por dos periodos diferenciados, hasta el mes de abril con restricciones de hasta 3% de la demanda máxima en periodos de 1 a 2 horas y a partir del mes de mayo un suministro irrestricto, gracias a la puesta en servicio de dos turbinas en Guaracachi (126 MW), las plantas hidroeléctricas de Huaji (29 MW) y Kanata (7 MW) y el reingreso al sistema de la planta Chururaqui, que en 1998 había sufrido un siniestro.

La demanda de energía creció en 4.7% y la potencia en 3.5%, frente a tasas típicas del orden de 6% a 7% anual.

En lo relativo a la calidad del servicio, problemas en los sistemas de protección de la generación y en el funcionamiento del esquema de alivio de carga en la distribución determinaron la salida indebida de unidades generadoras ante fallas en las líneas de transmisión.

Especial atención se dio al problema potencial por el cambio de dígito en los procesadores, denominado efecto Y2K. Se desarrolló un plan para enfrentar las contingencias posibles. Las empresas eléctricas adecuaron oportunamente sus sistemas y no se registraron problemas.

En materia normativa, se puso en vigencia un conjunto de Normas Operativas que regularán las diferentes tareas del CNDC y los Agentes del Mercado; se modificó los valores de la reserva rotante a fin de adecuarlos a las nuevas condiciones del parque generador y se modificó el esquema de alivio de carga para mantener una capacidad de retiro automático de carga equivalente al 40% de la demanda.

La supervisión de la operación en tiempo real en este año se ha efectuado con las limitaciones de los equipos Scada, alquilados a la Empresa de Transmisión. Los estudios para mejorar este sistema avanzaron durante 1999 y concluirán el año 2000.

En materia administrativa, se puso en vigencia el Estatuto del CNDC.

Las actividades del CNDC han sido intensas durante esta gestión para resolver problemas inmediatos y establecer las bases para el desarrollo armónico del SIN en el mediano y largo plazo. Se prestó especial atención a la expansión de la generación y transmisión mejorando las condiciones de confiabilidad y procurando el mínimo costo.

Se han fijado como metas prioritarias del CNDC actividades orientadas a mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional; a procurar soluciones a las necesidades comunes del Mercado Eléctrico Mayorista y a evitar acciones del entorno que afecten negativamente al funcionamiento del Mercado.

Ing. Nelson Caballero V.
Presidente del CNDC
Marzo, 2000

REPRESENTANTES TITULARES Y ALTERNOS AL COMITE

Superintendencia de Electricidad:

Titular Ing. Nelson Caballero V.
Alterno Ing. José Salazar T.

Empresas Generadoras:

Titulares	Ing. Julio Lemaitre S.	hasta el 3/3/99
	Ing. Carlos Querejazu O.	desde el 3/3/99
	Ing. José Luis Muñoz C.	desde el 18/5/99
Alternos	Ing. Carlos Querejazu O.	hasta el 3/3/99
	Ing. José Luis Muñoz C.	hasta el 18/5/99
	Ing. Juan Carlos Andrade A.	desde el 18/5/99

Empresa Transportadora:

Titulares	Ing. Johnny Coscio M.	hasta el 2/2/99
	Ing. Miguel Aramayo A.	desde el 2/2/99
Alternos	Ing. Miguel Aramayo A.	hasta el 2/2/99
	Ing. Germán Rocha M.	desde el 2/2/99

Empresas Distribuidoras:

Titulares	Ing. Henry Ordoñez V.	hasta el 3/3/99
	Ing. Mauricio Valdez C.	desde el 3/3/99
Alternos	Ing. Mauricio Valdez C.	hasta el 3/3/99
	Ing. Rudy Peredo F.	desde el 3/3/99

Consumidores no Regulados:

Titular Ing. Fernando Guzmán N.
Alterno Lic. John Cederberg

DIRECCION EJECUTIVA DE LA UNIDAD OPERATIVA DEL CNDC

Gerente	Ing. Jorge Cordero Z.
Departamento de Programación	Ing. Orlando Alvarez P.
Departamento de Despacho de Carga	Ing. Jaime de la Zerda M.
Departamento de Análisis de Sistemas	Ing. Humberto Burgos C.
Departamento de Postdespacho	Ing. Arturo Iporre S.
Unidad Administrativa	Sr. Wilfredo Hinojosa S.

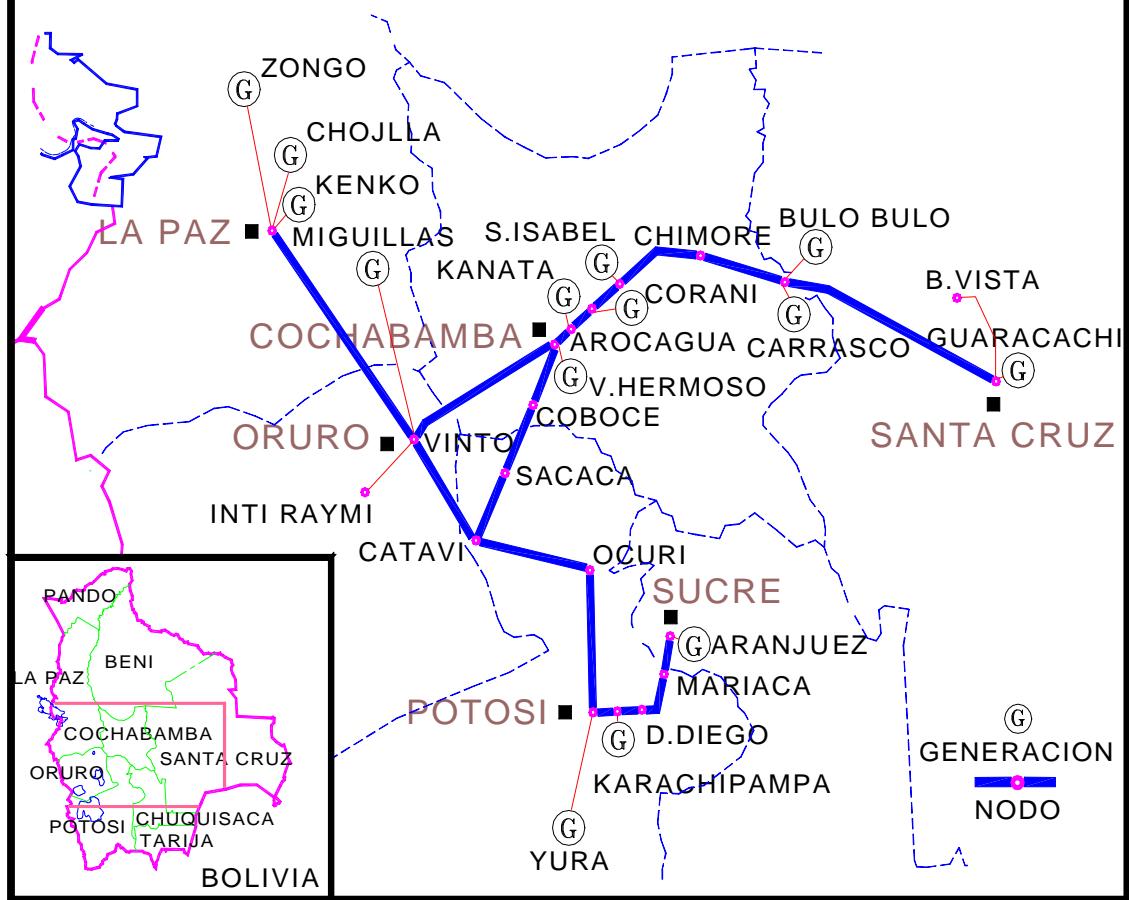
EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) está constituido por instalaciones de generación, transmisión y distribución que operan en forma coordinada para suministrar energía eléctrica en los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí y Chuquisaca, cuya demanda equivale aproximadamente al 90% de la demanda del país.

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) está conformado por líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kV y subestaciones asociadas entre los nodos de Kenko, Vinto, Catavi, Valle Hermoso, Potosí, Aranjuez, Corani, Santa Isabel, Carrasco y Guaracachi.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está conformado por los Agentes (empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados) que realizan transacciones de energía en el STI.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



En 1999 los Agentes que operaron en el Mercado Eléctrico Mayorista fueron:

- Generadores: CORANI, COBEE, GUARACACHI, VALLE HERMOSO, HIDROELECTRICA BOLIVIANA, SYNERGIA y RIO ELECTRICO.
- Transmisor: TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD
- Distribuidores: ELFEC, CRE, ELECTROPAZ, ELFEO, CESSA y SEPSA.
- Consumidores no regulados: INTI RAYMI y METALÚRGICA VINTO.

Los Agentes Distribuidores se conectan a los siguientes nodos del STI: CRE nodo de Guaracachi; ELECTROPAZ nodo de Kenko; ELFEC nodos de Arocagua, Valle Hermoso, Coboce y Chimoré; ELFEO nodos de Vinto y Catavi; CESSA nodos de Aranjuez y Mariaca; SEPSA nodos de Potosí, Don Diego, Ocurí, Sacaca y Karachipampa.

Los Consumidores no Regulados Inti Raimy y Empresa Metalúrgica Vinto se conectan al STI en el nodo Vinto.

Las instalaciones de los Agentes del MEM son operadas por sus propietarios bajo la supervisión y coordinación del Comité Nacional de Despacho de Carga.

La capacidad efectiva en el SIN en 1999 era de 873.7 MW de los cuales el 38% corresponde a plantas hidroeléctricas y el resto a termoeléctricas que operan con gas natural. La producción en ese año fue de 3,432 GWh, 49% hidroeléctrica y 51% termoeléctrica.

El consumo de energía fue de 3,308 GWh con una demanda máxima anual de 644 MW.

El STI cuenta con 535.5 km de líneas de transmisión en 230 kV, 863 km en 115 kV y 100 km en 69 kV.

EL COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) fue creado por Ley de Electricidad (Ley N° 1604) como entidad responsable de la coordinación de la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional y de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista.

Organización

El Comité esta conformado por un representante de cada sector del Mercado Eléctrico Mayorista: Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores no Regulados, y un representante de la Superintendencia de Electricidad que preside el CNDC.

El CNDC ejecuta sus funciones mediante su Unidad Operativa en la que trabaja personal especializado en programación, supervisión de la operación, análisis de sistemas de potencia y en sistemas de información. El sistema Scada, utilizado para las tareas de supervisión de la operación en tiempo real, es alquilado a la Empresa Transportadora de Electricidad.

El costo de funcionamiento del CNDC es cubierto por los Agentes del MEM en base a un presupuesto anual y en proporción a sus transacciones económicas.

Misión

La misión del CNDC es la de asegurar al mercado eléctrico, la disponibilidad y calidad de energía eléctrica que requiere, su operación eficiente y las condiciones de su desarrollo sostenido.

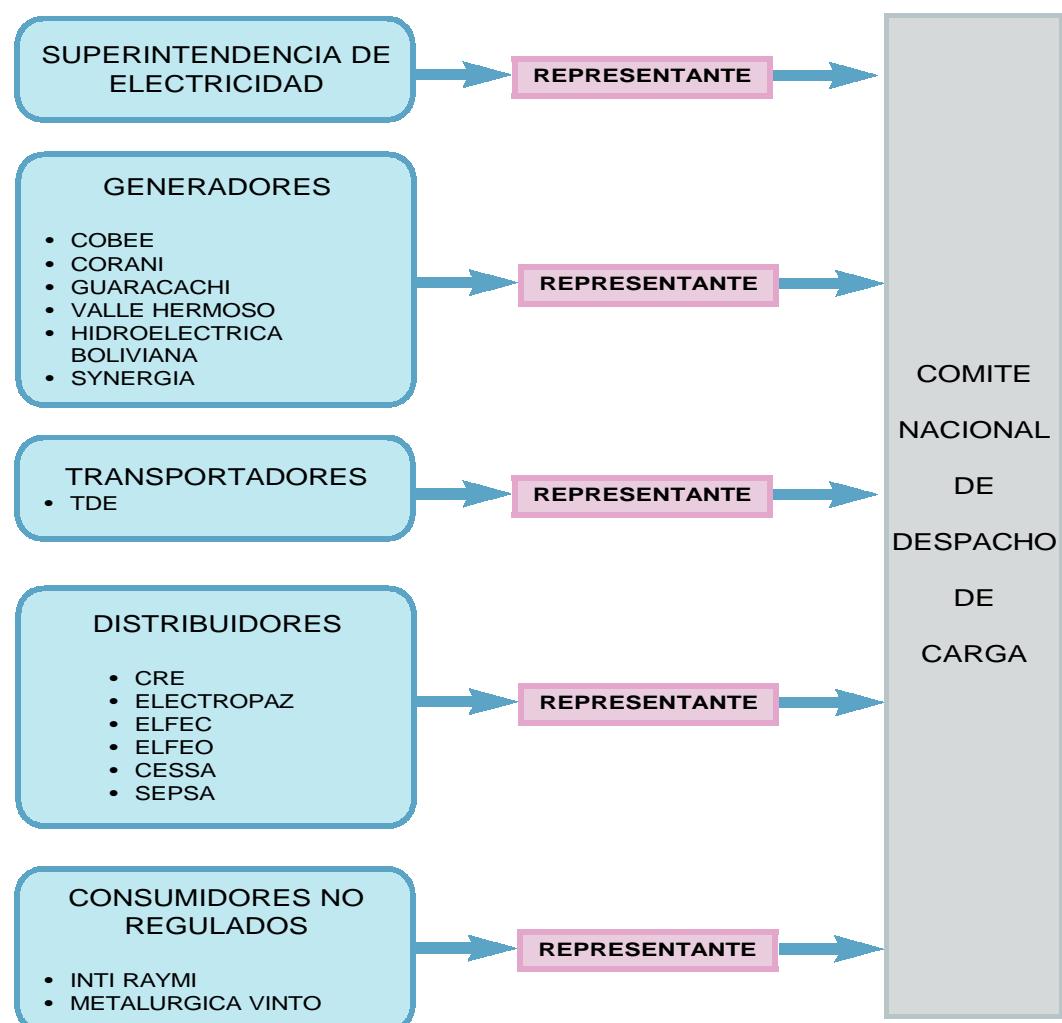
Para alcanzar la misión, las metas prioritarias del CNDC hasta el año 2000 son las siguientes:

- Sobre la calidad del suministro: Proponer a la Superintendencia condiciones que mejoren la calidad del suministro de energía eléctrica en el SIN.
- Sobre la expansión del sector: Identificar y recomendar las soluciones alternativas a las necesidades comunes del MEM, que permitan al mismo tiempo mejorar la calidad del servicio y cumplir las condiciones de desempeño mínimo aprobadas por la Superintendencia.
- Sobre el entorno: Tomar acciones para evitar los aspectos negativos que afectan a la administración y al funcionamiento del MEM originados en el entorno del sector.

Las principales funciones del CNDC, establecidas en la Ley y sus Reglamentos, son:

- Planificar la operación del SIN para satisfacer la demanda en forma segura, confiable y a mínimo costo.
- Administrar el mercado eléctrico mayorista.
- Realizar el despacho de carga en tiempo real.
- Establecer el balance valorado de las transacciones de energía y potencia entre los Agentes.
- Dictar normas operativas de operación y administración.
- Calcular precios de nodo.

ESTRUCTURA DEL COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



CAPITULO I

INFORME ESTADISTICO DE LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA EN 1999

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los retiros de energía en los diferentes nodos del STI en 1999 totalizaron 3,308.6 GWh, con la siguiente distribución y variación respecto a 1998:

La generación máxima instantánea de 1999 en el SIN (incluyendo la generación

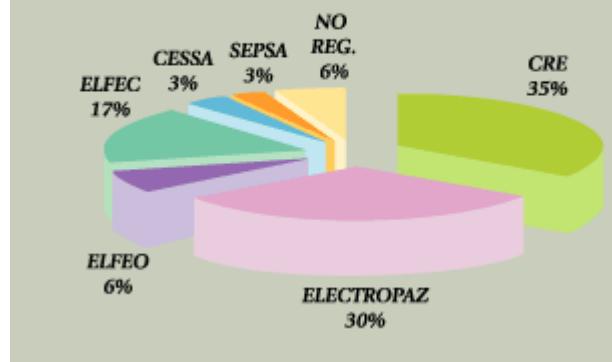
RETIROS DE ENERGIA (GWh)			
	1999	1998	Variación (%)
Cre	1,137.3	1,050.5	8.3
Electropaz	1,005.0	962.6	4.4
Elfec	568.2	548.9	3.5
Elfeo	210.2	205.5	2.3
Cessa	114.1	110.7	3.1
Sepsa	89.5	89.0	0.6
Consumidores no regulados	184.2	191.1	-3.6
Río Eléctrico	0.1	1.5	-93.3
Total	3,308.6	3,159.8	4.7

total del Yura) fue de 674.5 MW, registrada el 17 de noviembre a hs. 20:00. Esta potencia es 1.9% superior a la de 1998.

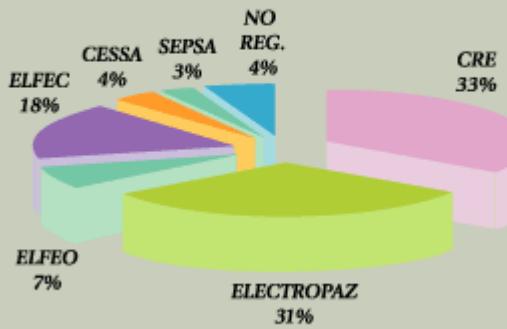
La demanda máxima del Mercado Eléctrico Mayorista, integrada en períodos de 15 minutos, fue de 644.3 MW, registrada el 17 de noviembre a hs. 19:45. Este valor comparado con la demanda máxima del año 1998 da un crecimiento de 3.5%.

La potencia de punta o demanda máxima del periodo mayo – octubre que es considerada para efectos de transacciones económicas, fue de 642.066 MW, registrada el día 20 de octubre a horas 19:45, valor al que le correspondió una potencia firme de 653.42 MW.

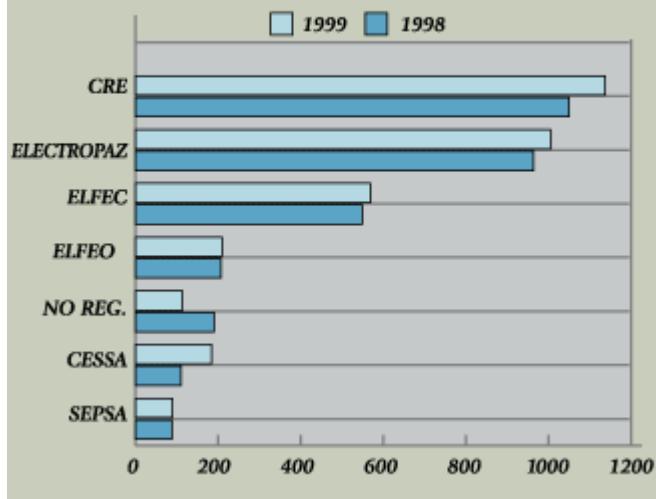
PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA DE ENERGÍA - 1999



PARTICIPACIÓN EN LA POTENCIA DE PUNTA



ENERGÍA COMPRADA (GWh)



La participación en la potencia de punta y su variación respecto a 1998 fue la siguiente:

POTENCIA DE PUNTA (MW)			
	1999	1998	Variación (%)
Cre	217.4	202.2	7.6
Electropaz	206.3	206.2	0.0
Elfec	113.4	108.1	4.9
Elfeo	42.0	41.2	1.9
Cessa	22.6	22.1	2.3
Sepsa	17.5	17.9	-2.2
Consumidores			
No regulados	22.8	24.5	-6.9
Total	642.1	622.2	3.2

El factor de carga del MEM, considerando la demanda máxima anual, fue de 58.6% frente a 57.9% de 1998.

Las demandas mensuales de energía y potencia fueron las siguientes:

DEMANDA MENSUAL		
1999	ENERGIA (GWh)	POTENCIA (MW)
Enero	269.1	600.7
Febrero	244.6	586.2
Marzo	282.3	612.8
Abril	266.8	612.3
Mayo	273.7	616.9
Junio	269.1	620.3
Julio	279.3	632.6
Agosto	276.0	634.4
Septiembre	283.1	639.8
Octubre	294.5	642.1
Noviembre	281.4	644.3
Diciembre	288.9	633.5
Total/Máx.	3,308.6	644.3

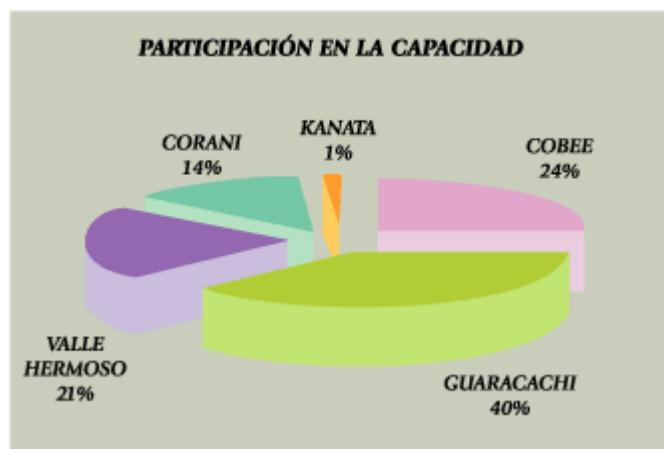
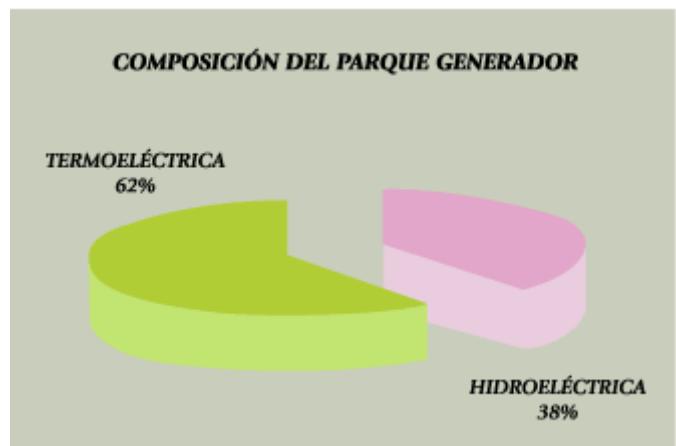
PRODUCCION

Capacidad de generación



Central Termoeléctrica Carrasco

La capacidad de las plantas de generación que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a fines de la gestión de 1999, era de 873.7 MW, de los cuales 329.7 MW corresponden a plantas hidroeléctricas y 544.0 MW a plantas termoeléctricas. En éstas cifras no se incluye a las plantas del río Yura debido a que su producción está destinada principalmente a consumidores del área Potosí – Tupiza (que no forma parte del MEM) y solamente entrega sus excedentes al MEM en la subestación de Potosí.

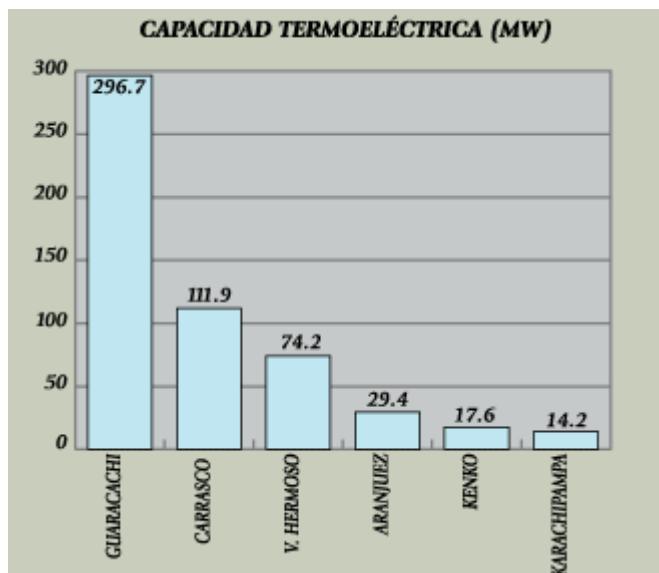
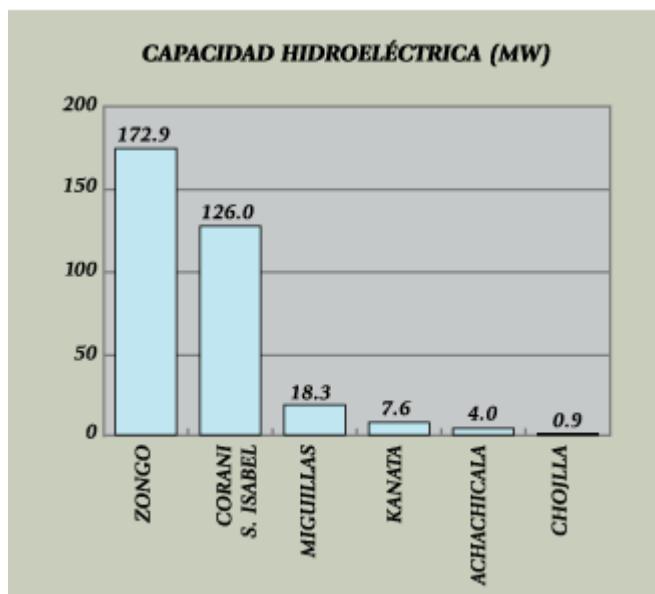


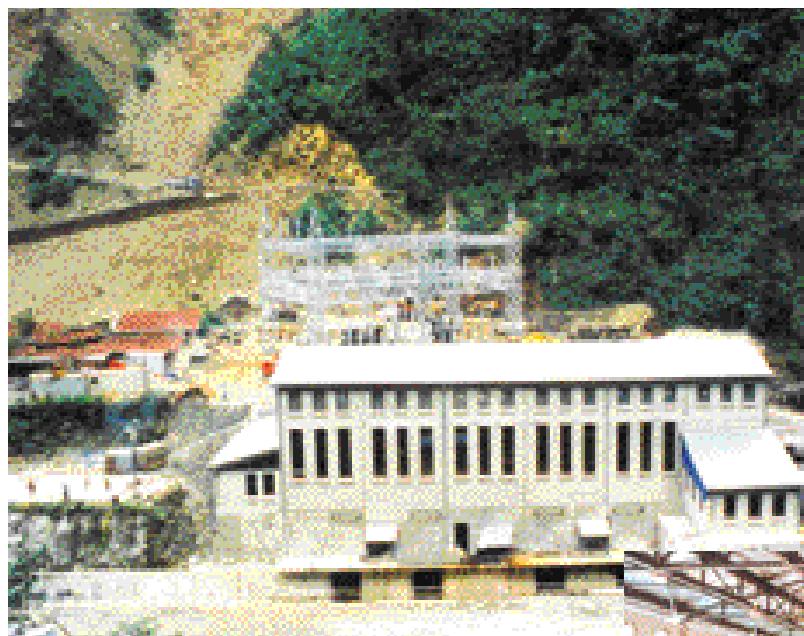
En 1999 se incorporaron al Sistema Interconectado Nacional las siguientes

Planta o Unidad Generadora	Fecha de ingreso
Guaracachi N° 9	64.4 MW
Guaracachi N° 10	64.4 MW
Kanata	7.6 MW
Huaji	29.0 MW
Chururaqui 1 (reingreso)	13.0 MW
Chururaqui 2 (reingreso)	6.0 MW

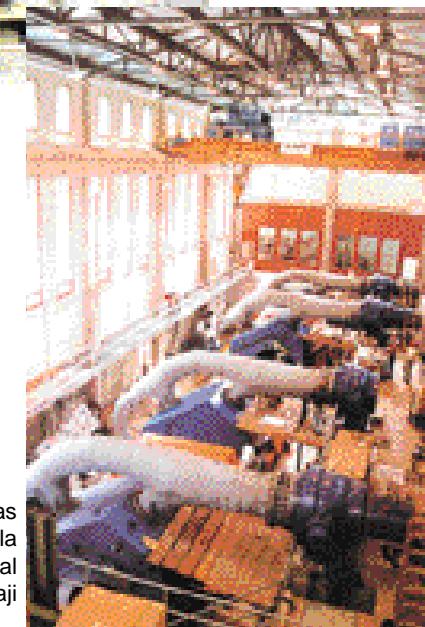
Plantas y Unidades Generadoras:

La central Chururaqui reingresó al sistema luego del siniestro que sufrió en 1998.





Central Hidroeléctrica Huaji



Turbinas
de la
Central
Huaji



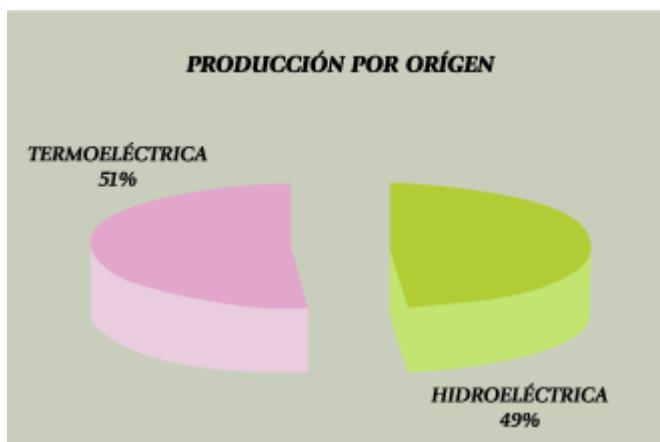
Turbinas a gas
9 y 10 de
Guaracachi

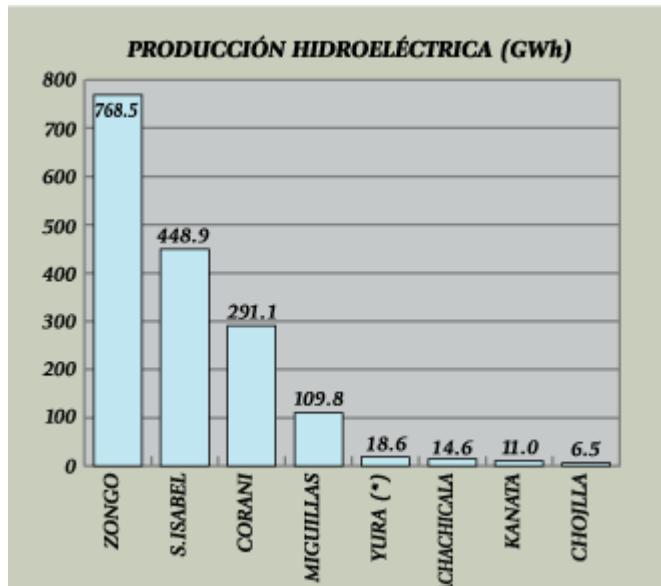
Producción bruta de energía

La producción bruta de energía de plantas que operan en el MEM fue de 3,432.5 GWh con un incremento de 4.1% respecto a la generada en 1998. La producción hidroeléctrica fue de 1,669 GWh (49% del total) y la termoeléctrica de 1,763.5 GWh (51% del total).

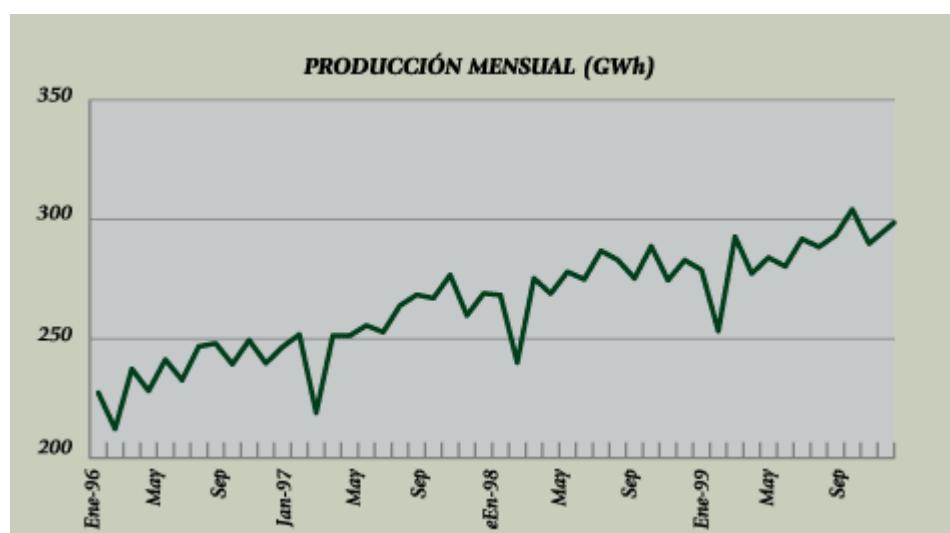
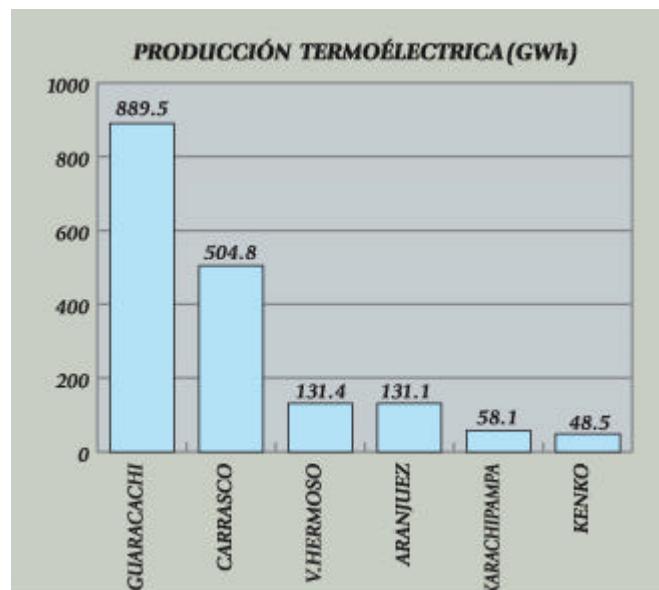
La producción por plantas en los dos últimos años fue la siguiente:

PRODUCCION DE ENERGIA PARA EL MEM (GWh)		
	1999	1998
<u>Hidroeléctricas</u>		
Zongo y Achachicala	783.2	702.4
Miguillas	109.7	123.8
Corani	291.1	234.6
Santa Isabel	448.9	376.3
Yura (Excedentes)	18.6	18.1
Kanata	11.0	--
Chojlla	6.5	2.1
<u>Termoeléctricas</u>		
Guaracachi	889.5	755.4
Karachipampa	58.1	51.8
Aranjuez	131.1	133.1
Valle Hermoso	131.4	204.0
Carrasco	504.8	655.7
Kenko	48.5	39.5
Total	3,432.5	3,296.8





* Excedentes



Inyecciones de energía al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

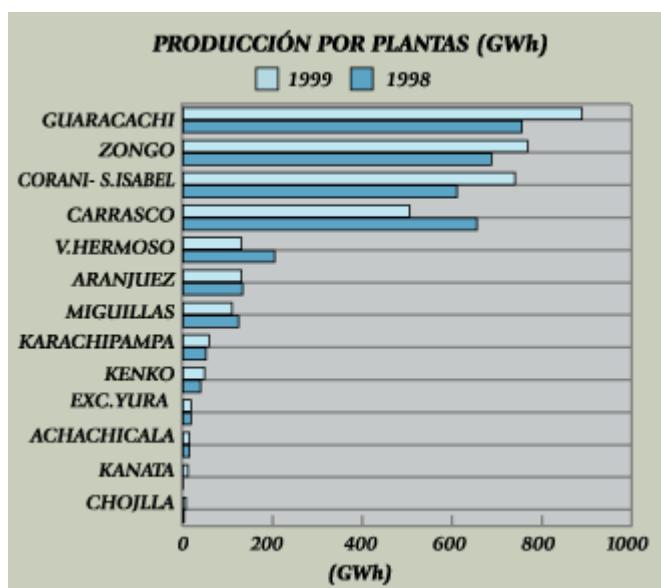
De la energía bruta generada, se inyectó al MEM 3,368.5 GWh, el saldo, 64 GWh, corresponde a consumos propios, pérdidas de transmisión y ventas directas realizadas por algunos generadores.

Potencia Firme

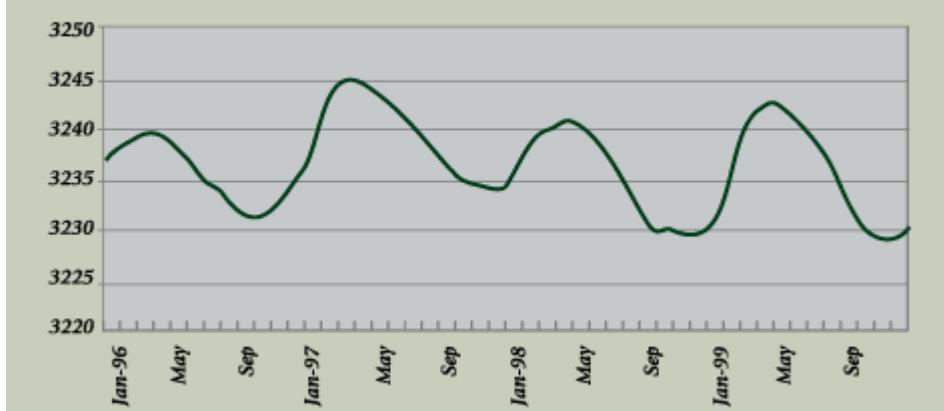
La potencia firme de las unidades de generación, aplicable al periodo mayo/99–abril/00, es la siguiente:

POTENCIA FIRME

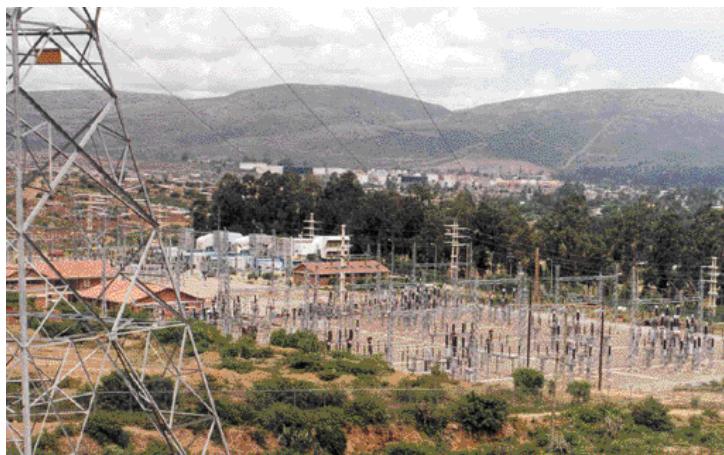
CENTRAL	MW
Zongo y Achachicala	143.64
Miguillas	17.60
Corani – Santa Isabel	126.00
Kanata	6.48
Chojlla	0.85
Guaracachi	184.99
Carrasco	88.14
Valle Hermoso	45.37
Aranjuez	15.58
Kenko	14.02
Karachipampa	10.75
Total	653.42



COTAS DE EMBALSE CORANI (m.s.n.m.)



TRANSMISIÓN



Subestación Valle Hermoso

El sistema de transmisión no ha cambiado su configuración, y su comportamiento con relación a 1998 ha mejorado de acuerdo a los índices de duración y frecuencia de las desconexiones.

En la gestión de 1999 se han identificado componentes del STI en los que la demanda de capacidad de

transporte ha sido superior a su capacidad operativa. El autotransformador en Guaracachi fue insuficiente para efectuar un despacho económico y la capacidad actual de la línea Potosí - Aranjuez es insuficiente para cubrir la demanda de Sucre cuando la turbina instalada en esa ciudad está indisponible, debiendo recurrirse a generación con unidades que operan con diesel y gas natural.

Las ampliaciones de la capacidad del STI para el abastecimiento a Santa Cruz y a Sucre son urgentes por lo que el Comité les asignó carácter prioritario.

DESPACHO DE CARGA

En los primeros 4 meses de 1999, el despacho de carga se caracterizó por la necesidad de efectuar racionamientos de energía en horas de máxima demanda, debido a la indisponibilidad de unidades generadoras por mantenimiento y la falta de reserva fría en el sistema.

En este periodo se administró carga mediante control de tensión y apertura de alimentadores de los sistemas de distribución, de acuerdo con un plan previamente establecido. La carga racionada al MEM fue del orden de 3% de la demanda máxima, con una duración de hasta dos horas en algunos días laborables.

La puesta en servicio de varias plantas en mayo y junio de 1999 permitió operar normalmente el resto del año. A fines de 1999 la reserva de capacidad en el sistema equivalía a 18% de la demanda máxima.

Programación del despacho de carga

La programación del despacho de carga tanto de mediano como de corto plazo no ha incluido a los sistemas de COBEE por las limitaciones de los modelos de programación, por lo que la programación propia de esa Empresa se admite como óptima y se incorpora a la del resto del sistema.

En abril y octubre se elaboró la programación anual para los próximos 12 meses; el resumen de los resultados de la programación semestral y la operación real en 1999 es el siguiente:

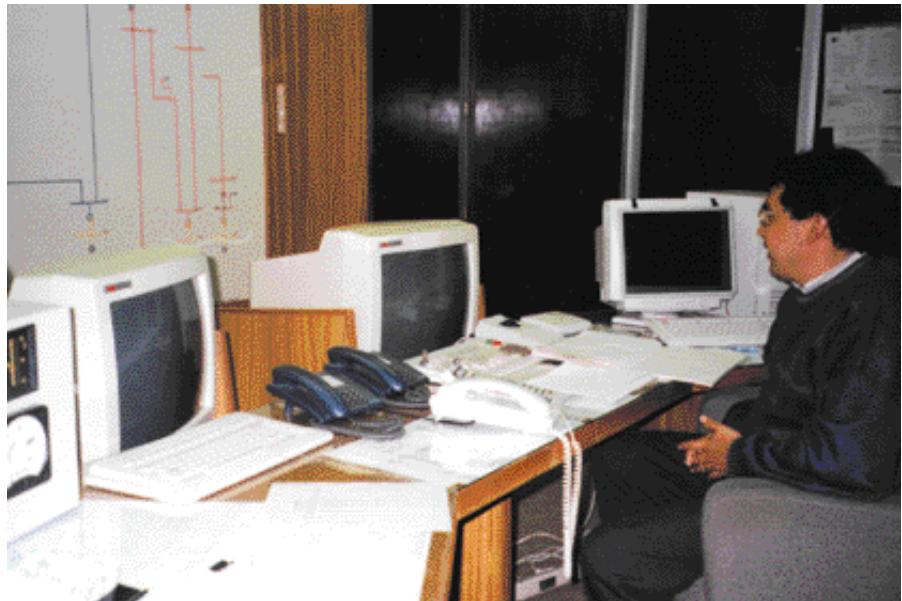
Las principales causas de las diferencias entre lo programado y la producción

ENERGIA PROGRAMADA Y DESPACHADA EN EL MEM (GWh)			
PLANTA	PROGRAMADA	DESPACHADA	DIFERENCIA
Zongo, Achachicala	707.4	765.8	+8.3%
Miguillas	109.3	105.4	-3.6%
Corani-Santa Isabel	630.0	739.9	+17.4%
Kanata	25.3	10.7	-57.7%
Chojlla	7.4	6.1	-17.6%
Yura (excedentes)	20.3	18.6	-8.4%
Guaracachi	1032.5	859.9	-16.7%
Karachipampa	68.4	57.6	-15.8%
Aranjuez	135.2	130.4	-3.6%
Valle Hermoso	92.2	129.7	40.7%
Carrasco	554.5	495.8	-10.6%
Kenko	51.0	48.5	-4.9%
Total	3,433.5	3,368.5	-1.9%

real, son la indisponibilidad no prevista de unidades generadoras por mantenimientos o salidas forzadas, las diferencias entre el régimen hidrológico previsto y el real y la variación entre el precio de gas usado en la programación anual y los precios reales establecidos mensualmente por la Superintendencia de Hidrocarburos.

Coordinación de la operación en tiempo real

La operación en tiempo real fue coordinada por el CNDC mediante el sistema de adquisición de datos (Scada) de propiedad de la empresa Transportadora de Electricidad. Este sistema no cuenta con el hardware ni software adecuados para realizar las tareas de coordinación debida. Para compensar en parte dichas deficiencias, el personal de coordinación debe realizar muchas labores fuera de línea.



DESEMPEÑO DEL SISTEMA

La disponibilidad operacional de las instalaciones de generación en 1999, medida como el porcentaje de tiempo en el año en que estaban operando o en condición de operar fue de 92.13%; la disponibilidad de las termoeléctricas fue de 91.31% y de las hidroeléctricas de 97.42%.

La disponibilidad operacional del Sistema Troncal de Interconexión (STI) en 1999 fue de 99.76%.

El tiempo total de interrupción del suministro en 1999 fue de 95 minutos, con el siguiente desglose:

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO	
Origen	Minutos
Fallas en generación	55
Fallas en el STI	21
Déficit de capacidad de generación	19
Total	95

Este tiempo es el cociente entre la energía interrumpida y la demanda máxima coincidental del sistema en el año

TRANSACCIONES ECONOMICAS

Las Empresas que operaron en 1999 con contratos de compra – venta de energía fueron: COBEE con las Empresas Distribuidoras Electropaz (La Paz) y Elfeo (Oruro y Catavi) y Valle Hermoso con Inti Raymi. Los demás Agentes del MEM operaron en el mercado spot de energía.

Las transacciones en el mercado spot se realizaron en base a los costos marginales horarios, factores de nodo y registros del sistema de medición comercial en cada nodo.

El resumen de las transacciones económicas en 1999, luego de ajustes por reliquidación de potencia y peajes, es el siguiente:

TRANSACCIONES ECONOMICAS EN 1999 (M Bs.)				
CONCEPTO	Consumidores	Generadores	TOTAL	
Energía	256,737		256,737	42%
Potencia	238,460		238,460	39%
Transporte				
Ingreso Tarifario	10,205		10,205	2%
Peaje	42,208	64,756	106,965	17%
Total	547,610	64,756	612,367	
	90%	10%	100%	100%

Tasa de cambio media anual: 5.82 Bs/US\$

En el cuadro anterior no se incluyen las transacciones económicas resultantes de contratos de compra – venta de energía entre COBEE con ELECTROPAZ y ELFEO y entre V. HERMOSO con Inti Raymi. Las transacciones totales, valorizadas a precios spot, serían las siguientes:

TRANSACCIONES TOTALES CON PRECIOS SPOT EN 1999 (M Bs.)				
CONCEPTO	Consumidores	Generadores	TOTAL	
Energía	378,354		378,354	44%
Potencia	360,427		360,427	42%
Transporte				
Ingreso Tarifario	10,205		10,205	1%
Peaje	82,339	24,626	106,965	12%
Total	831,325	24,626	855,951	
	97%	3%	100%	100%

Tasa de cambio media anual: 5.82 Bs/US\$

PRECIOS DE ENERGIA

Precios de nodo

Dentro de sus funciones, el CNDC elaboró estudios de precios para los semestres que se inician en mayo y noviembre. Estos estudios fueron la base para que la Superintendencia apruebe los precios de nodo para las Empresas Distribuidoras.

Los precios de nodo se componen de: precio por energía, por potencia y por transmisión. Los precios de energía son los máximos reconocidos a las Empresas Distribuidoras para ser transferidos a los consumidores finales, no obstante éstas Empresas compran energía en el mercado spot.

El precio de la potencia tiene vigencia de un año a partir de mayo y no es sujeto de ajustes en ese periodo.

El precio por transmisión o peaje se fija de la misma forma que el precio de la potencia, pero semestralmente es ajustado con los valores reales del ingreso tarifario, de modo tal, que la suma del peaje y el ingreso tarifario igualen a los ingresos que debe percibir el Transmisor.

Los precios de nodo aplicados en 1999 fueron los siguientes:

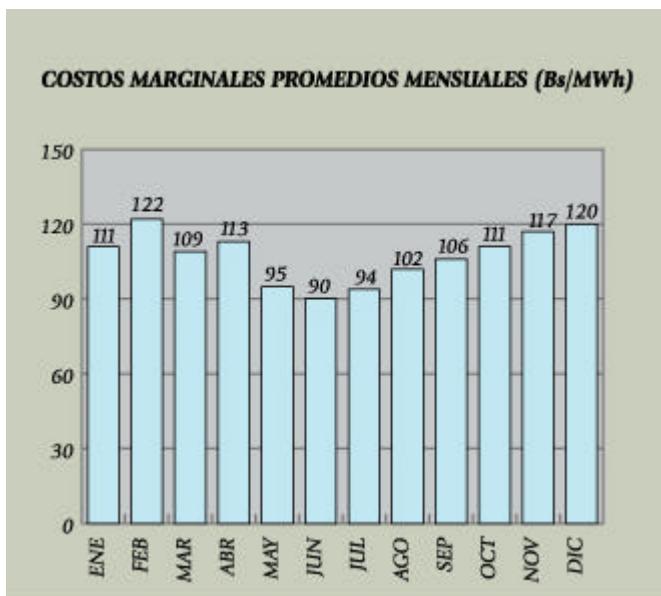
Costos marginales de energía

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

COSTOS MARGINALES DE ENERGIA EN 1999 (Bs/MWh) con IVA			
	ENE – ABR	MAY-OCT	NOV – DIC
A nivel de generación			
• Previsto	107.30	108.08	105.37
• Real	113.65	99.75	118.86
A nivel de Nodos			
• Previsto	110.26	113.92	108.16
• Real	123.99	106.87	122.95

Tasa de cambio media anual: 5.82 Bs/US\$

En general, las diferencias entre lo previsto y lo real se deben a cambios en la oferta y demanda de energía y a la metodología definida en los Reglamentos de la Ley de Electricidad.



Precio de potencia

El precio básico de potencia, calculado para el periodo mayo/99 – abril/00, se basa en una turbina a gas de 63 MW ISO, seleccionada de acuerdo con la metodología vigente, con un costo total de 541.65 US\$ por kW de potencia efectiva en el sitio. El nodo de referencia se ubicó en Carrasco.

Este precio, junto a los factores de nodo por potencia, determinaron los siguientes precios que fueron aplicados en 1999:

PRECIOS PROMEDIOS DE POTENCIA EN 1999 (Bs/kW-mes) con IVA			
	ENE – ABR	MAY-OCT	NOV – DIC
Precio Básico	43.23	43.75	44.90
Precio medio en nodos	45.23	49.10	50.52

Tasa de cambio media anual: 5.82 Bs/US\$

Costo por transmisión

El costo de transmisión incluido en los precios de nodo corresponde al valor del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, definido por la Superintendencia de Electricidad.

Dicho costo fue asignado a generadores y consumidores de acuerdo con la metodología señalada en reglamento entre ingreso tarifario (relacionado con las pérdidas marginales de transmisión) y peajes. Los peajes resultantes fueron los siguientes:

PEAJES DE TRANSMISION EN 1999 (Bs/kW-mes) con IVA			
	ENE – ABR	MAY-OCT	NOV – DIC
Generadores	3.34	3.22	2.87
Consumidores	11.01	10.44	11.43
Promedio	7.14	6.58	7.12

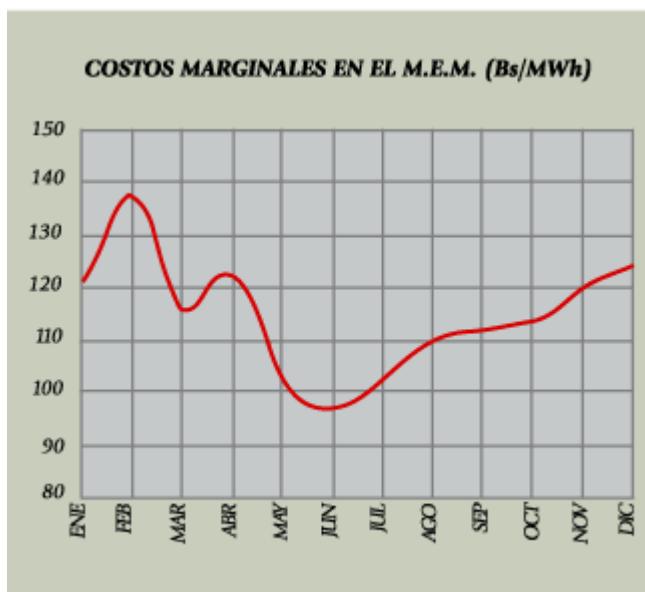
Tasa de cambio media anual: 5.82 Bs/US\$

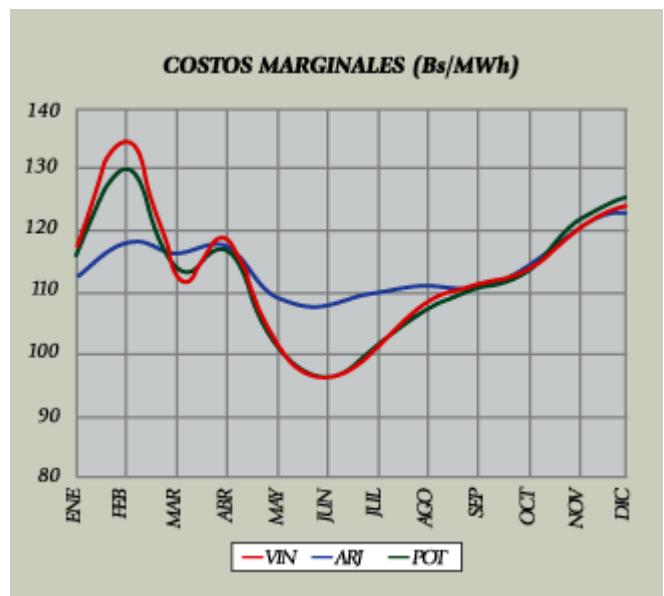
Precios medios en el mercado Spot

Los precios medios en el mercado Spot, considerando los reajustes por potencia y por peajes, son los siguientes:

PRECIOS MEDIOS EN EL MERCADO SPOT (CON IVA)				
	Cargo por ENERGIA Bs/MWh	Cargo por POTENCIA Bs/kW-mes	Cargo por PEAJE Bs/kW-mes	PROMEDIO MONOMICO Bs/MWh
CRE	112	43.8	2.0	214
ELECTROPAZ	128	53.5	17.1	298
ELFEC	111	45.1	11.0	243
ELFEO	116	47.8	25.4	314
SEPSA	113	50.1	9.9	255
CESSA	115	51.8	6.6	253
PROMEDIO	116	48.1	10.8	251

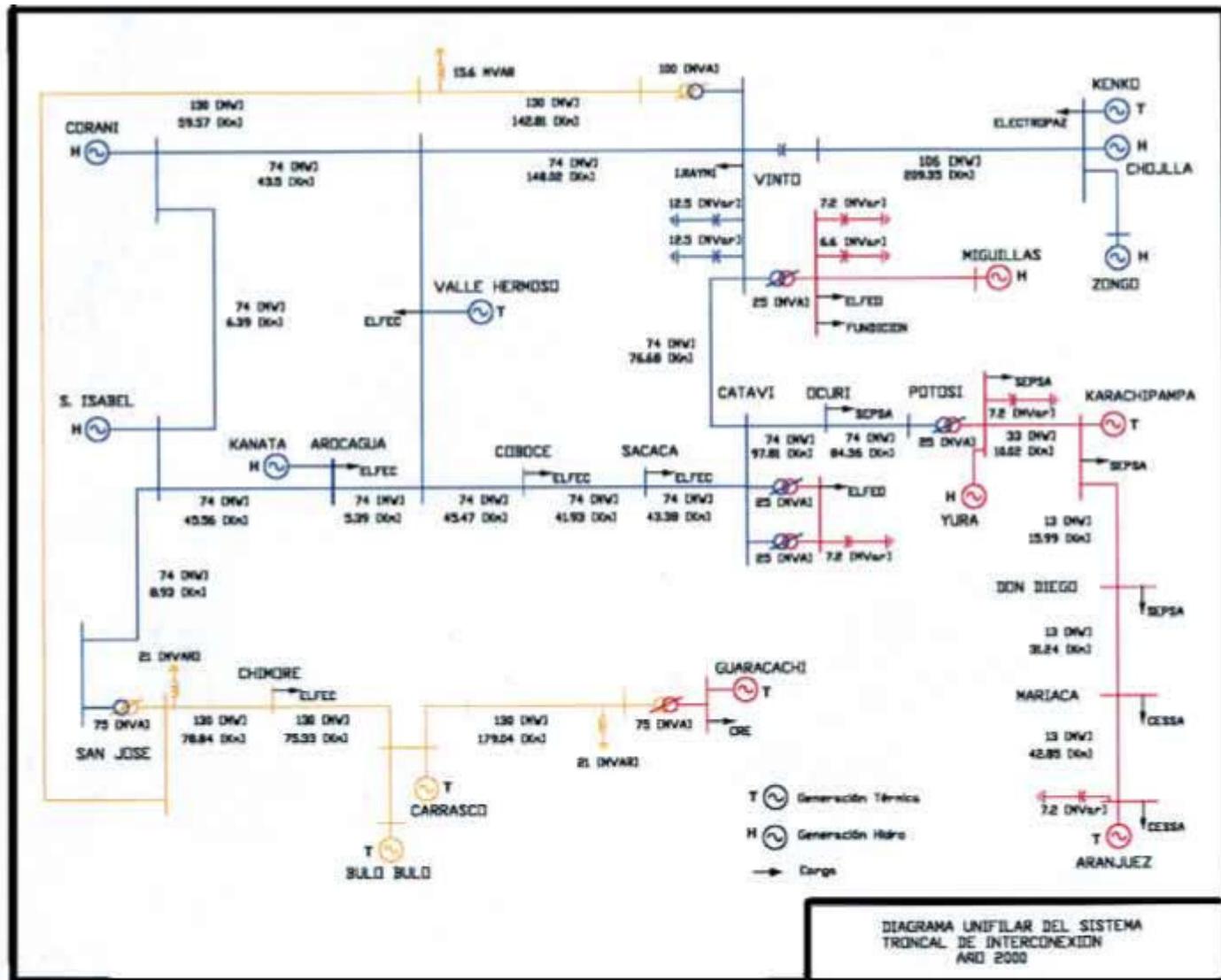
Tasa de cambio media anual: 5.82 Bs/US\$





ANEXOS

1. Diagrama unifilar del Sistema Troncal de Interconexión
2. Parque de generación
3. Capacidad operativa de transmisión
4. Producción bruta de energía
5. Inyecciones de energía
6. Retiros de energía
7. Demandas Máximas
8. Potencia Máxima transmitida en los principales tramos del STI
9. Potencia de Punta y Potencia Firme
10. Indisponibilidad de unidades generadoras
11. Fallas más significativas y desconexiones en el STI
12. Costos Marginales promedios básicos
13. Costos Marginales promedios en Nodos
14. Precios medios
15. Precios de gas natural
16. Curva de carga típica



PARQUE DE GENERACION EN DICIEMBRE DE 1999

CENTRAL	EMPRESA	AÑO PUESTA EN SERVICIO	TIPO	N° DE UNIDADES	CAPACIDAD (MW)
HIDROELECTRICAS					
ACHACHICALA	COBEE	1909-1952	HIDRO	3	4.0
ZONGO	COBEE	1938-1999	HIDRO	22	172.9
MIGUILLAS	COBEE	1931-1958	HIDRO	8	18.3
CORANI	CORANI	1967-1980	HIDRO	4	54.0
SANTA ISABEL	CORANI	1973-1983	HIDRO	4	72.0
CHOJLLA	HIDROBOL	1998	HIDRO	2	0.9
KANATA	SYNERGIA	1999	HIDRO	1	7.6
TOTAL HIDROELECTRICAS				44	329.7
TERMOELECTRICAS					
GUARACACHI (25 °C)	GUARACACHI	1975-1999	TG	10	296.7
ARANJUEZ (14 °C)	GUARACACHI	1974-1992	TG y DF	5	29.4
KARACHIPAMPA (9 °C)	GUARACACHI	1982	TG	1	14.2
CARRASCO (25 °C)	V. HERMOSO	1996	TG	2	111.9
V. HERMOSO (18 °C)	V. HERMOSO	1991-1993	TG	4	74.2
KENKO (10 °C)	COBEE	1995	TG	2	17.6
TOTAL TERMOELECTRICAS				24	544.0
TOTAL				68	873.7

CAPACIDAD OPERATIVA DE TRANSMISION EN DICIEMBRE DE 1999

TENSION DE OPERACION	Longitud Km			Conductor MCM	Capacidad MVA
	230 kV	115 kV	69 kV		
Kenko - Senkata1		6.28		397.5	78.0
Kenko - Senkata2		7.95		954.0	123.0
Senkata - Vinto		201.40		954.0	111.6
Vinto - V. Hermoso		148.02		397.5	78.0
Vinto - V. Hermoso	142.85			954.0	137.0
V. Hermoso - Arocagua		5.39		397.5	78.0
Valle Hermoso - Corani		43.50		397.5	78.0
Corani - Santa Isabel		6.39		397.5	78.0
Santa Isabel - San José		8.93		397.5	78.0
Valle Hermoso - San José	59.53			954.0	137.0
San José - Chimoré	78.46			954.0	137.0
Chimoré - Carrasco	75.42			954.0	137.0
Carrasco - Guaracachi	179.19			954.0	75.0
Santa Isabel - Arocagua		45.56		397.5	78.0
V. Hermoso - Coboce		45.47		397.5	78.0
Coboce - Sacaca		41.93		397.5	78.0
Sacaca - Catavi		43.38		397.5	78.0
Catavi - Vinto		76.67		397.5	78.0
Catavi - Ocurí		97.81		397.5	50.0
Ocurí - Potosí		84.36		397.5	50.0
Potosí - Karachipampa			10.02	266.8	35.0
Karachipampa - Don Diego			15.99	266.8	13.6
Don Diego - Mariaca			31.24	266.8	13.6
Mariaca - Aranjuez			42.85	266.8	13.6
TOTAL	535.45	863.04	100.10		

CAPACIDAD OPERATIVA DE SUBESTACIONES EN DICIEMBRE DE 1999

S/E	CAPACIDAD	TENSION	S/E	CAPACIDAD	TENSION
Guaracachi (*)	3 X 25 MVA	230/69 kV	Vinto (*)	3 X 33 MVA	230/115 kV
Kenko	24 MVA	115 Y 69 kV	Vinto	25 MVA	115/69 kV
Potosí	25 MVA	115/69 kV	Vinto	24 MVAr	115 kV
Potosí	7.2 MVAr	69 kV	Vinto	13,8 MVAr	69 kV
Catavi	2 X 25 MVA	115/69 kV	San José (*)	3 X 25 MVA	230/115 kV
			Aranjuez	7.2 MVAr	69 kV

PRODUCCION BRUTA DE ENERGIA EN 1999

MWh

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	DIC
HIDROELECTRICA													
ZONGO	72,381.6	63,940.9	79,162.9	61,877.1	55,129.6	45,772.7	43,865.5	39,312.1	56,437.4	73,322.1	78,844.0	98,418.5	768,464.1
S.ISABEL	39,205.0	40,467.0	44,503.0	45,716.0	44,809.0	42,057.0	43,479.0	45,414.0	33,821.0	22,363.0	16,371.0	30,650.0	448,855.0
CORANI	23,067.0	22,041.0	25,711.0	27,703.0	30,385.0	29,992.0	31,054.0	32,645.0	24,193.0	14,906.0	10,299.0	19,091.0	291,087.0
MIGUILLAS	8,228.5	6,772.8	12,890.7	10,853.7	8,885.7	9,298.0	10,269.3	9,495.2	9,525.3	10,328.2	6,973.1	6,291.7	109,812.4
YURA (*)	1,324.7	1,707.4	1,239.7	1,517.7	1,401.2	1,984.3	2,223.4	2,220.0	1,986.4	1,024.3	1,274.5	691.3	18,594.8
ACHACHICALA	1,230.9	991.6	1,336.6	1,297.1	1,250.4	1,245.6	1,289.7	1,302.8	1,237.7	1,242.4	1,133.6	1,198.0	14,756.3
KANATA					578.5	1,502.5	1,477.6	1,494.5	1,398.6	1,570.3	1,549.0	1,452.0	11,023.0
CHOJLLA	505.3	519.3	566.9	432.6	464.5	590.5	608.2	543.1	578.2	608.1	549.9	543.3	6,509.9
SUBTOTAL	145,943.0	136,440.1	165,410.7	149,397.2	142,903.8	132,442.5	134,266.7	132,426.7	129,177.5	125,364.3	116,994.3	158,335.7	1,669,102.5
TERMOELECTRICA													
GUARACACHI	66,221.2	63,869.9	67,347.2	63,688.7	81,654.8	83,288.3	78,436.0	78,293.7	76,977.1	78,994.0	77,957.6	72,782.8	889,511.2
CARRASCO	37,225.6	19,735.9	32,636.3	35,321.1	33,165.2	42,968.2	55,607.2	46,619.3	55,530.1	58,686.9	53,908.3	33,434.6	504,838.7
V.HERMOSO	8,917.8	14,731.9	8,418.9	9,108.9	8,401.3	3,625.3	4,815.4	9,562.8	10,447.3	17,583.7	21,042.5	14,766.1	131,421.8
ARANJUEZ	12,338.4	11,944.6	10,348.0	10,920.3	10,519.6	10,170.0	9,311.8	11,401.5	11,158.1	11,666.6	10,302.4	10,985.5	131,066.8
KARACHIPAMPA	4,220.2	3,076.7	4,101.9	4,437.5	3,070.0	3,241.6	4,824.9	5,151.7	5,241.2	8,117.4	6,314.0	6,295.0	58,092.2
KENKO	3,967.4	3,538.3	4,449.4	4,445.0	4,328.1	4,589.3	4,553.3	4,963.5	4,727.1	3,679.3	3,299.6	1,982.2	48,522.5
SUBTOTAL	116,897.3	116,897.3	127,301.6	127,921.6	141,139.0	147,882.7	157,548.6	155,992.4	164,080.9	178,727.9	172,824.4	140,246.2	1,763,453.1
TOTAL	278,833.6	253,337.4	292,712.2	277,318.9	284,042.8	280,325.2	291,815.3	288,419.1	293,258.4	304,092.2	289,818.6	298,581.9	3,432,555.6

(*) Solamente excedentes para el Mercado Eléctrico Mayorista

INYECCIONES DE ENERGIA AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA EN 1999
MWh

CENTRAL	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
GUARACACHI	GCH	63,253	61,087	64,288	61,036	78,935	80,737	75,981	75,632	74,982	76,630	76,229	71,107	859,896
ONGO, ACH. Y KENKO	KEN	75,886	66,925	83,016	65,754	59,677	50,647	48,734	44,578	61,198	76,933	81,786	99,130	814,264
CARRASCO	CAR	36,541	19,293	31,970	34,568	32,554	42,261	54,739	45,836	54,612	57,707	52,998	32,752	495,832
SANTA ISABEL	SIS	39,205	40,467	44,503	45,716	44,809	42,057	43,479	45,414	33,821	22,363	16,371	30,650	448,856
CORANI	COR	23,067	22,041	25,711	27,703	30,385	29,992	31,054	32,645	24,193	14,906	10,299	19,091	291,087
RANJUEZ	ARJ	12,295	11,909	10,291	10,863	10,466	10,095	9,233	11,354	11,109	11,603	10,250	10,949	130,417
ALLE HERMOSO	VHE	8,771	14,564	8,254	8,976	8,250	3,523	4,704	9,425	10,321	17,421	20,861	14,612	129,681
IGUILAS	VIN	7,920	6,502	12,343	10,409	8,543	8,941	9,870	9,132	9,142	9,936	6,690	5,985	105,413
CARACHIPAMPA	KAR	4,186	3,050	4,068	4,401	3,047	3,222	4,787	5,110	5,200	8,061	6,268	6,253	57,652
TURA (Excedentes)	POT	1,325	1,707	1,240	1,518	1,401	1,984	2,223	2,220	1,986	1,024	1,275	691	18,595
ANATA	ARO	-	-	-	-	579	1,452	1,429	1,445	1,349	1,517	1,497	1,404	10,672
CHOJLLA	KEN	477	490	535	408	438	557	574	512	546	574	519	513	6,142
TOTAL INYECCIONES		272,926	248,034	286,219	271,353	279,084	275,469	286,806	283,304	288,459	298,676	285,042	293,135	3,368,508

RETIROS DE ENERGIA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA EN 1999
MWh

EMPRESA	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
CRE	GCH	96,442	89,040	99,446	91,195	91,311	85,608	88,182	90,480	99,659	102,389	101,129	102,370	1,137,248
ELECTROPAZ	KEN	78,707	72,673	85,845	81,358	85,496	85,289	89,909	87,991	85,066	88,004	80,645	83,988	1,004,974
ELFEO	VIN	12,186	10,054	13,308	11,783	11,777	12,288	13,198	12,082	12,844	13,409	12,502	12,713	148,143
ELFEO	CAT	4,685	4,595	4,173	4,849	5,364	5,475	5,747	5,856	5,567	5,214	5,214	5,334	62,073
SUBTOTAL		16,871	14,648	17,481	16,632	17,141	17,763	18,945	17,938	18,412	18,623	17,716	18,046	210,216
ELFEC	ARO	30,707	28,057	31,982	31,003	31,922	32,017	33,320	32,350	32,007	33,163	31,486	32,834	380,848
ELFEC	VHE	10,814	9,651	11,240	11,415	11,909	11,194	11,516	11,952	11,682	13,009	12,082	12,596	139,061
ELFEC	CBC	3,045	2,802	3,104	2,412	3,207	3,277	2,529	1,383	2,675	3,630	3,299	3,166	34,528
ELFEC	CHI	1,135	1,031	1,169	1,104	1,123	1,063	1,084	1,160	1,223	1,285	1,195	1,176	13,749
SUBTOTAL		45,701	41,541	47,496	45,934	48,161	47,550	48,450	46,845	47,587	51,087	48,062	49,773	568,187
CESSA	ARJ	9,561	7,447	9,462	9,291	9,261	9,834	9,906	9,916	9,827	10,541	9,547	9,308	113,900
CESSA	MAR	20	19	20	19	17	18	21	19	20	21	20	15	228
SUBTOTAL		9,580	7,466	9,481	9,309	9,278	9,852	9,927	9,935	9,847	10,562	9,566	9,324	114,128
SEPSA	POT	6,244	5,357	6,421	6,281	6,241	6,293	6,818	6,485	6,395	6,638	6,142	6,640	75,954
SEPSA	DDI	1,064	909	1,083	1,023	916	919	1,058	1,008	1,057	1,062	929	1,046	12,073
SEPSA	OCU	74	96	118	125	76	62	43	49	51	57	66	149	960
SEPSA	SAC	20	24	25	24	25	24	25	32	26	27	26	27	301
SEPSA	KAR	19	17	21	20	22	23	23	24	23	21	18	18	241
SUBTOTAL		7,421	6,403	7,668	7,473	7,280	7,321	7,967	7,597	7,552	7,806	7,181	7,880	89,549
RIO ELECTRICO	POT	5	5	7	5	9	3	1	-	2	12	22	51	120
INTI RAYMI	VIN	12,550	11,331	12,710	12,837	13,041	13,658	13,935	13,084	12,997	13,736	13,838	14,276	157,992
EMV	VIN	1,860	1,460	2,112	2,052	1,962	2,063	1,947	2,113	1,994	2,239	3,194	3,177	26,173
TOTAL RETIROS		269,138	244,567	282,247	266,794	273,677	269,107	279,262	275,983	283,116	294,457	281,353	288,885	3,308,581
PERDIDAS	MWh	3,788	3,467	3,973	4,559	5,406	6,362	7,545	7,320	5,343	4,218	3,689	4,251	59,920
	%	1.4%	1.4%	1.4%	1.7%	1.9%	2.3%	2.6%	2.6%	1.9%	1.4%	1.3%	1.5%	1.8%

DEMANDAS MAXIMAS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA EN 1999
MW

AGENTE	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MAXIMA
CRE	GCH	210.22	206.17	212.85	213.44	210.44	197.21	204.18	212.50	220.36	223.75	225.58	231.70	231.70
ELECTROPAZ	KEN	196.39	194.97	206.16	206.93	211.28	214.85	219.74	217.44	215.38	215.70	207.02	212.46	219.74
ELFEO	VIN69	27.59	25.93	28.95	28.42	28.58	31.22	32.21	35.55	32.19	32.82	30.25	29.86	35.55
ELFEO	CAT	14.69	14.81	14.05	14.63	13.67	13.13	13.03	13.41	12.15	12.35	13.00	12.26	14.81
ELFEC	VHE	28.94	29.81	29.38	30.80	31.75	29.42	30.37	31.06	31.67	32.57	31.67	33.61	33.61
ELFEC	CBC	5.58	5.63	5.60	5.65	5.75	5.78	5.73	2.48	5.80	5.85	5.88	5.83	5.88
ELFEC	ARO	71.24	71.88	73.09	73.77	74.54	76.10	75.59	76.32	75.39	74.19	73.13	73.43	76.32
ELFEC	CHI	3.07	3.04	3.10	3.10	3.14	3.17	3.20	3.34	3.38	3.37	3.31	3.35	3.38
CESSA	ARJ	22.12	21.88	22.78	22.84	22.77	22.73	22.66	23.24	23.09	23.09	22.66	22.41	23.24
CESSA	MAR	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.07
SEPSA	OCU	0.29	0.32	0.33	0.32	0.32	0.30	0.20	0.20	0.23	0.24	0.35	0.45	0.45
SEPSA	POT	14.22	13.97	14.97	15.30	15.30	15.46	15.55	15.55	15.38	15.38	14.97	15.05	15.55
SEPSA	DDI	2.34	2.43	2.47	2.51	2.59	2.56	2.54	2.64	2.70	2.67	2.43	2.40	2.70
SEPSA	SAC	0.12	0.13	0.14	0.13	0.13	0.13	0.13	0.15	0.14	0.10	0.10	0.10	0.15
SEPSA	KAR	0.07	0.09	0.06	0.07	0.06	0.10	0.08	0.07	0.11	0.07	0.08	0.08	0.11
RIO ELECTRICO	POT	0.78	3.47	1.40	0.80	3.15	0.68	1.66	-	2.28	3.55	1.80	3.87	3.87
INTI RAYMI	VIN115	20.30	19.55	19.76	20.84	20.74	22.03	22.57	21.92	20.41	21.60	21.82	22.36	22.57
EMV	VIN69	3.14	3.14	3.43	3.37	3.20	3.43	3.37	3.37	3.48	3.54	5.94	5.48	5.94

MAX. COINCIDENTAL		600.68	586.18	612.79	612.27	616.86	620.26	632.64	634.37	639.78	642.07	644.26	633.47	644.26
Día		Mie 13	Mie 03	Mie 17	Lun 05	Jue 06	Mar-15	Jue 29	Lun 30	Mar-07	Mié 20	Mié 17	Mar-21	Nov 17
Hora		20:15	20:00	20:00	19:45	19:15	19:15	19:30	19:45	19:30	19:45	19:45	20:00	19:45

POTENCIA MAXIMA INSTANTANEA TRANSMITIDA EN 1999
MW

COMPONENTE	VIN-KEN	KEN-VIN	GCH-CAR	CAR-GCH	SJO-CAR	CAR-SJO
ENE	77.4	48.6	0.0	73.1	61.1	72.0
FEB	70.4	47.9	0.0	72.0	63.8	35.0
MAR	79.2	52.7	0.0	74.1	63.6	81.5
ABR	87.6	48.0	3.1	75.0	57.2	95.7
MAY	95.2	30.6	41.0	71.5	95.3	123.6
JUN	86.6	7.4	53.9	59.1	33.6	119.0
JUL	93.1	13.9	41.3	62.7	29.3	122.9
AGO	92.8	0.0	44.3	78.4	21.5	105.6
SEP	91.3	73.9	26.1	76.8	40.9	104.4
OCT	70.2	71.8	34.2	73.2	22.2	109.8
NOV	52.9	77.3	55.8	76.4	49.0	118.7
DIC	56.5	90.6	20.6	73.4	68.2	122.2
MAXIMA	95.2	90.6	55.8	78.4	95.3	123.6

MW

COMPONENTE	KAR-ARJ	ARJ-KAR	CAT-POT	POT-CAT
ENE	11.0	16.4	11.5	16.0
FEB	7.5	20.2	15.4	24.3
MAR	14.7	18.8	20.4	19.3
ABR	12.6	15.4	20.3	16.7
MAY	18.0	14.3	24.6	19.7
JUN	13.8	8.4	21.4	14.8
JUL	14.1	10.1	21.2	20.0
AGO	12.5	11.9	19.8	20.1
SEP	11.1	10.3	26.5	19.0
OCT	14.7	8.7	19.7	19.6
NOV	12.2	11.2	22.5	20.3
DIC	11.2	10.5	23.5	18.0
MAXIMA	18.0	20.2	26.5	24.3

POTENCIA DE PUNTA
Miercoles 20 de Octubre de 1999
Hora : 19:45

CONSUMIDOR	NODO	kW
CRE	GCH	217,437
ELECTROPAZ	KEN	206,305
ELFEO	VIN	30,110
ELFEO	CAT	11,850
ELFEC	ARO	72,683
ELFEC	VHE	31,795
ELFEC	CBC	5,600
ELFEC	CHI	3,366
CESSA	ARJ	22,615
CESSA	MAR	15
SEPSA	POT	14,716
SEPSA	DDI	2,442
SEPSA	OCU	218
SEPSA	SAC	50
SEPSA	KAR	24
RIO ELECTRICO	POT	-
INTI RAYMI	VIN115	19,872
EMV	VIN	2,968
TOTAL		642,066

POTENCIA FIRME EN 1999

GENERADOR	NODO	kW
ZONGO, ACHACH.	KEN	143,637
SANTA ISABEL	SIS	72,000
CORANI	COR	54,000
MIGUILLAS	VIN	17,600
KANATA	ARO	6,484
CHOJLLA	KEN	850
GUARACACHI	GCH	184,994
CARRASCO	CAR	88,142
V. HERMOSO	VHE	45,365
ARANJUEZ	ARJ	15,582
KENKO	KEN	14,018
KARACHIPAMPA	KAR	10,754
TOTAL		653,426

**INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS EN 1999
(horas)**

HIDROELECTRICAS				TERMOELECTRICAS			
UNIDAD	PROGRAMADA	FORZADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	FORZADA	TOTAL
ACH1	137.6	15.3	152.9	ARJ1	32.7	1.4	34.1
ACH2	96.0	15.0	111.0	ARJ2	32.0	20.2	52.2
ACH3	96.0	15.0	111.0	ARJ3	16.0	21.7	37.7
ANG1	135.6	20.1	155.8	ARJ5	16.0	15.4	31.4
ANG2	57.1	22.1	79.2	ARJ6	0.8	1.0	1.7
BOT1	178.4	11.6	190.0	ARJ7	673.0	783.2	1456.2
BOT2	158.5	11.3	169.8	ARJ8	439.9	27.8	467.7
BOT3	182.8	13.0	195.8	CAR1	1322.3	24.6	1346.9
CAH1	581.9	74.3	656.2	CAR2	2295.6	11.7	2307.3
CAH2	274.4	23.1	297.5	GCH1	601.1	21.9	623.0
COR1	188.5	3.0	191.5	GCH10	1364.4	49.3	1413.6
COR2	176.2	3.1	179.3	GCH2	1813.5	37.8	1851.4
COR3	187.4	7.0	194.4	GCH3	42.4	946.4	988.8
COR4	180.5	9.0	189.5	GCH4	77.8	3.9	81.7
CRB1	189.8	60.8	250.5	GCH5	464.5	1.0	465.4
CUT1	54.9	63.4	118.4	GCH6	180.2	11.0	191.2
CUT2	87.5	13.9	101.4	GCH7	288.9	18.3	307.2
CUT3	21.9	13.5	35.4	GCH8	366.3	58.5	424.7
CUT4	153.4	9.8	163.2	GCH9	903.6	15.0	918.6
CUT5	95.0	18.0	113.0	KAR1	520.7	282.0	802.7
CHJ1	55.5	70.8	126.3	KEN1	72.9	53.7	126.6
CHJ2	109.8	335.6	445.3	KEN2	119.4	8.4	127.8
CHO1	52.8	70.8	123.6	VHE1	605.3	18.4	623.6
CHO2	88.0	2378.0	2466.1	VHE2	657.6	3.0	660.7
CHO3	158.1	23.6	181.7	VHE3	255.8	5.4	261.2
CHU1	16.8	5766.6	5783.4	VHE4	265.5	6.4	271.9
CHU2	40.8	8368.6	8409.3				
HAR1	179.9	37.5	217.4				
HAR2	191.5	96.0	287.6				
HUJ1	19.0	29.6	48.6				
HUJ2	16.7	55.7	72.4				
KAN1	0.0	110.7	110.7				
MIG1	121.2	20.0	141.2				
MIG2	134.4	20.0	154.5				
SAI1	325.5	24.7	350.2				
SIS1	201.7	1.4	203.0				
SIS2	192.1	0.0	192.1				
SIS3	192.3	0.5	192.8				

FALLAS MAS SIGNIFICATIVAS EN 1999

HORA	ORIGEN	COMPONENTE	PERIODO (MINUTOS)	CARGA RETIRADA MW	EMPRESAS CON RETIRO DE CARGA
0:39	Transmisión	L. CAT -POT	13	11	ELPZ, ELFEC,ELFEO
8:27	Subtransmisión	CRE	19	48	CRE
20:02	Generación	CUT5	95	19	ELPZ, ELFEC,ELFEO,CRE
8:01	Subtransmisión	ELPZ	113	115	ELPZ, ELFEC,ELFEO,CRE,SEPSA
14:37	Generación	GCH9	4	122	ELPZ, ELFEC,ELFEO,CRE,SEPSA
8:41	Generación	GCH9	54	290	ELPZ,ELFEC,ELFEO,CRE,SEPSA,I.RAIMY,EMV
14:50	Generación	GCH9	8	19	ELPZ, ELFEC,ELFEO,CRE
13:32	Generación	GCH9	8	106	ELPZ, ELFEC,ELFEO,CRE
12:19	Subtransmisión	CRE	41	50	CRE
19:20	Transmisión	L. POT-KAR	4	16	CESSA
19:06	Generación	GCH9	12	154	ELPZ, ELFEC,ELFEO,CRE,SEPSA
2:58	Transmisión	L. CAR-SJO	79	95	ELPZ, ELFEC,ELFEO,CRE,SEPSA,I.RAIMY
0:42	Generación	GCH9	11	30	ELPZ, ELFEC,ELFEO,CRE,SEPSA

DESCONEXIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISION EN 1999

LINEA	NUMERO	TIEMPO (minutos)	LINEA	NUMERO	TIEMPO (minutos)
CAR-SJO	4	79	COR-VHE	2	19
ARJ-KAR	7	52	VHE-VIN	3	13
KAR-POT	5	49	CAT-POT	4	11
COR-SIS	1	40	CAT-VHE	3	7
SIS-SJO	4	38	KEN-VIN	3	6
CAR-GCH	1	34	SJO-VIN	1	5
ARO-VHE	1	27	CAT-	1	3

COSTOS MARGINALES PROMEDIOS BASICOS - 1999 (Bs/MWh con IVA)

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	95.92	96.48	88.99	84.32	80.41	78.49	85.69	89.31	97.65	102.46	108.58	109.24	93.13
2	94.41	96.04	87.94	82.92	77.35	77.79	83.18	87.60	96.74	101.34	106.21	108.59	91.68
3	93.53	95.79	87.39	82.04	76.95	78.07	82.75	86.70	96.37	100.13	106.33	107.65	91.14
4	93.03	95.76	86.86	81.59	77.04	77.56	82.74	85.88	95.78	100.16	104.27	106.43	90.59
5	93.63	95.65	86.69	82.78	77.19	77.52	82.78	85.68	95.68	99.74	103.63	107.06	90.67
6	92.87	96.46	90.62	93.21	81.23	79.30	83.40	86.93	96.97	100.79	104.22	107.02	92.75
7	94.72	99.29	94.85	99.80	87.92	84.24	86.54	93.92	101.16	104.57	109.29	108.74	97.09
8	102.62	117.90	100.43	104.77	95.75	85.96	90.29	100.05	105.45	109.33	113.03	109.75	102.94
9	105.87	107.31	105.25	108.19	98.70	88.43	93.38	103.24	106.77	111.18	117.71	118.63	105.39
10	107.06	107.75	107.20	108.41	99.98	91.91	99.38	104.87	107.91	112.44	119.57	121.41	107.32
11	107.51	109.20	105.87	108.89	100.36	90.69	99.07	106.37	108.13	112.69	120.38	121.24	107.53
12	107.59	108.82	105.82	107.33	98.86	89.26	93.91	106.16	109.15	113.70	121.02	121.34	106.91
13	105.53	107.35	101.07	99.99	92.26	85.77	92.39	105.61	108.68	113.62	118.76	120.36	104.28
14	106.33	108.22	103.07	100.77	91.15	85.82	92.85	105.49	109.45	113.23	119.97	121.35	104.81
15	107.51	109.92	104.62	103.49	93.36	85.44	93.83	105.57	110.50	114.50	121.80	123.50	106.17
16	107.82	109.33	104.15	103.83	93.14	86.39	93.71	105.42	109.48	114.44	122.00	123.35	106.09
17	106.92	108.97	104.09	102.97	93.29	86.54	92.09	105.22	107.66	113.75	119.89	121.07	105.21
18	105.64	107.56	102.60	103.00	98.81	91.41	95.23	103.13	106.00	111.94	116.53	120.93	105.23
19	107.45	157.01	132.61	189.84	110.26	108.80	108.50	111.42	112.37	117.54	124.33	122.25	125.20
20	171.14	201.98	172.37	194.71	110.71	107.68	106.77	110.83	112.18	117.54	129.46	147.83	140.27
21	159.11	201.53	143.31	126.22	106.39	103.24	101.95	108.28	109.85	115.92	125.45	140.25	128.46
22	113.83	143.04	108.49	107.37	101.15	95.04	98.97	106.04	107.19	114.88	120.90	123.75	111.72
23	108.78	111.54	104.86	103.06	92.00	83.25	93.14	104.09	107.73	112.31	115.52	119.38	104.64
24	102.74	103.60	93.98	95.86	82.42	80.13	87.77	98.35	102.03	105.88	109.27	112.92	97.91
PROMEDIO	111.49	122.14	109.17	112.78	94.68	89.51	94.19	101.98	106.09	110.93	117.19	120.49	107.55

Tasa de cambio media anual : 5.82 Bs/US\$

COSTOS MARGINALES PROMEDIO EN NODOS PRINCIPALES DEL STI EN 1999
Bs/MWh con IVA

AGENTE	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
ELECTROPAZ	KEN	127.62	149.11	123.51	135.68	115.09	109.06	116.06	123.67	120.50	118.87	123.98	124.56	124.03
CRE	GCH	119.50	135.44	114.86	118.16	95.43	88.33	93.28	102.12	107.77	111.49	118.89	127.85	111.91
ELFEO	VIN	116.95	135.29	112.40	118.58	101.14	96.33	101.28	109.06	111.11	113.69	120.64	123.92	113.48
ELFEO	CAT	124.69	146.66	127.55	129.47	101.69	96.45	101.28	108.36	111.74	114.89	121.76	125.00	116.48
ELFEC	ARO	114.72	132.40	111.22	115.52	97.43	92.82	97.22	104.04	108.24	112.12	119.23	122.74	110.77
ELFEC	VHE	115.82	134.71	112.11	116.58	97.28	92.94	97.47	103.81	108.14	111.91	119.03	122.75	111.26
ELFEC	CBC	112.20	125.47	108.10	111.18	96.21	91.93	95.62	103.95	108.35	112.38	118.82	122.29	109.45
ELFEC	CHIM	113.86	133.53	110.71	115.18	94.93	89.51	94.01	101.28	105.74	109.70	117.08	121.11	109.40
CESSA	ARJ	112.54	118.72	116.64	117.68	109.16	107.90	110.35	111.41	110.76	113.69	120.65	123.43	114.72
SEPSA	POT	116.03	130.62	113.94	116.96	101.58	96.62	101.85	107.83	110.87	113.57	121.77	125.50	113.24
SEPSA	DDI	112.87	124.52	106.41	113.04	99.86	95.97	101.13	107.04	107.75	111.12	120.22	122.44	110.38
I. RAYMI	VIN115	112.72	128.01	108.67	112.90	97.87	93.94	99.86	106.88	110.62	112.77	119.41	121.26	110.54
EMV	VIN	113.41	127.96	108.38	112.34	98.12	94.04	99.31	107.06	111.27	112.89	119.24	122.03	111.31
PROMEDIO		120.27	138.05	116.51	122.79	103.02	97.47	103.03	110.48	112.22	114.14	120.67	125.17	115.58

Tasa de cambio media anual : 5.82 Bs/US\$

PRECIOS MEDIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA
AÑO 1999

EMPRESA	ENERGIA Bs/MWh	POTENCIA Bs/Kw-mes	PEAJE Bs/Kw-mes	MONOMICO Bs/MWh
CRE	111.91	43.83	1.96	214.52
ELECTROPAZ	128.08	53.50	17.10	297.92
COBEE				
Retiros para Electropaz	122.69	53.67	17.05	298.23
Retiros para Elfeo	112.19	47.67	23.71	257.80
Total COBEE	121.42	53.07	17.72	293.35
ELFEC				
Arocagua	110.77	45.16	11.32	237.58
V.Hermoso	111.26	44.90	11.08	266.27
Coboco	109.45	46.38	10.79	211.45
Chimore	109.40	43.82	4.23	243.92
Total ELFEC	110.78	45.10	11.02	243.16
ELFEO				
Vinto	116.48	47.61	23.70	349.22
Catavi	114.67	48.30	27.07	295.21
Avicaya	118.67	44.21	27.28	241.70
Total ELFEO	115.72	47.76	25.38	313.82
VHE -Retiros para Inti Raymi	110.54	47.31	13.30	203.17
EMP. MET. VINTO	111.31	47.31	23.45	216.85
RIO ELECTRICO	126.15	-	-	126.15
SEPSA				
Sacaca	116.75	46.81	10.73	245.88
Ocuri	114.95	49.14	8.45	269.78
Potosi	113.24	50.06	9.80	254.51
Don Diego	110.38	50.58	10.86	255.06
Complej. Karachipampa	108.80	48.22	14.45	199.04
Total SEPSA	112.87	50.11	9.94	254.56
CESSA				
Mariaca	107.86	56.82	2.87	139.28
Sucre	114.72	51.82	6.58	253.17
Total CESSA	114.71	51.82	6.58	252.95
TOTAL MEM	115.58	48.08	10.80	251.28

Se asume que COBEE retira energía en Kenko y Vinto a costos marginales para entregar a ELECTROPAZ y ELFEO respectivamente.

Tasa de cambio media anual : 5.82 Bs/US\$

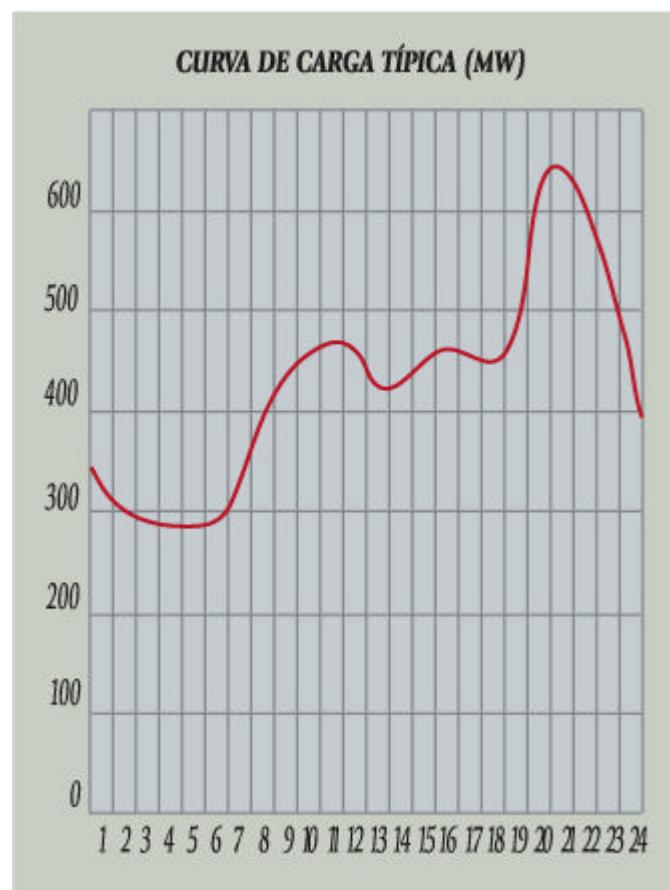
**PRECIOS DE GAS NATURAL PARA GENERACION
DE ENERGIA ELECTRICA EN 1999**

MES	CARRASCO Y GUARACACHI		KENKO, KARACHIPAMPA, ARANJUEZ, V. HERMOSO	
	US\$/MPC (con IVA)	US\$/MPC (con IVA)	1998	1999
Enero	1.25	1.25	1.25	1.25
Febrero	1.25	1.22	1.25	1.25
Marzo	1.25	1.17	1.25	1.25
Abril	1.25	1.15	1.25	1.25
Mayo	1.25	1.12	1.25	1.25
Junio	1.25	1.12	1.25	1.25
Julio	1.37	1.17	1.25	1.25
Agosto	1.33	1.20	1.25	1.25
Septiembre	1.33	1.28	1.25	1.25
Octubre	1.30	1.33	1.25	1.25
Noviembre	1.30	1.35	1.25	1.25
Diciembre	1.29	1.60	1.25	1.25
Promedio	1.29	1.25	1.25	1.25

Tasa de cambio media anual : 5.82 Bs/US\$

**PODER CALORIFICO INFERIOR DECLARADO PARA LA
PROGRAMACION ESTACIONAL**

	MAYO DE 1998 BTU/PC	MAYO DE 1999 BTU/PC
GUARACACHI	907	907
CARRASCO	920	911
VALLE HERMOSO	935	935
ARANJUEZ	945	945
KARACHIPAMPA	945	945
KENKO	925	925



CAPITULO II

ACTIVIDADES DEL COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Programación

En la gestión se concluyó el desarrollo de modelos computacionales para programar la operación a mediano y corto plazo. El nuevo modelo, de tipo multinodal, fue desarrollado por el consultor PSRI y se denomina SDDP, tiene un módulo especial para adecuarse a las condiciones definidas en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico y toma en cuenta las características propias del parque generador de Bolivia.

Otro aspecto que se destaca en la presente gestión es el cambio del procedimiento de cálculo de la Potencia Firme, definido en la Norma Operativa respectiva, que considera el efecto de la ubicación de unidades generadoras en el Sistema Troncal de Interconexión.

Supervisión y Coordinación en tiempo real

La supervisión y coordinación de la operación en tiempo real han sido ejecutadas normalmente durante 1999. Hasta el cierre de la gestión los Agentes del Mercado no presentaron al CNDC cuestionamientos al despacho de carga realizado.

No obstante lo anterior, en esta gestión se ha continuado operando con un sistema Scada muy limitado que se ha procurado compensar en parte con el esfuerzo del personal de despacho para atender adecuadamente las necesidades del Mercado.

Análisis de Sistemas

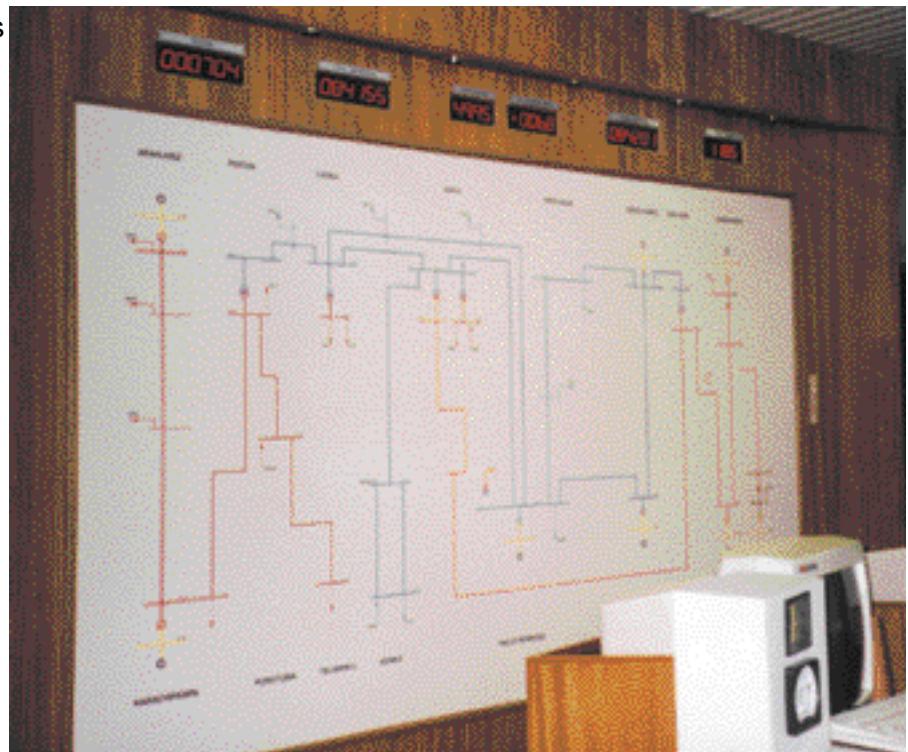
Los análisis de sistemas de potencia están orientados a evaluar el comportamiento del sistema en cuanto a confiabilidad y calidad del servicio en el MEM. Para ello se realizan diversos análisis de las fallas presentadas y se recomiendan las acciones pertinentes.

Los análisis realizados en esta área, han determinado la modificación del esquema de alivio de carga y de los niveles de reserva rotante con el fin de evitar mayores perjuicios ante fallas imprevistas del Sistema.

Una función permanente ha sido apoyar a las tareas de supervisión en tiempo real para garantizar que el despacho de carga se efectúe en las condiciones de confiabilidad establecidas.

Postdespacho

El área de Postdespacho, administra toda la información de la operación del sistema y define las

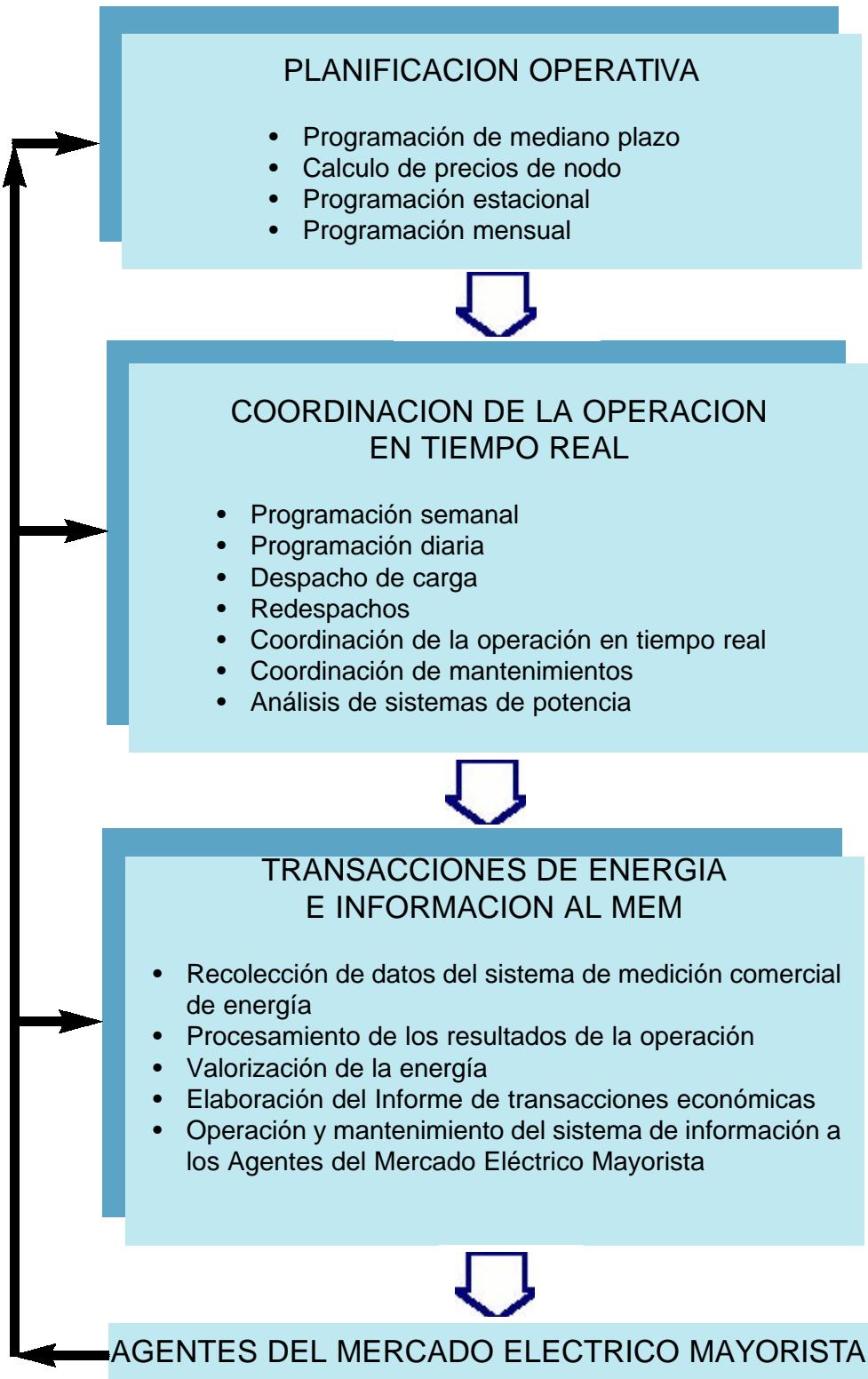


Mimico de la sala de supervisión y control

transacciones de energía y su valorización para efectos de facturación entre empresas que actúan en el MEM. Además de las transacciones económicas mensuales, se emiten las transacciones complementarias por reliquidación de potencia, reajuste de peajes y ajustes por balances en los ingresos de la Empresa de Transmisión.

Toda la información procesada en el CNDC es transmitida a los Agentes del Mercado a través de la página WEB. Este sistema está operando desde 1998 con éxito.

FUNCIONES DE LA UNIDAD OPERATIVA DEL CNDC



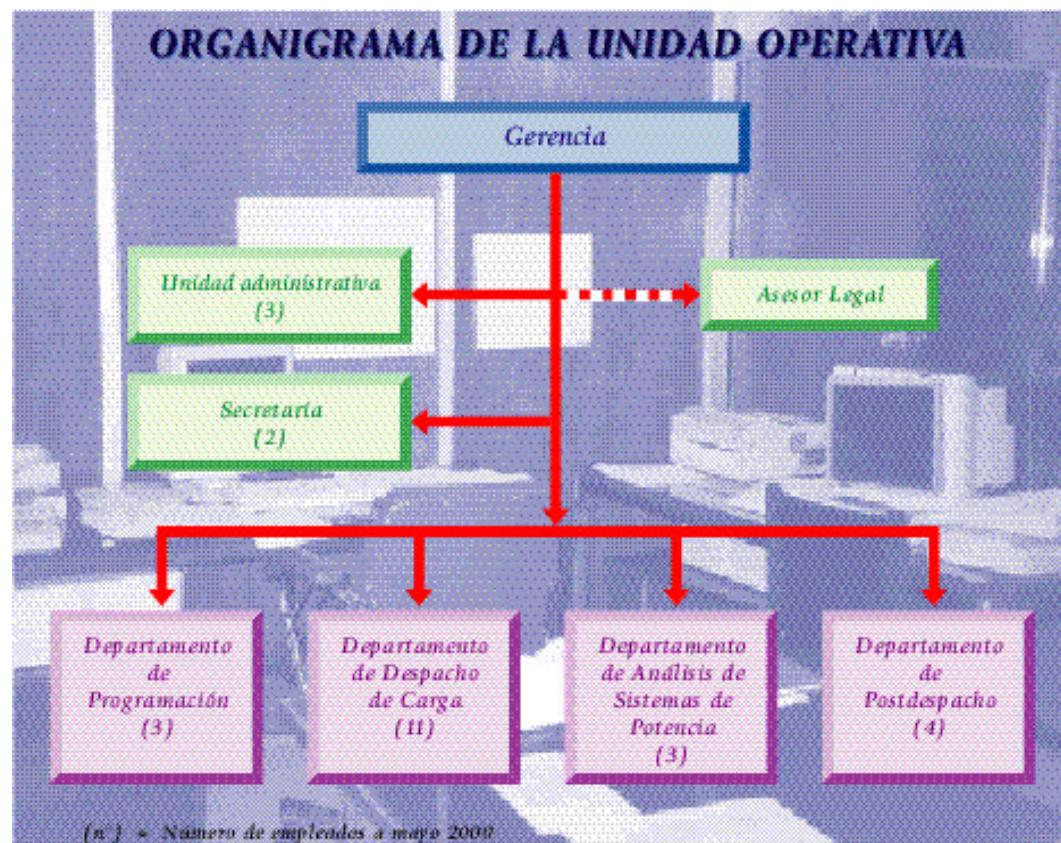
ADMINISTRACIÓN Y RESULTADOS ECONÓMICOS DEL CNDC

Administración de la Unidad Operativa

En 1999, el número de empleados de la Unidad Operativa fue de 27, sin modificaciones respecto a la gestión anterior. De este total 18 son ingenieros con diversas especialidades, 5 técnicos superiores y 4 administrativos y personal de apoyo.

En el curso de la gestión, por razones económicas, tres ingenieros renunciaron al CNDC para trabajar en empresas eléctricas que operan en el MEM. Estas renuncias fueron cubiertas con ingenieros junior que deben ser entrenados previamente.

En el área de capacitación, 5 empleados de la Unidad Operativa asistieron a cursos y seminarios sobre temas relacionados con despacho de carga y programación. Así mismo, se efectuó una visita a CAMMESA para conocer sus procedimientos operativos en la programación, operación en tiempo real y post despacho.



Se ha continuado con las visitas del personal de despacho de carga a los centros de control de las empresas con el fin de tomar conocimiento de las condiciones de operación relacionadas con las actividades del CNDC.

Ejecución presupuestaria y resultados económicos

De acuerdo con la reglamentación vigente, los costos del CNDC son cubiertos por los Agentes del Mercado en base a un presupuesto de gastos previamente aprobado. Mensualmente, la Unidad Operativa emite facturas por servicios prestados a los Agentes del Mercado en un monto igual a la 12ava parte del monto presupuestado y en proporción a sus transacciones.

El presupuesto de gastos en 1999 fue establecido en US\$ 2,142,369. De acuerdo al presupuesto, este monto debía cubrirse con el pago de los Agentes del Mercado, por un monto de US\$ 2,101,464 y el saldo con excedentes de la gestión de 1998.

La ejecución presupuestaria hasta el mes de octubre mostró que, por el retraso en la ejecución de algunos estudios, existía un monto muy significativo no utilizado en la gestión. En razón de ello, se determinó reducir los ingresos de la gestión mediante la facturación de solamente el 50% presupuestado en los meses de noviembre y diciembre.

Los resultados económicos y la ejecución presupuestaria al 31 de diciembre se muestra en cuadros que se presentan a continuación.



BALANCE GENERAL
AL 31 DE DICIEMBRE DE 1999

	EN BOLIVIANOS	EN DOLARES
ACTIVO		
Activo Corriente		
Disponible	2,436,811.85	406,135.31
Cuentas por Cobrar a Agentes	541,068.06	90,178.01
Anticipo Impuestos	3,495.37	582.56
Cuentas por Cobrar al Personal	7,212.63	1,202.11
Impuesto a las Utilidades por Compensar	79,399.00	13,233.17
Total	3,067,986.91	511,331.16
Activo No Corriente		
Activo Fijo Neto	522,011.64	87,001.94
Inversiones en Acciones Telefónicas	45,000.00	7,500.00
Total	567,011.64	94,501.94
TOTAL ACTIVO	3,634,998.55	605,833.10
PASIVO Y PATRIMONIO		
PASIVO		
Passivo Corriente		
Cuentas por Pagar	329,286.20	54,881.04
Obligaciones Tributarias	122,130.00	20,355.00
Obligaciones Sociales	398,181.27	66,363.54
Previsión para Obligaciones Varias	94,870.00	15,811.67
Total	944,467.47	157,411.25
Passivo No Corriente		
Previsión para Indemnizaciones	566,311.00	94,385.17
Total	566,311.00	94,385.17
TOTAL PASIVO	1,510,778.47	251,796.42
PATRIMONIO		
Reservas Patrimoniales	1,897,440.12	316,240.02
Resultados Acumulados	70,950.74	11,825.12
Resultado de la Gestión	155,829.22	25,971.54
TOTAL PATRIMONIO	2,124,220.08	354,036.68
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	3,634,998.55	605,833.10

**EJECUCION PRESUPUESTARIA 1999
(EN DOLARES)**

Concepto	Presupuestado	Ejecutado	No Ejecutado
Salarios	746,592	745,677	915
Alquileres	494,371	494,943	(572)
Consultoría	354,340	201,665	152,675
Capacitación	18,610	12,502	6,108
Servicios	59,158	54,803	4,355
Comité Nacional	58,203	27,559	30,644
Materiales	7,025	4,944	2,081
Varios	4,524	5,925	(1,401)
Inversiones	56,767	58,256	(1,489)
Impuestos no compensados	252,072	200,707	51,365
SUB TOTAL	2,051,662	1,806,981	244,681
Crédito Fiscal	90,707	93,576	(2,869)
TOTAL GENERAL	2,142,369	1,900,557	241,812

Saldo para la Gestión 2000	US\$.
Presupuesto no Ejecutado	241,812
Monto no facturado (1)	-175,122
Otros ingresos (2)	36,442
Otros gastos (3)	-43,734
Saldo para la gestión 2000	59,398

- (1) En noviembre y diciembre se facturó el 50% de la cuota mensual asignada a este año.
 (2) Intereses bancarios y otros.
 (3) Bono de rendimiento y otros.

1.1 DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Directores del
Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC
Cochabamba - Bolivia

Hemos examinado el balance general del **Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC** al 31 de diciembre de 1999 y los correspondientes estados de ingresos y egresos, de evolución del patrimonio neto y el estado de cambios en la situación financiera por el ejercicio terminado en esa fecha, que se acompaña. Estos estados financieros son responsabilidad de la gerencia de la entidad. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría.

Efectuamos nuestro examen de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas. Esas 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 selectivas, 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 proporcionan una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, los estados financieros descritos en el primer párrafo presentan razonablemente en todo aspecto significativo, la situación patrimonial y financiera de **Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC** al 31 de diciembre de 1999 los resultados de sus operaciones, estado de evolución del patrimonio neto y el flujo de efectivo por el ejercicio terminados en esa fecha de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados.

BERTHIN AMENGUAL & ASOCIADOS
Firma Miembro
Pannell Kerr Forster - PKF internacional

Lic. Hugo Berthin Amengual
MAT. PROF. No. CAUB- 0482
RUC 2190931

(Socio)

1.1 DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

**A los señores Directores del
Comité Nacional de Despacho de Carga CNCD
Cochabamba - Bolivia**

Edificio Multicentro, Torre B Piso 12
c. Rosendo Gutiérrez s/n y Av. Arce
Casilla 718 * La Paz - Bolivia
Central Piloto: 443372
Fax: 591 - 2 - 443505 - 443296
berthini @ ceibo.enteinet.bo

Calle Barachavi No. 390 esq. Igmiri
Barrio Urbari - Casilla 5788
Santa Cruz de la Sierra - Bolivia
Teléfono: 544965
Fax: 591 - 3 - 548461
berthins @ ceibo.enteinet.bo

<http://www.berthlin.com.bo>

Hemos examinado el estado de ejecución presupuestaria del **Comité Nacional de Despacho de Carga CNCD** por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 1999 que se acompaña. El estado de ejecución presupuestaria es responsabilidad de la gerencia de la institución. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre el estado de ejecución presupuestaria basados en nuestra auditoría.

Efectuamos nuestro examen de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas. Esas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener razonable seguridad respecto a si el estado de ejecución presupuestaria se encuentre libre de errores significativos. Una auditoría incluye examinar, sobre una base de pruebas selectivas, de la evidencia que respalda los montos y revelaciones incluidas en el estado de ejecución presupuestaria. Una auditoría también incluye evaluar tanto los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la administración, así como la presentación general del estado de ejecución presupuestaria. Consideramos que nuestra auditoría proporciona una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, el estado de ejecución presupuestaria, descrito en el primer parrafo, presenta razonablemente, en todo los aspectos significativos, los ingresos recibidos y los gastos incurridos por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 1999, de acuerdo con la base de contabilidad descrita en la Nota 2.a, al estado de ejecución presupuestaria.

BERTHIN AMENGUAL & ASOCIADOS
Firma Miembro
Pannell Kerr Foster - PKF Internacional

(Socio)

Lic. Hugo Berthin Amengual
MAT. PROF. No. CAUB - 0482
RUC 2190931