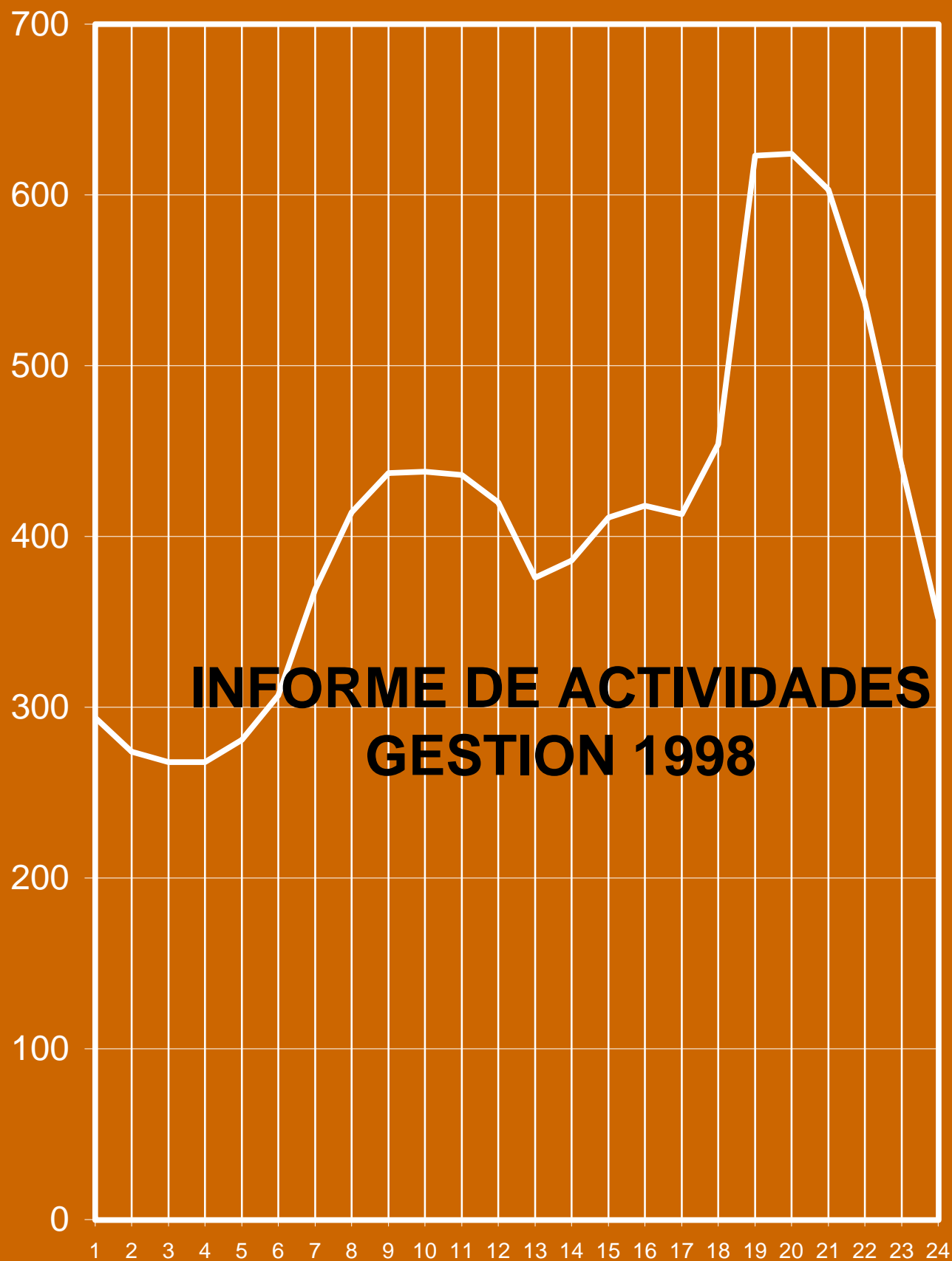


COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



**INFORME DE ACTIVIDADES
GESTION 1998**

COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

INFORME DE ACTIVIDADES
GESTION 1998

COCHABAMBA – BOLIVIA

CONTENIDO

I. PRESENTACION

II. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELECTRICO Y DEL COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

III. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

IV. RESULTADOS DE LA OPERACIÓN EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

- **Demanda**
- **Generación**
- **Transmisión**
- **Despacho de Carga**
- **Precios de Energía**
- **Costos marginales de energía**
- **Precios medios**

V. ACTIVIDADES DEL COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

VI. EJECUCION PRESUPUESTARIA Y RESULTADOS ECONOMICOS

VII. DICTAMEN DE AUDITORES

VIII. ANEXOS

COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

INFORME DE ACTIVIDADES **GESTION 1998**

Cochabamba – Bolivia

I. PRESENTACION

El Comité Nacional de Despacho de Carga cumple en presentar el informe de las actividades desarrolladas en la gestión de 1998 y los resultados de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En el marco de sus atribuciones, las actividades del Comité han estado orientadas a resolver los diferentes problemas técnicos y económicos relacionados con el despacho de carga y la administración del MEM.

Los precios de gas para las plantas Guaracachi y Carrasco se modificaron a partir del mes de julio por haberse cumplido el plazo de los contratos de suministro de este combustible. Por determinación de la Superintendencia de Electricidad, en el periodo julio – octubre se aplicó un precio único, empero y luego de varias gestiones, se estableció que los precios referenciales de gas natural deben ser establecidos mensualmente por la Superintendencia de Hidrocarburos. En consecuencia, a partir del mes de noviembre se utilizan precios mensuales de gas en el despacho de carga.

La asignación del costo de transmisión a los Agentes del MEM ha sido nuevamente un tema de análisis a lo largo de 1998. El estudio encomendado a un consultor no ha merecido el consenso de los Agentes por lo que aún está pendiente su definición.

En 1998 el MEM ha continuado operando en el mercado spot de energía, no obstante lo dispuesto en la Ley de Electricidad; se prevé que esta situación continuará hasta que concluya el periodo de adecuación del MEM, a fines del año 1999.

Un evento importante registrado en esta gestión fue el siniestro de la Central de Chururaqui de COBEE que determinó su indisponibilidad por varios meses y redujo significativamente la reserva operativa del sistema.

El Vice-Ministerio de Energía ha tomado acciones para coadyuvar en la solución de problemas relacionados con la normativa del sector eléctrico, entre otros, ha informado la elaboración del Plan de Expansión Referencial para el Sistema Interconectado Nacional.

En el mes de julio se remitió a la Superintendencia los Estatutos del CNDC para su aprobación, se espera que los mismos sean puestos en vigencia en 1999.

En la gestión, la Unidad Operativa ha presentado propuestas sobre normas y procedimientos operativos, éstas propuestas se encuentran en proceso de revisión por el Comité y los Agentes del MEM.

En base a un estudio de coordinación de protecciones realizado por el Transmisor, se ha iniciado un trabajo conjunto con todos los Agentes del MEM para adecuar el sistema de protecciones en el Sistema Troncal de Interconexión.

Los estudios de consultoría sobre modelos de programación, confiabilidad del sistema y otros han sufrido demoras en su ejecución. Ello determinó un menor uso de recursos económicos presupuestados por lo que se dispuso reducir los aportes al Comité de 12 a 10 cuotas en 1998.

La labor desarrollada a lo largo de esta gestión ha contado con el valioso apoyo de los Agentes del MEM, la Superintendencia de Electricidad y el esfuerzo del personal de la Unidad Operativa.

Ing. Nelson Caballero V.
Presidente

REPRESENTANTES TITULARES Y ALTERNOS AL COMITE

Superintendencia de Electricidad:

Titulares	Ing. José Salazar T.	hasta el 24/08/98
	Ing. Nelsón Caballero V.	desde el 24/08/98
Alternos	Ing. Eddy Iporre D.	hasta el 24/08/98
	Ing. José Salazar T.	desde el 24/08/98

Empresas Generadoras:

Titulares	Ing. John R. Scott C.	hasta el 17/04/98
	Ing. Julio Lemaitre S.	desde el 17/04/98
Alternos	Ing. Julio Lemaitre S.	hasta el 17/04/98
	Ing. Carlos Querejazu O.	desde el 17/04/98

Empresa Transportadora:

Titular	Ing. Johnny Coscio M.
Alternos	Ing. Miguel Aramayo A.

Empresas Distribuidoras:

Titulares	Ing. Luis González B.	hasta el 13/03/98
	Ing. Henry Ordoñez V.	desde el 13/03/98
Alternos	Ing. José Kreidler G.	hasta el 13/03/98
	Ing. Mauricio Valdez C.	desde el 13/03/98

Consumidores no Regulados:

Titulares	Ing. Igor Ivanovic	hasta el 10/06/98
	Ing. Fernando Gottret S.	desde el 10/06/98
	Ing. Fernando Guzmán N.	desde el 31/08/98
Alternos	Ing. Fernando Gottret S.	hasta el 10/06/98
	Lic. John Cederberg	desde el 31/08/98

II. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELECTRICO Y DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

Creación

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 CNDC esta conformado por un representante de cada sector del mercado eléctrico mayorista: Generación, Transmisión y Distribución y Consumidores no Regulados, y un representante de la Superintendencia de Electricidad.

El CNDC ejecuta sus funciones mediante su Unidad Operativa, la cual está formada con personal especializado en sistemas eléctricos de potencia, en especial en programación y coordinación de la operación de sistemas eléctricos, comunicaciones, medición de energía y otros campos. 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.

Funciones

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



III. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) está constituido por instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión y distribución conectadas entre sí mediante el Sistema Troncal de Interconexión y que operan en forma coordinada para suministrar energía eléctrica en los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí y Chuquisaca.

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) comprende las líneas de alta tensión del SIN, que incluye los nodos de Kenko, Vinto, Catavi, Valle Hermoso, Potosí, Sucre, Corani, Santa Isabel, Carrasco y Guaracachi.

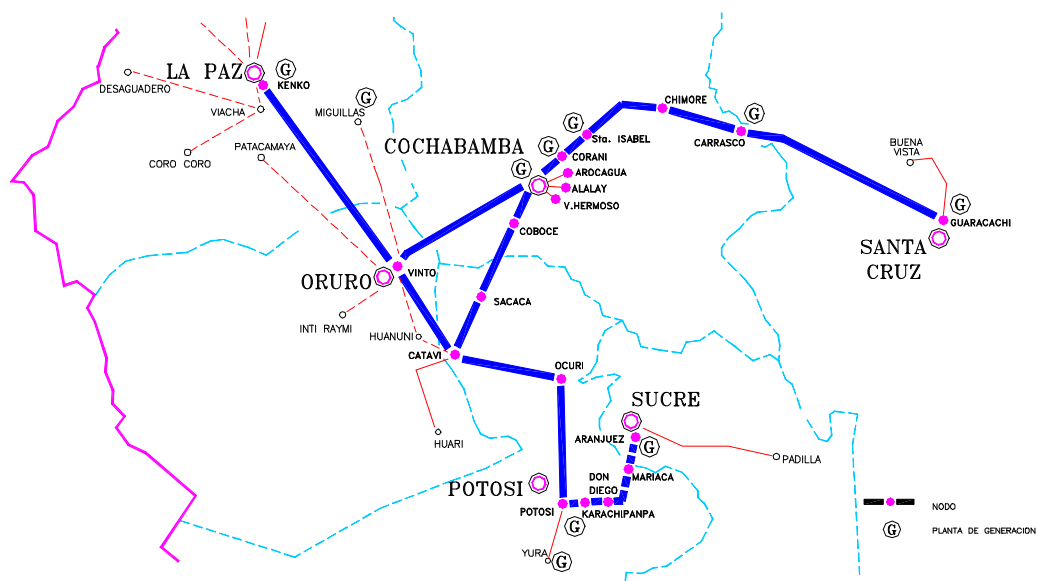
El Mercado Eléctrico Mayorista está conformado por los agentes (empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados) que realizan transacciones de energía en el STI.

En 1998 los Agentes que operaron en el Mercado Eléctrico Mayorista fueron:

- Empresas generadoras: CORANI, COBEE, GUARACACHI, VALLE HERMOSO, HIDROELECTRICA BOLIVIANA y RIO ELECTRICO.
- Empresa de Transmisión: TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD
- Empresas distribuidoras: ELFEC, CRE, ELECTROPAZ, ELFEO, CESSA Y SEPSA. ENDE actuó provisionalmente como distribuidor en Potosí.
- Consumidores no regulados: INTI RAYMI Y METALÚRGICA VINTO.

La demanda en el Sistema Interconectado Nacional se divide en, aproximadamente, un tercio en el área de La Paz, un tercio en el área de Santa Cruz y el resto distribuido entre Cochabamba, Oruro, Chuquisaca y Potosí.

La oferta de generación consiste en plantas hidroeléctricas de pasada (19%), de embalse (21%) y termoeléctricas a gas natural (60%).

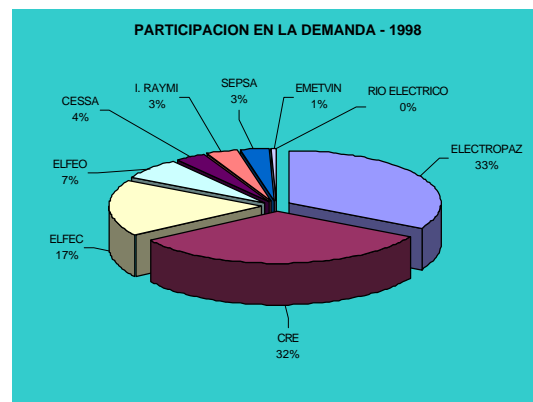


IV. RESULTADOS DE LA OPERACIÓN EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

1. DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

Los retiros de energía en los diferentes nodos del STI en 1998 totalizaron 3159.8 GWh, con la siguiente distribución y variación respecto a 1997:

RETIROS DE ENERGIA (GWh)			
	1998	1997	Variación(%)
Electropaz	962.8	921.8	4.4
Cre	1050.5	951.8	10.4
Elfec	548.9	486.3	12.9
Sepssa	89.0	75.3	18.2
Cessa	110.7	101.4	9.2
Elfeo y Otros	207.0	205.9	0.5
Consumidores no regulados	191.1	203.4	-6.1
Total	3160.0	2945.9	7.3

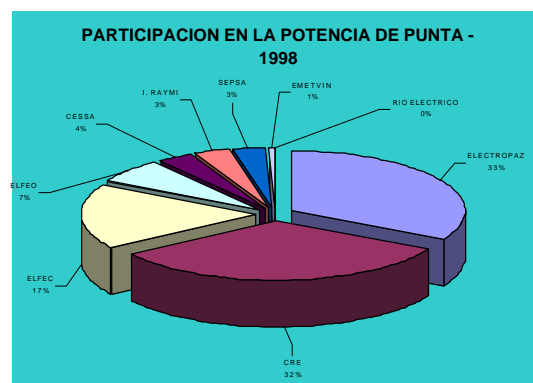


La demanda máxima instantánea de 1998 en el SIN fue de 661.8 MW, registrada el 19 de agosto a hs. 19:30. Esta potencia es 5.3% superior a la de 1997.

la demanda de punta o máxima demanda integrada en períodos de 15 minutos a nivel de consumos, fue de 622.2 MW frente a 583.7 MW de 1997, que muestra un incremento de 6.6%.

La participación en la potencia de punta demandada y su variación respecto a 1997 fue la siguiente:

POTENCIA DE PUNTA (MW)			
	1998	1997	Variación (%)
Electropaz	206.2	195.4	5.5
Cre	202.2	190.1	6.4
Elfec	108.1	98.9	9.3
Sepssa	17.9	14.7	21.8
Cessa	22.1	20.9	5.7
Elfeo y otros	41.2	40.9	0.7
Consumidores no regulados	24.5	22.8	7.4
Total	622.2	583.7	6.6



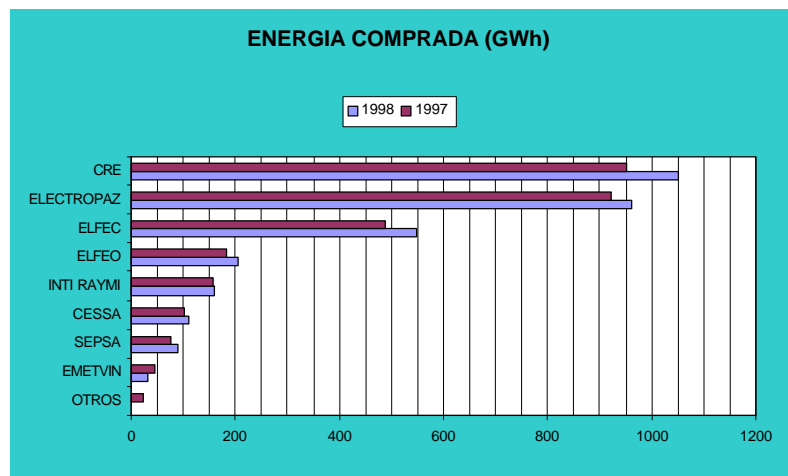
El factor de carga del MEM para la demanda de punta de 15 minutos fue de 57.9 % frente a 57.6% de 1997.

La variación estacional de la demanda de energía y potencia en 1998 fue la siguiente:

DEMANDA MENSUAL

1998	ENERGIA GWh	POTENCIA MW
Enero	258.5	575.7
Febrero	231.2	585.0
Marzo	265.1	586.5
Abril	258.9	602.6
Mayo	265.7	606.9
Junio	261.7	607.2
Julio	273.7	617.5
Agosto	270.2	622.2
Septiembre	262.0	610.5
Octubre	276.3	615.4
Noviembre	264.7	613.0
Diciembre	272.0	611.9
Total/Max.	3160.0	622.2

La potencia de punta del año se registró el día 19 de agosto a hs. 19:30 con un valor de 622.7 MW. El valor presentado en este documento (622.2 MW) es el determinado por el CNDC para efectos de transacciones económicas.



2. GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Capacidad de generación

El parque de generación a fines de la gestión de 1998 tenía una capacidad efectiva total de 730,4 MW, de los cuales 306,3 MW son hidroeléctricos y 424.1 MW son termoeléctricos. La capacidad de las termoeléctricas corresponde a la temperatura media anual de cada planta.

A fines de noviembre se registró un siniestro de gran magnitud en la planta Chururaqui de 26 MW, que la inhabilitará por un periodo aproximado de 6 meses.

La adición de capacidad en 1998 consiste en la planta Chojlla de la Empresa Hidroeléctrica Boliviana con 1.0 MW de capacidad; ésta planta inició su operación comercial el mes de septiembre.

En julio, la Superintendencia de Electricidad autorizó a la Empresa Río Eléctrico a suministrar energía a consumidores ubicados en el área Potosí – Tupiza, esta disposición reemplaza a COMIBOL por Río Eléctrico en la venta de excedentes de energía del Yura al MEM en la subestación Potosí.

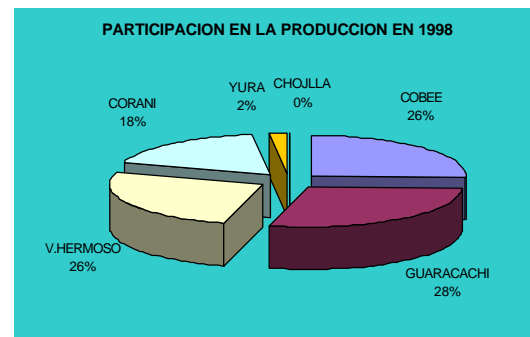
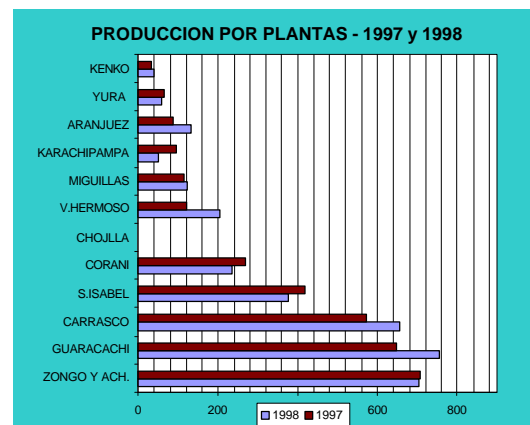
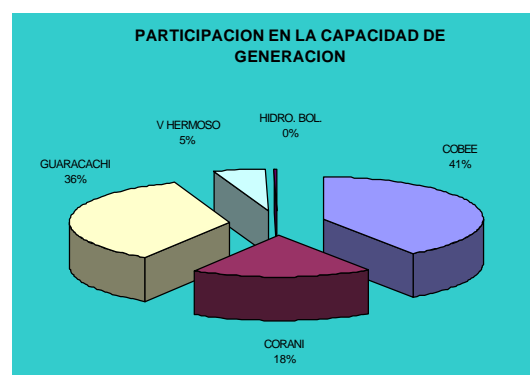
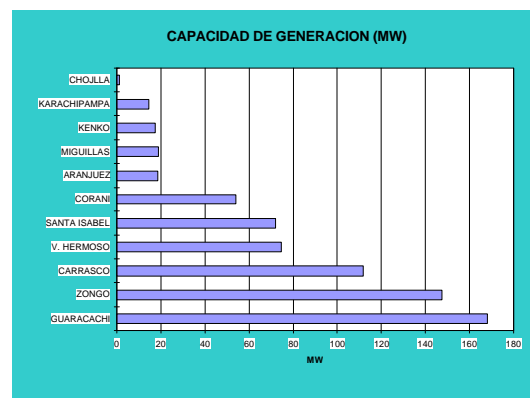
En la misma disposición (Res. SSDE 127/98), se instruye a SEPSA hacerse cargo del suministro de energía a los clientes que hasta entonces eran atendidos por ENDE.

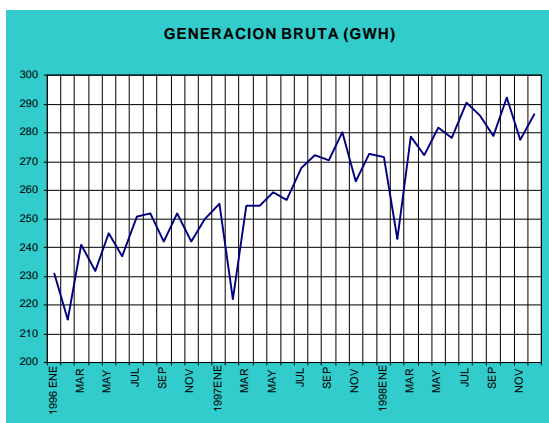
Producción

La producción hidroeléctrica fue de 1498.1 GWh (45% del total) y la termoeléctrica de 1839.5 GWh (55% del total). La producción por plantas en los dos últimos años fue la siguiente:

PRODUCCION DE ENERGIA EN EL SIN
(GWh)

	1998	1997	Variación (%)
<u>Hidroeléctricas</u>			
Zongo y Achachicala	702.4	705.2	-0.4
Miguillas	123.8	113.9	8.7
Corani	234.6	268.9	-12.6
Santa Isabel	376.3	419.1	-10.2
Yura	58.9	64.5	-8.5
Chojlla	2.1	--	--
<u>Termoeléctricas</u>			
Guaracachi	755.4	652.8	15.7
Karachipampa	51.8	96.7	-46.3
Aranjuez	133.1	86.4	54.1
Valle Hermoso	204.0	121.0	68.6
Carrasco	655.7	573.2	14.4
Kenko	39.5	34.6	14.2
Total	3,337.6	3,136.2	6.4





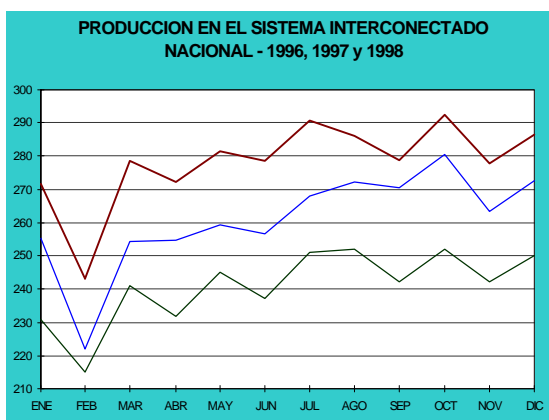
Parte de la energía generada en el SIN se destinó al sistema Potosí – Tupiza, que aún no forma parte del MEM.

Producción para el Mercado Eléctrico Mayorista

La energía generada para el Mercado Eléctrico Mayorista en 1998 fue 3,296.8 GWh, de los cuales 3,224.4 GWh se entregaron al MEM; la diferencia corresponde a consumos propios y ventas directas realizadas por algunos generadores.

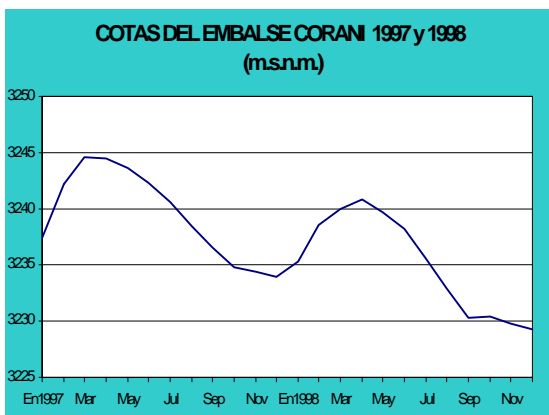
Potencia Firme

La potencia firme de las unidades de generación, aplicable al periodo mayo/98 – abril/99, es la siguiente:



POTENCIA FIRME

CENTRAL	MW
Zongo y Achachicala	137.60
Miguillas	17.60
Corani – Santa Isabel	126.00
Guaracachi	138.89
Aranjuez	32.63
Karachipampa	11.39
Valle Hermoso	60.49
Carrasco	93.26
Kenko	15.07
Total	633.22



Indisponibilidad de unidades generadoras térmicas

La indisponibilidad media de unidades generadoras desde septiembre de 1996 hasta diciembre de 1998 (programada y forzada) fue de 9.5 %, en un rango comprendido entre 1.7 % (cuarta unidad de Guaracachi) y 23.2 % (Karachipampa).

3. TRANSMISIÓN

La capacidad del sistema de transmisión en 1998 ha sido suficiente para cubrir los requerimientos del MEM en lo referente al despacho económico de carga, con excepción de la línea Carrasco – Guaracachi en la que, por la capacidad de transformación en la subestación de Guaracachi, se ha limitado el flujo de carga a 70 MW.

En 1998 se registró una menor frecuencia y duración de desconexiones forzadas con relación a 1997.

En base a un estudio de coordinación de protecciones realizado por el Transmisor, se ha iniciado un trabajo conjunto con todos los Agentes del MEM para adecuar el sistema el sistema de protecciones en el Sistema Troncal de Interconexión.

Cumpliendo disposiciones del reglamento de calidad de la transmisión, se ha establecido un sistema de registro y valoración de las desconexiones y se ha informado a la Superintendencia para los fines consiguientes.

Fallas del sistema

Las fallas más importantes, por su duración y efectos al mercado durante 1998, fueron las siguientes:

- El 29 de mayo, línea Tiquimani – Achachicala, por apertura de Interruptor A207
- El 18 de septiembre, línea Carrasco – Guaracachi, por accidente en línea de 69 kV en Santa Cruz.
- El 2 de octubre, línea Corani – Santa Isabel, por causas no determinadas.
- El 30 de noviembre, salida de planta Chururaqui por inundación.
- El 26 de diciembre, líneas San José – Santa Isabel y Guaracachi – Carrasco, por falla en pararrayos de la subestación San José.

La operación satisfactoria del esquema de alivio de carga en éstas y otras fallas, ha evitado pérdidas mayores o totales de carga.

4. DESPACHO DE CARGA

El despacho de carga se caracterizó por la operación de unidades forzadas para cumplir las condiciones de desempeño mínimo, en especial, seguridad de áreas para Santa Cruz y regulación de tensión en Sucre.

Las unidades forzadas en Santa Cruz son aquellas que deben operar pese a no ser requeridas por el despacho económico, a fin de evitar colapsos en Santa Cruz en casos de falla de la línea Carrasco – Guaracachi.

Programación (Predespacho)

La programación se realiza con modelos previamente aprobados. El modelo de programación de mediano plazo es de tipo uninodal y no simula la operación de las plantas del Zongo y Miguillas.

En abril y octubre de cada año, se elabora la programación anual para los próximos 12 meses siguientes; el resumen de los resultados de la programación semestral y la operación real en 1998 es el siguiente:

PRODUCCION DE ENERGIA EN 1998 (GWh)

PLANTA	Programada	Despachada	Diferencia
Zongo, Kenko y			
Chojlla	780.91	723.70	-57.20
Miguillas	110.90	118.88	7.98
Corani-Santa Isabel	609.07	609.67	0.60
Excedentes Yura	20.37	18.13	-2.24
Guaracachi	686.81	722.37	35.56
Karachipampa	61.90	51.41	-10.49
Aranjuez	126.74	132.46	5.71
Valle Hermoso	144.65	202.06	57.42
Carrasco	688.59	645.69	-42.89
Total	3,229.93	3,224.37	- 5.56

Las principales causas de las diferencias entre lo programado y la producción real, son la indisponibilidad no prevista de mantenimientos o salidas forzadas y las diferencias entre el régimen hidrológico previsto y real.

El modelo de programación de corto plazo es de tipo multinodal y no considera las plantas de Zongo y Miguillas, por lo que se acepta que la programación de COBEE es la óptima para todo el mercado. Estas limitaciones a la programación serán levantadas con el uso de nuevos modelos que están siendo elaborados.

Coordinación de la operación en tiempo real (Despacho)

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 (TDE). Este sistema no cuenta con el hardware ni software adecuados para realizar las tareas de coordinación en condiciones normales ni permite crear una base de datos permanente que posibilite el uso de los datos recolectados. Para compensar en parte dichas deficiencias, el personal de coordinación debe realizar muchas labores fuera de línea.

Transacciones económicas (Postdespacho)

En la gestión de 1998 no se suscribieron contratos de suministro de energía; en consecuencia, las empresas distribuidoras de Santa Cruz, Cochabamba, Sucre y Potosí operaron en el mercado spot. Las empresas distribuidoras de La Paz y Oruro compran en el mercado spot la energía que COBEE no puede generar en sus plantas para estas empresas.

Inti Raymi operó en el mercado de contratos, en tanto que la empresa metalúrgica de Vinto lo hizo en el mercado spot.

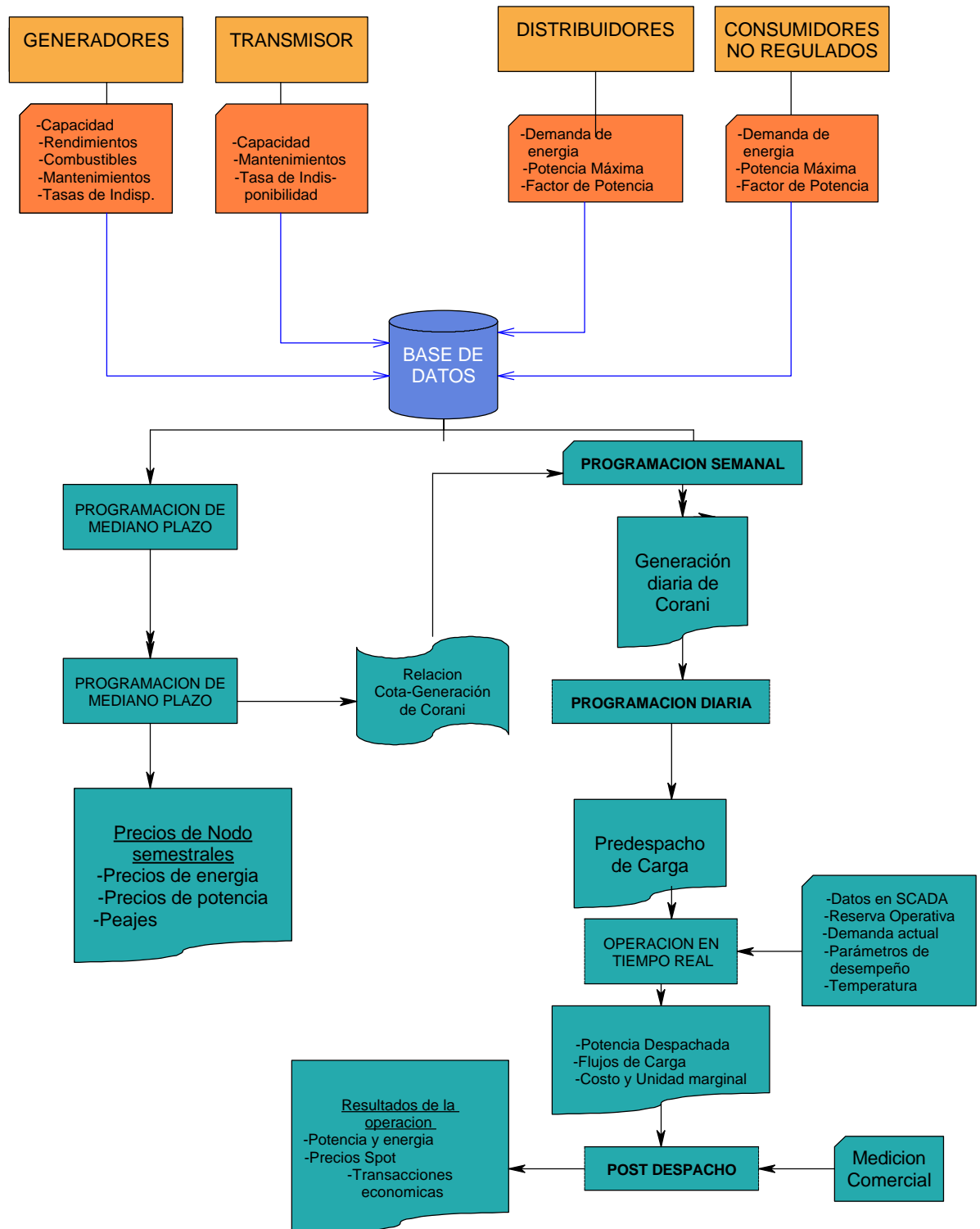
Las transacciones en el mercado spot se realizaron en base a los costos marginales horarios, los factores de nodo (calculados para tres horas típicas del mes) y los registros del sistema de medición comercial en cada nodo.

El resumen de las transacciones económicas en 1998, luego de ajustes por reliquidación de potencia y peajes, es el siguiente:

TRANSACCIONES ECONOMICAS EN 1998 (M Bs.)

CONCEPTO	CONSUMIDORES	GENERADORES	TOTAL	
Energía	261,789		261,789	45%
Potencia	212,340		212,340	36%
Transporte				
Ingreso				
Tarifario	10,532		10,532	2%
Peaje	39,422	59,794	99,216	17%
Total	524,083	59,794	583,877	100%
Total	90%	10%	100%	

SISTEMA DE PROGRAMACION, OPERACION EN TIEMPO REAL Y TRANSACCIONES ECONOMICAS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA



5. PRECIOS DE ENERGIA

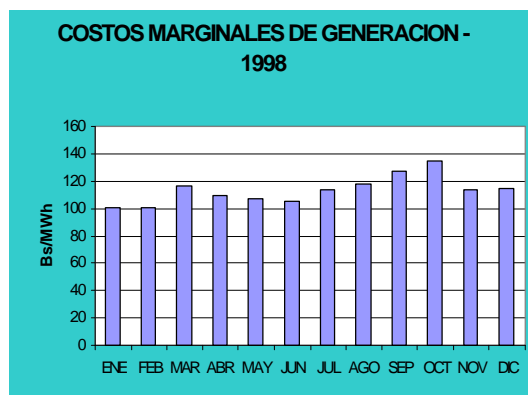
Precios de nodo

Dentro de sus funciones, El CNDC elaboró estudios de precios para los períodos nov97-abril98, mayo-oct98 y nov98-abril99, que luego fueron aprobados por el CNDC y la Superintendencia.

La base para estos estudios es la información de la oferta de generación y compromisos de ejecución de proyectos formalizados por la Superintendencia de Electricidad y la información de la demanda de los distribuidores y consumidores no regulados.

En estos estudios se utiliza el modelo de optimización – simulación del despacho de carga de mediano plazo y otros programas complementarios. La metodología de cálculo se enmarca a las disposiciones de los reglamentos y normas complementarias emitidas por la Superintendencia y el CNDC.

Los precios de nodo calculados, que incluyen los componentes de energía, potencia y transmisión, son puestos en conocimiento de los Agentes del MEM para su evaluación y luego a la Superintendencia de Electricidad.

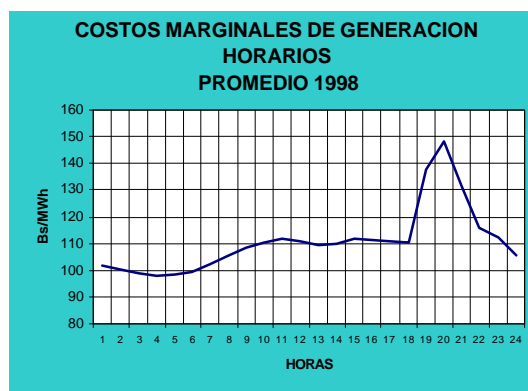


Precios de energía y costos marginales medios

La comparación de los costos marginales de energía previstos y reales muestra las siguientes diferencias:

COSTOS MARGINALES DE ENERGIA EN 1998
(Bs/MWh) con IVA

	ENE – ABR	MAY-OCT	NOV – DIC
<u>A nivel de generación</u>			
• Previsto	102.58	113.65	106.16
• Real	107.28	117.71	114.26
<u>A nivel de Nodos</u>			
• Previsto	105.72	118.60	109.47
• Real	112.50	127.01	119.78



En general, las variaciones se deben a cambios no previstos en la oferta y en menor grado a fluctuaciones de la demanda.

Las diferencias de costos marginales en nodos son más acentuadas debido al efecto adicional de la metodología de cálculo de factores de nodo definida en la reglamentación.

Precio de Potencia

El precio básico de potencia, calculado para el periodo mayo/98 – abril/99 y considerando turbinas de gas en el rango de 50.1 MW a 52.8 MW ISO, resultó en un costo total de 547.76 US\$ por kW de potencia efectiva en el sitio. El nodo de referencia se ubicó en Guaracachi.

Este precio y los factores de nodo por potencia determinaron el precio de la potencia en cada nodo del STI. Los precios aplicados en 1998 fueron los siguientes:

PRECIOS PROMEDIOS DE POTENCIA EN 1998
(Bs/kW-mes) con IVA

	ENE – ABR	MAY-OCT	NOV – DIC
Precio Básico	39.89	42.09	42.80
Precio en nodos del STI	45.83	44.04	44.77

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 1998
(Bs/kW-mes) con IVA

	ENE – ABR	MAY-OCT	NOV – DIC
Generadores	3.04	2.70	3.31
Consumidores	9.89	10.89	11.02
Promedio	6.42	6.76	7.13

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 BskW-mes	CARGO POR PEAJE Bs/kW-mes	PROMEDIO MONOMICO Bs/MWh
CRE	118	41.4	0.0	212
ELECTROPAZ	140	50.8	17.2	302
ELFEC	116	41.5	8.7	232
ELFEO	123	44.2	24.4	334
SEPSA	120	43.6	16.1	256
CESSA	118	37.6	21.8	257

Tipo de cambio medio anual 5.5 Bs/US\$

V. ACTIVIDADES DEL COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

Sesiones del CNDC

Luego de la designación anual de los representantes de cada grupo de agentes al CNDC, las sesiones en 1998 se iniciaron el mes de febrero (Sesión N° 41). En este año se efectuaron 18 sesiones.

En junio se aprobó el Estatuto del CNDC y se remitió a la Superintendencia de Electricidad para su aprobación.

El análisis sobre asignación de peajes se realizó a lo largo de toda la gestión; para ello, se solicitó a cada agente emitir su criterio sobre el informe del Consultor (cuyo trabajo fue presentado a fines de 1997). Posteriormente, se encomendó el análisis a grupos consultivos en los que participaron representantes de cada sector del MEM. La Unidad Operativa, a su vez, realizó varios análisis al respecto. No obstante el esfuerzo realizado, no se logró arribar a una solución, por lo que este tema continuará siendo tratado en la próxima gestión.

El mes de julio, la Empresa Transportadora de Electricidad, que alquila al CNDC el sistema Scada, presentó un proyecto de renovación y actualización de dicho sistema y una propuesta para continuar alquilando al Comité con el mismo canon actual (510.870 US\$/año) hasta el año 2007. En conocimiento de dicha propuesta, el CNDC ha realizado gestiones para contratar un consultor que evalúe las necesidades en materia de Scada y la oferta de la TDE.

En base a un cofinanciamiento de la Superintendencia de Electricidad, en 1998 se han realizado las gestiones para efectuar un estudio de confiabilidad del sistema de generación/transmisión. Este estudio se efectuará en la próxima gestión.

Actividades de la Unidad Operativa

Las funciones de la Unidad Operativa de programar, coordinar la operación en tiempo real e informar los resultados de la operación y las transacciones económicas, han sido desarrolladas durante 1998 en forma normal. Resultado de ello es que, a fin de la gestión, no quedaron cuestionamientos importantes al despacho de carga.

No obstante lo anterior, nuevamente en esta gestión se evidenció la necesidad de oficializar la vigencia de normas y procedimientos operativos, contar con un sistema Scada adecuado a las necesidades del sistema, garantizar una correcta programación que incluya a todos los Agentes del Mercado, definir las condiciones mínimas de desempeño y adecuar algunos aspectos de la reglamentación vigente, en especial el tema de la asignación de costos de transmisión.

En este sentido, durante la gestión la Unidad Operativa ha realizado varias tareas en procura de resolver las dificultades mencionadas; entre dichas tareas ha presentado un conjunto de normas operativas para su tratamiento en el CNDC.

Debido a la necesidad de contar con un instrumento formal para el funcionamiento del CNDC, la Unidad Operativa presentó un proyecto de Estatutos que, luego de un amplio análisis, fue aprobado por el CNDC en el mes de julio. Para la vigencia de este documento, se requiere la aprobación de la Superintendencia de Electricidad; hecho aún pendiente.

Programación

En el mes de julio se suscribió un contrato de consultoría para el desarrollo de modelos de programación de mediano y corto plazo. A fines de la gestión se estaba probando el modelo de mediano plazo que optimiza la operación de todas las plantas del SIN considerando la red de transmisión. Este estudio concluirá en la gestión de 1999.

Se ha instituido el análisis mensual de seguimiento de la programación anual comparándola con lo ejecutado, para introducir, en caso necesario, correcciones a dicha programación.

En esta gestión se ha prestado especial atención a los problemas de abastecimiento de potencia debidos a la limitada oferta frente a los requerimientos del Mercado.

Análisis de Sistemas

En esta área, se elaboró el primer informe sobre índices de calidad de transmisión correspondiente al período noviembre/97-octubre/98 y se inició el trabajo de actualización de la coordinación de equipos de protección de instalaciones de generación y transmisión.

Una función permanente ha sido supervisar el funcionamiento del esquema de alivio de cargas, el cual operó satisfactoriamente en la gestión.

Postdespacho

En el área de Postdespacho, en esta gestión se ha mejorado el sistema de recolección de datos y su procesamiento para la emisión de informes de transacciones económicas y resultados técnicos de la operación.

Se creó una página WEB en la red de Internet como un medio de difusión de la información procesada en la Unidad Operativa a los Agentes del Mercado y otras instituciones.

En el mes de noviembre, se anuló el nodo de retiro de ELFEC en la Subestación Alalay, de modo que, a partir de ese mes, los retiros de energía de esa empresa para la ciudad de Cochabamba se concentran en los nodos Arocagua y Urquidi (Valle Hermoso).

Administración

En 1998, 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 son técnicos superiores y 4 administrativos y personal de apoyo.

Durante esta gestión, 5 empleados de la Unidad Operativa asistieron a cursos y seminarios de capacitación sobre temas relacionados con despacho de carga y programación.

Con objeto de tener un mejor conocimiento de los centros de control de las empresas eléctricas, se ha iniciado un programa de visitas del personal de la Unidad Operativa a cargo de la supervisión en tiempo real a las plantas de generación y centros de despacho de Agentes del Mercado. Este programa se cumplió parcialmente y concluirá en 1999.

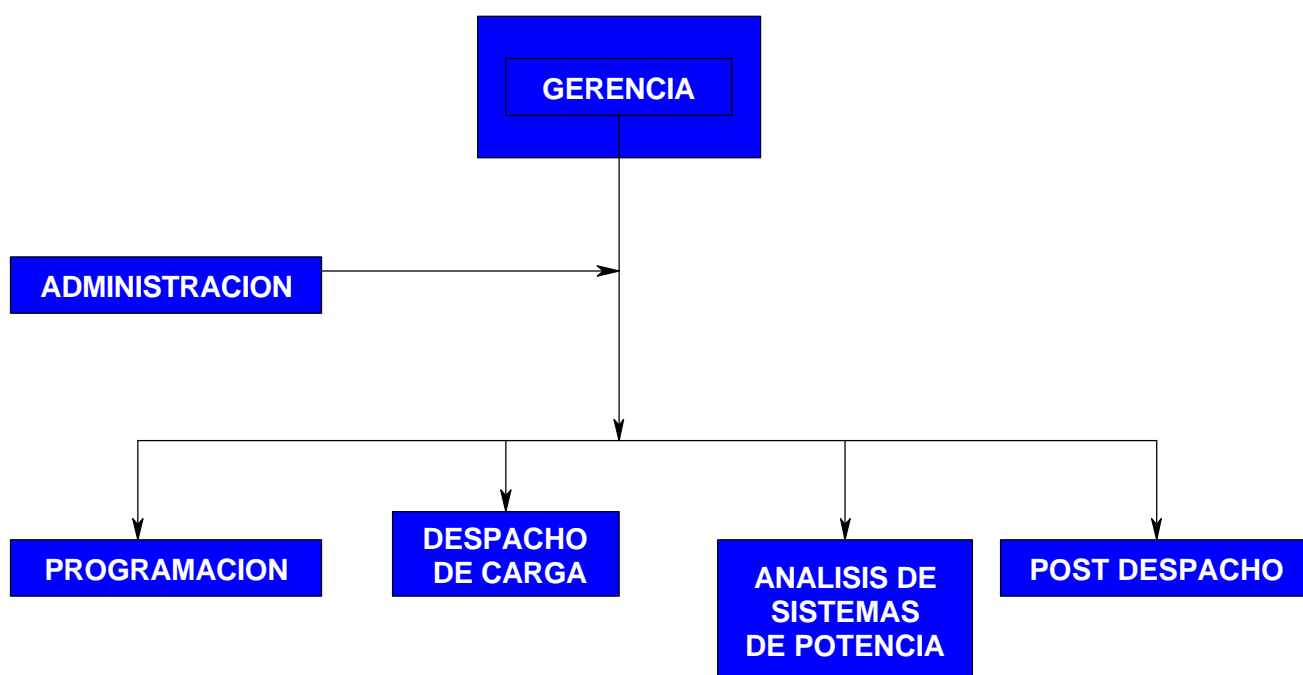
Además del Scada, las oficinas y parte de su equipamiento son alquiladas a la Empresa Transportadora de Electricidad. No obstante el sistema de alquiler, en 1998 fue necesario adquirir equipos de computación, teléfonos y otros menores, así como programas computacionales especializados.

No obstante las gestiones realizadas, no fue posible obtener cotizaciones sobre el seguro de responsabilidad civil del personal de la Unidad Operativa, solicitado por algunos agentes del MEM.

En mayo se realizó en Cochabamba la primera reunión latinoamericana de operadores de despachos de carga; a este evento, que fue auspiciado por el CNDC y la APEX (Association Power Exchanges), asistieron delegaciones de Argentina, Brasil, Colombia, Perú, El Salvador, Nicaragua y Costa Rica.

A consecuencia de dicha reunión, posteriormente se realizó otra dedicada exclusivamente al tema de la programación de la operación. Esta reunión se efectuó en Quito en el mes de septiembre.

ORGANIGRAMA DE LA UNIDAD OPERATIVA



VI. EJECUCION PRESUPUESTARIA Y RESULTADOS ECONOMICOS

De acuerdo con la reglamentación vigente, los servicios que presta el CNDC al MEM son cubiertos por los agentes del mercado. La remuneración anual es igual al presupuesto de gastos aprobado. Mensualmente la Unidad Operativa emite facturas a los Agentes del Mecado por servicios prestados en un monto igual a la 12^{ava} parte del monto presupuestado y en proporción a sus transacciones.

Los rubros más significativos de los gastos del CNDC son el alquiler de instalaciones a la TDE, salarios y gastos de consultoría.

El presupuesto de gastos en 1998 fue establecido en US\$ 2,150,542. Para cubrir este monto se utilizó el excedente presupuestario de 1997 y el pago de los Agentes del Mercado por un monto de US\$ 2,000,542. En julio, el presupuesto fue reformulado redistribuyendo las diferentes partidas presupuestarias y disminuyendo el monto total en US\$ 59,166.

La ejecución presupuestaria hasta el mes de octubre mostró que, por el retraso en la ejecución de 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 suspensión de la facturación a los Agentes del Mercado por los meses de noviembre y diciembre.

La ejecución presupuestaria de 1998 al 31 de diciembre muestra un monto no utilizado de 412,059 US\$, el cual será utilizado en la siguiente gestión.

La ejecución presupuestaria fue la siguiente:

EJECUCION PRESUPUESTARIA (US\$)

	Presupuesto (Reformulado)	Ejecución	Saldo
Salarios	687,212	687,210	2
Alquileres	508,066	507,852	214
Consultoría	429,116	77,700	351,417
Capacitación	19,633	12,440	7,193
Servicios	37,991	33,529	4,461
Costos Comité	45,296	32,597	12,699
Materiales	8,561	8,445	116
Gastos Generales	4,524	4,579	(55)
Activos	30,890	32,230	(1,340)
Impuestos No Comp,	229,357	190,890	38,467
IVA-Crédito Fiscal	90,730	91,845	(1,115)
TOTAL GENERAL	2,091,376	1,679,317	412,059

Resultados económicos

Como resultado de la ejecución presupuestaria y decisiones adoptadas por el CNDC, el saldo neto a ser transferido a la gestión de 1999 es el siguiente:

	<u>US\$</u>
Monto presupuestado no ejecutado	412,059
Monto no facturado	(332,983)
Otros ingresos (intereses bancarios)	19,152
Bono de rendimiento	<u>(43,292)</u>
Saldo para la gestión 1999	54,936

Se adjunta, los cuadros de Balance, Estado de Resultados y Flujo de Fondos así como el parecer del Auditor Externo.

COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
BALANCE GENERAL
AL 31 DE DICIEMBRE DE 1998

	EN BOLIVIANOS	EN DOLARES
ACTIVO		
Activo Corriente		
Disponible	2,591,309.12	458,638.78
Cuentas por Cobrar a Agente	2,056.26	363.94
IVA Credito fiscal	84,175.00	148,989.23
Impuesto a las utilidades por Compensar	219,132.00	38,784.42
Otras Cuentas por Cobrar	16,606.65	2,939.23
Total	2,913,279.03	515,624.60
Activo no Corriente		
Activo Fijo Neto	286,592.47	50,724.33
Inversiones en Acciones Telefonicas	42,375.00	7,500.00
Total	328,967.47	58,224.33
TOTAL ACTIVO	3,242,246.50	573,848.93
PASIVO Y PATRIMONIO		
PASIVO		
Pasivo Corriente		
Cuentas por pagar	558,138.90	98,785.65
Obligaciones Tributarias	39,489.00	6,989.20
Obligaciones Sociales	362,887.19	64,227.82
Otras Previsiones	648.68	114.81
Total	961,163.77	170,117.48
Pasivo No Corriente		
Previsión para indemnizaciones	273,755.00	48,452.21
Total	273,755.00	48,452.21
TOTAL PASIVO	1,234,918.77	218,569.69
PATRIMONIO		
Aporte de la Sperintendencia	81,642.50	14,450.00
Reservas patrimoniales	1,795,875.95	317,854.15
Resultados Acumulados	159,743.75	28,273.23
Resultado de la Gestión	-(29,934.47)	-(5,298.14)
TOTAL PATRIMONIO	2,007,327.73	355,279.24
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	3,242,246.50	573,848.93

COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
ESTADO DE RESULTADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 1998

	EN BOLIVIANOS	EN DOLARES
INGRESOS DE OPERACIÓN		
Pagos de Agentes	8,196,886.83	1,450,778.43
Intereses percibidos	108,206.43	19,151.58
Ingresos varios	38,027.55	6,730.54
Total	8,343,120.81	1,476,658.55
COSTOS DE OPERACIÓN		
Salarios	4,127,336.79	730,502.09
Alquileres	2,869,363.35	507,851.92
Consultoria	439,003.59	77,699.75
Capacitación	70,284.47	12,439.73
Servicios	189,438.91	33,529.01
Comité Nacional	184,174.35	32,597.23
Materiales	47,717.98	8,445.66
Otros	445,735.85	78,891.30
Total	8,373,055.28	1,481,956.69
RESULTADOS DE LA GESTION	-(29,934.47)	-(5,298.14)

EJECUCION PRESUPUESTARIA 1998
(EN DOLARES)

	Presupuesto	Ejecutado	No Ejecutado
Salarios	687,212	687,210	2
Alquileres	508,066	507,852	214
Consultoria	429,116	77,700	351,416
Capacitación	19,633	12,440	7,193
Servicios	37,991	33,529	4,462
Comité Nacional	45,296	32,597	12,699
Materiales	8,561	8,446	115
Varios	4,524	4,579	-(55)
Inversiones	30,890	32,230	-(1,340)
Impuestos No Compensados	229,357	190,890	38,467
SUB TOTAL	2,000,646	1,587,473	413,173
Crédito Fiscal	90,730	91,845	-(1,115)
TOTAL GENERAL	2,091,376	1,679,318	412,058



DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Representantes
de Comité Nacional de Despacho de Carga "CNDC"

Hemos examinado el Balance General del Comité Nacional de Despacho de Carga "CNDC" al 31 de diciembre de 1998 y los correspondientes estados de ganancias y pérdidas, resultados acumulados y de flujo de efectivo por el año terminado en esa fecha. Estos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), son responsabilidad de la gerencia de la Institución. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros, basados en nuestra auditoría.

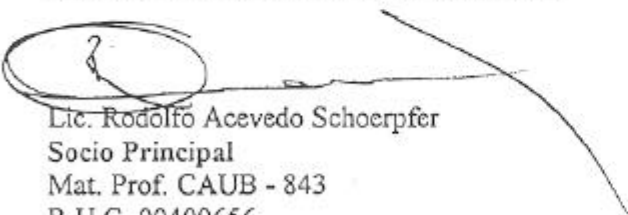
Efectuamos nuestro examen, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros están exentos de errores significativos. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los importes e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría también comprende una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la administración de la sociedad, así como la evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestra auditoría constituye una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial y financiera del Comité Nacional de Despacho de Carga "CNDC" al 31 de diciembre de 1998 y los resultados de sus operaciones y de flujo de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados.

Al 31 de diciembre de 1998, el Comité enfrenta un juicio contencioso tributario correspondiente a la demanda iniciada por la Administración Regional de Impuestos Internos por Bs 41.543 por concepto de tributos adeudado, mantenimiento de valor, intereses, multa por mora, y la suma de Bs 36.151 por la sanción aplicada. El proceso se encuentra en la Sala Técnica para su Resolución, la cual se prevé para fines de marzo o la primera quincena de abril de 1999 según se explica en Nota 13.

Cochabamba, marzo 22, 1999

ACEVEDO & ASOCIADOS
AFILIADO A DELOITTE & TOUCHE



Lic. Rodolfo Acevedo Schoerpfer
Socio Principal
Mat. Prof. CAUB - 843
R.U.C. 00409656



INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Representantes
De Comité Nacional de Despacho de Carga

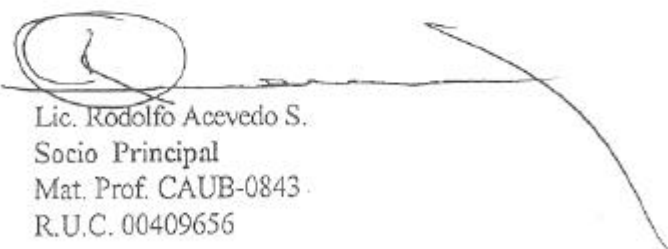
Hemos auditado el estado de ejecución presupuestaria del Comité Nacional de Despacho de Carga al 31 de diciembre de 1998. Dicho estado es responsabilidad de la administración del Comité Nacional de Despacho de Carga. Nuestra responsabilidad es la de expresar una opinión sobre el estado de ejecución presupuestaria basados en nuestra auditoria.

Nuestra auditoria del estado de ejecución presupuestaria fue hecha de acuerdo con Normas de Auditoria Generalmente aceptadas. Tales normas requieren que planeemos y desarrollemos la auditoria con el fin de obtener una seguridad razonable respecto a si el estado de ejecución presupuestaria está libre de distorsiones importantes. Una auditoria incluye el examen, sobre bases selectivas, de la evidencia que respalda los montos y divulgaciones en el estado de ejecución presupuestaria. Una auditoria también incluye la evaluación de los principios de contabilidad usados y las estimaciones significativas hechas por la gerencia, así como la evaluación de la presentación general del estado financiero. Creemos que nuestra auditoria proporciona una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, el estado de ejecución presupuestaria identificado anteriormente presenta razonablemente, en todos los aspectos importantes, los ingresos y los costos incurridos por el Comité Nacional de Despacho de Carga al 31 de diciembre de 1998.

Cochabamba, marzo 22, 1999

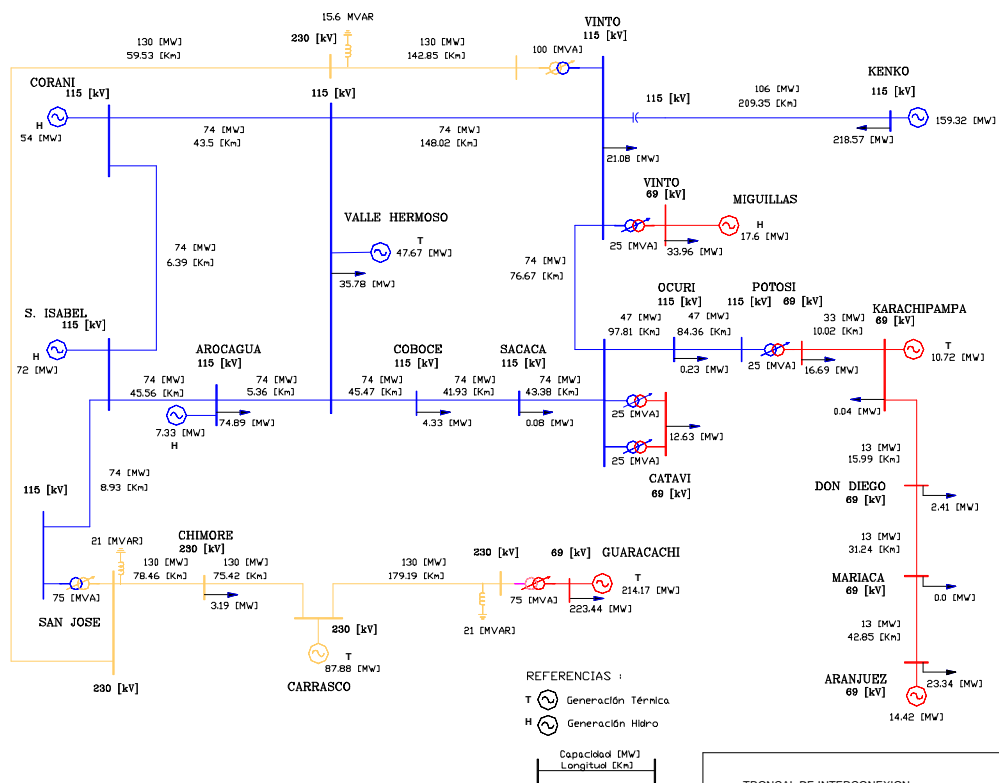
ACEVEDO Y ASOCIADOS
AFILIADOS A DELOITTE & TOUCHE



Lic. Rodolfo Acevedo S.
Socio Principal
Mat. Prof. CAUB-0843
R.U.C. 00409656

VII. ANEXOS

- 1. Diagrama del Sistema Troncal de Interconexión**
- 2. Parque de generación**
- 3. Capacidad de transmisión**
- 4. Producción de energía**
- 5. Inyecciones y Retiros de energía**
- 6. Demandas Máximas**
- 7. Curvas de Carga típicas**
- 8. Flujos Máximos en los principales tramos del STI**
- 9. Potencia de Punta y Potencia Firme**
- 10. Indisponibilidad de unidades generadoras**
- 11. Fallas más importantes**
- 12. Costos Marginales de generación**
- 13. Costos Marginales por Nodos**



PARQUE DE GENERACION EN DICIEMBRE DE 1998

CENTRAL	EMPRESA	AÑO PUESTA EN SERVICIO	TIPO	No DE UNIDADES	CAPACIDAD EFECTIVA(MW)
ACHACHICALA	COBEE	1909	HIDRO	3	3.9
ZONGO	COBEE	1909-1998	HIDRO	20	147.4
MIGUILLAS	COBEE	1931-1958	HIDRO	8	19.0
CORANI	CORANI	1967-1980	HIDRO	4	54.0
SANTA ISABEL	CORANI	1973-1983	HIDRO	4	72.0
CHOJLLA	HIDROBOL	1998	HIDRO	2	1.0
YURA	RIO ELECTRICO	-	HIDRO	5	9.0
TOTAL HIDROELECTRICAS				43	306.3
GUARACACHI (25 °C)	GUARACACHI	1974-1992	TURB. A GAS	8	168.2
ARANJUEZ (15 °C)	GUARACACHI	1974-1992	TURB. A GAS(*)	1	18.6
ARANJUEZ (15 °C)	GUARACACHI	1974-1992	DUAL FUEL	7	18.9
KARACHIPAMPA (9 °C)	GUARACACHI	1982	TURB. A GAS	1	14.3
CARRASCO (25 °C)	V. HERMOSO	1996	TURB. A GAS	2	111.9
V. HERMOSO (17 °C)	V. HERMOSO	1991-1993	TURB. A GAS	4	74.6
KENKO (10 °C)	COBEE	1995	TURB. A GAS	2	17.6
TOTAL TERMoeLECTRICAS				25	424.1
TOTAL				68	730.4
La capacidad efectiva de las plantas térmicas corresponde a la temperatura media anual en cada planta					

CAPACIDAD DE TRANSMISION EN DICIEMBRE DE 1998

	LONGITUD			CONDUCTOR	CAPACIDAD
	Km			MCM	MVA
TENSION DE OPERACION	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	137.0
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	12.5
Don Diego - Mariaca			31.24	266.8	12.5
Mariaca - Aranjuez			42.85	266.8	12.5
TOTAL	535.45	863.04	100.10		

CAPACIDAD DE SUBESTACIONES EN DICIEMBRE DE 1998

SUBESTACION	CAPACIDAD	TENSION	SUBESTACION	CAPACIDAD	TENSION
Guaracachi (*)	4 X 25 MVA	230/69 kV	Vinto (*)	4 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 MVA	115 kV
Potosí	7.2 MVA	69 kV	Vinto	13,8 MVA	69 kV
Catavi	2 X 25 MVA	115/69 kV	San José (*)	4 X 25 MVA	230/115 kV
			Aranjuez	7.2 MVA	69 kV

(*) Monofásico

Informe de actividades del CNDC - 1998

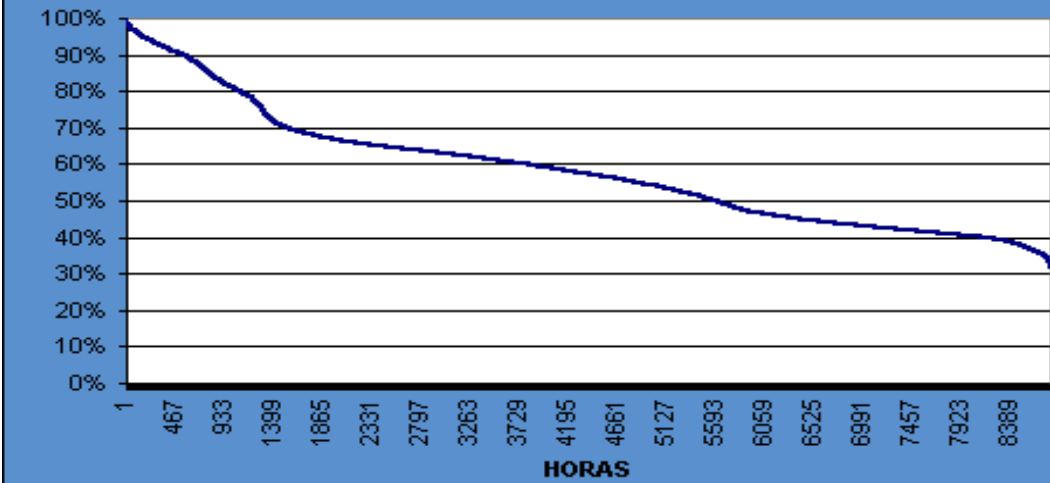
PRODUCCION DE ENERGIA EN 1998													
MWh													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
ACHACHICALA	1284	1167	1219	1127	1185	1191	1284	1289	1280	1136	1191	1239	14592
ZONGO	74380	70859	74727	76347	52626	41700	40240	40987	34786	52053	70578	58481	687763
MIGUILLAS	9832	9540	12528	11339	10986	10118	10246	10020	9661	10209	9127	10155	123761
YURA	5165	3797	4997	5201	5353	5237	5416	3935	5030	5018	5112	4696	58955
CHOJLLA								248	524	261	491	586	2110
CORANI	23337	17777	15911	15012	21229	23541	30583	22986	18032	8686	18088	19433	234615
S.ISABEL	41848	36194	29944	26492	31148	33475	43348	32770	25808	13856	29456	31944	376283
SUBTOTAL HIDRO	155846	139334	139325	135518	122527	115262	131117	112234	95121	91217	134042	126532	1498077
V.HERMOSO	5843	5508	23531	13722	14275	18103	17011	18321	31300	36247	8137	12003	204000
CARRASCO	33961	30176	33788	47357	66437	69420	57635	71170	65057	69684	50922	60076	655682
GUARACACHI	59855	53737	67701	62038	62642	59557	60881	59640	63737	72716	65282	67614	755402
KARACHIPAMPA	6284	6761	0	0	0	171	7776	8162	7543	6144	4012	4967	51820
ARANJUEZ	8072	6053	12242	11772	12593	11829	11934	12388	11503	12361	11575	10770	133093
KENKO	1806	1445	1994	1820	3158	4123	4291	4147	4659	3960	3770	4342	39514
SUBTOTAL TERMO	115821	103679	139256	136709	159106	163202	159530	173827	183798	201112	143698	159773	1839510
TOTAL SIN	271667	243013	278582	272227	281633	278464	290647	286061	278919	292329	277740	286305	3337587
Menos: Generacion Yura	5165	3797	4997	5201	5353	5237	5416	3935	5030	5018	5112	4696	58955
Más: Excedentes Yura	1781	926	1755	1867	1703	1673	1526	896	1389	1417	1885	1313	18131
TOTAL MEM	268283	240142	275340	268894	277984	274900	286757	283022	275278	288729	274513	282922	3296764
SIN = Sistema Interconectado Nacional													
MEM = Mercado Eléctrico Mayorista													

INYECCIONES Y RETIROS DE ENERGIA - 1998 (MWh)														
	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
INYECCIONES														
CORANI	COR	23323	17762	15899	15001	21215	23526	30525	22920	17982	8657	18077	19371	234256
SANTA ISABEL	SIS	41773	36122	29876	26516	31073	33387	43236	32680	25742	13794	29366	31850	375413
GUARACACHI	GCH	57105	51401	64904	59408	59730	57038	58208	57129	61123	69865	62446	64012	722369
ARANJUEZ	ARJ	7986	5963	12146	11730	12536	11798	11901	12350	11476	12314	11535	10722	132458
KARACHIPAMPA	KAR	6237	6715	-7	-7	-8	160	7721	8104	7489	6099	3978	4931	51412
VALLE HERMOSO	VHE	5708	5391	23225	13687	14098	17960	16863	18153	31097	36033	8004	11845	202065
CARRASCO	CAR	33328	29632	33312	46598	65490	68450	56738	70150	64122	68650	50095	59130	645694
COBEE - LP	KEN	75413	71421	75929	77107	55427	45663	44472	45009	39346	55549	73613	62792	721742
COBEE - OR	VIN	9438	9164	12010	10877	10544	9695	9852	9635	9296	9818	8777	9772	118879
EXCEDENTES YURA	POT	1781	926	1755	1867	1703	1673	0	0	0	0	0	0	9705
RIO ELECTRICO	POT	0	0	0	0	0	0	1526	896	1389	1417	1885	1313	8426
H. E. BOLIVIANA	KEN	0	0	0	0	0	0	0	230	487	242	456	544	1960
TOTAL INYECCIONES		262092	234496	269048	262784	271807	269350	281041	277256	269549	282440	268233	276284	3224380
RETIROS														
CRE	GCH	89536	77753	89239	86606	84511	80794	87661	86579	85651	93668	92926	95548	1050471
ELECTROPAZ	KEN	76367	68691	80195	78088	82888	84516	86659	84482	80918	82567	77766	79710	962849
ELFEO	VIN	11979	11107	13250	12925	12504	11995	11350	11255	11160	12100	12494	12009	144127
ELFEO	CAT	4432	4048	4570	4132	5247	5580	6768	5880	6304	5458	4334	4570	61324
SUBTOTAL		16410	15156	17820	17056	17752	17575	18118	17135	17464	17558	16828	16580	205451
ELFEC	VHE	5039	4388	4884	4902	5205	5044	5302	5295	5018	4975	12514	11997	74562
ELFEC	CBC	2199	2753	3058	3072	2647	3141	3104	3218	1877	3421	3026	3027	34543
ELFEC	ALY	9194	7033	8205	7690	7842	7957	8212	7765	7380	7863	0	0	79139
ELFEC	ARO	26352	24939	29370	28436	28973	28588	29618	29896	29856	31421	29531	31271	348252
ELFEC	CHI	1004	911	1028	990	1003	957	1045	1094	1044	1151	1061	1114	12402
SUBTOTAL		43788	40023	46545	45090	45670	45687	47281	47268	45175	48831	46132	47409	548897
CESSA	ARJ	9130	7738	7709	9146	9422	9584	9587	9586	9527	10109	9517	9423	110479
CESSA	MAR	20	18	19	19	18	20	18	16	19	19	17	18	221
SUBTOTAL		9150	7755	7728	9165	9441	9603	9605	9603	9546	10128	9534	9441	110700
SEPSA	OCU	75	67	97	97	76	99	105	97	100	108	178	191	1290
SEPSA	POT	5879	5218	6435	6195	6643	6837	7078	6796	6658	6632	6001	6314	76686
SEPSA	DDI	228	917	956	915	965	741	962	906	927	963	992	1070	10542
SEPSA	SAC	19	18	19	19	19	23	35	29	34	35	34	35	322
SEPSA-C.M.K.	KAR	0	0	0	0	0	0	21	21	20	25	22	18	127
SUBTOTAL		6202	6220	7507	7225	7704	7700	8201	7848	7739	7764	7226	7628	88966
ENDE-PUNUTUMA	POT	4	3	3	0	10	6	0	0	0	0	0	0	27
ENDE-C.MET.KAR.	KAR	18	16	18	17	19	19	0	0	0	0	0	0	108
ENDE-C. BLANCO	DDI	787	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	787
SUBTOTAL		808	19	21	18	30	25	0	0	0	0	0	0	921
RIO ELECTRICO-PUN.	POT	0	0	0	0	0	0	0	585	4	5	1	5	601
INTI RAYMI	VIN	12831	12036	13146	12417	14247	12845	13534	14201	13365	13827	12293	13800	158543
EMETVIN	VIN	3403	3519	2932	3267	3445	2903	2618	2503	2136	2001	1990	1883	32601
TOTAL RETIROS		258495	231173	265134	258932	265688	261649	273678	270204	261999	276349	264697	272003	3160001
PERDIDAS		3597	3324	3914	3852	6119	7701	7364	7051	7550	6090	3536	4281	64379
		1.4%	1.4%	1.5%	1.5%	2.3%	2.9%	2.6%	2.5%	2.8%	2.2%	1.3%	1.5%	2.0%

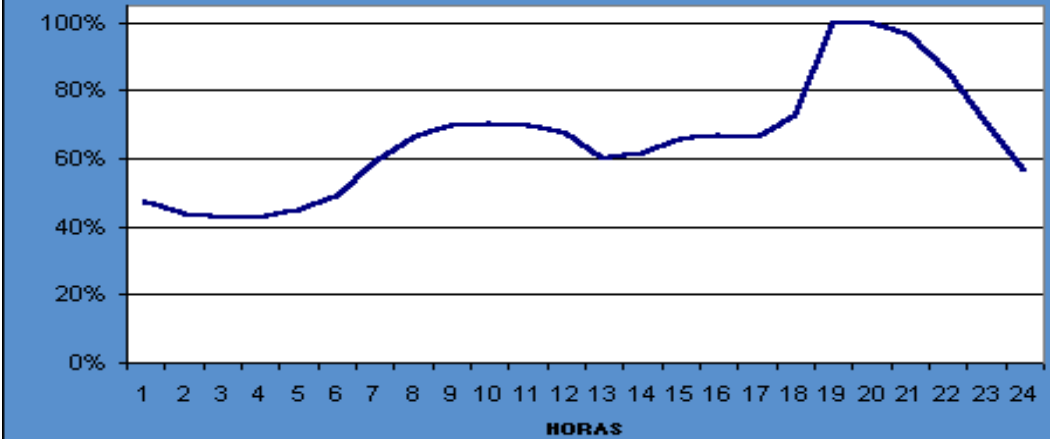
DEMANDAS MAXIMAS - 1998 (MW)														
AGENTE	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MAXIMA
CRE	GCH	194.84	195.29	198.31	204.50	199.46	194.70	201.54	205.66	200.99	203.24	208.59	208.69	208.69
ELECTROPAZ	KEN	189.13	189.22	196.35	197.30	207.25	213.67	209.58	211.06	209.09	206.14	201.95	203.26	213.67
ELFEO	VIN69	31.41	29.13	29.12	31.09	33.14	31.77	30.14	29.88	31.49	30.47	30.65	27.32	33.14
ELFEO	CAT	14.26	14.73	13.81	13.44	13.63	14.04	14.01	12.94	13.52	14.10	13.62	15.81	15.81
ELFEC	VHE	14.34	13.71	13.86	14.02	14.34	14.17	13.95	13.65	14.21	14.00	33.40	32.27	33.40
ELFEC	CBC	5.68	5.65	5.68	5.78	5.78	5.55	5.48	5.63	5.40	5.60	5.68	5.68	5.78
ELFEC (5)	ALY	22.60	22.20	22.60	20.20	19.80	20.30	20.70	19.50	19.20	19.50	0.00	0.00	22.60
ELFEC	ARO	60.83	66.12	67.71	67.68	67.12	67.01	69.82	70.15	70.20	71.12	71.05	71.52	71.52
ELFEC	CHI	2.78	2.79	2.88	2.78	2.90	2.87	2.94	3.03	3.12	3.21	3.00	3.03	3.21
CESSA	ARJ	21.21	21.27	21.99	22.27	22.39	22.43	22.66	22.61	22.91	22.68	22.32	22.43	22.91
CESSA	MAR	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.06	0.07	0.06	0.07	0.06	0.06	0.07
SEPSA	OCU	0.21	0.17	0.23	0.25	0.27	0.27	0.26	0.28	0.30	0.29	0.59	0.56	0.59
SEPSA	POT	13.88	13.97	14.88	14.97	15.05	15.63	15.55	15.46	15.80	15.13	14.80	14.30	15.80
SEPSA (1)	DDI	1.03	2.17	3.85	2.47	2.53	2.30	2.30	2.24	2.30	2.30	2.50	2.45	3.85
SEPSA	SAC	0.11	0.11	0.12	0.09	0.09	0.13	0.13	0.08	0.09	0.09	0.09	0.09	0.13
SEPSA-C.M.K. (3)	KAR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.07	0.10	0.11	0.09	0.09	0.11
ENDE-PUNUTUMA (2)	POT	1.64	0.70	0.80	0.84	2.53	1.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.53
ENDE-C.M.K. (3)	KAR	0.05	0.08	0.07	0.08	0.08	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08
ENDE-C. BLANCO	DDI	1.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.42
RIO ELECTRICO (2)	POT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.40	5.39	0.94	2.43	1.22	1.96	5.39
INTI RAYMI	VIN115	20.41	21.49	20.84	20.09	21.71	22.14	20.30	22.36	21.28	20.63	20.52	20.84	22.36
ENAF	VIN69	6.28	6.45	6.39	6.62	6.16	5.77	4.40	4.11	3.54	3.20	3.20	2.97	6.62
MAXIMA COINCIDENTAL		575.72	585.01	586.47	602.64	606.95	607.22	617.45	622.22	610.50	615.41	613.01	612.00	622.22
Día		Miercoles 28	Miercoles 18	Martes 31	Jueves 23	Martes 12	Martes 09	Jueves 23	Miecoles 19	Jueves 03	Jueves 22	Martes 24	Martes 15	Agos. 19
Hora		20:15	20:15	19:45	19:15	19:15	19:15	19:15	19:30	19:30	19:30	20:00	20:00	19:30
(1) DESDE FEBRERO 1998 CABALLO BLANCO ES CLIENTE SEPSA Y ES INCLUIDO EN DON DIEGO														
(2) DESDE JULIO 1998 RIO ELECTRICO SE HACE CARGO DE INYECCION YURA Y RETIRO PUNUTUMA EN S/E POTOSI														
(3) DESDE JULIO 1998 C.M.KARACHIPAMPA ES TRANSFERIDO A SEPSA														
(4) ENTRA EN OPERACIÓN COMERCIAL A PARTIR DE SEPTIEMBRE 1998														
(5) A PARTIR DE NOV. 1998 ALALAY DEJA DE SER NODO DEL STI CONECTANDOSE EL RETIRO ELFEC-ALALAY AL RETIRO ELFEC-VALLE HERMOSO														

CURVAS TIPICAS DE CARGA

CURVA DE DURACION DE CARGA - 1998



CURVA TIPICA DE CARGA DIARIA



POTENCIA MAXIMA INSTANTANEA EN LOS PRINCIPALES TRAMOS DEL S.T.I. - 1998 (MW)													
TRAMO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MAXIMA
VIN-KEN	73.4	62.0	76.5	70.0	81.5	90.7	86.6	85.1	84.6	86.5	75.6	80.3	90.7
KEN-VIN	55.1	56.5	54.8	59.7	35.4	9.5	0.0	0.0	38.5	52.0	59.6	27.7	59.7
GCH-CAR	0.0	0.0	17.6	19.6	28.7	10.1	7.6	0.0	27.1	26.7	7.9	0.0	28.7
CAR-GCH	68.0	70.0	63.9	69.9	68.5	66.6	69.2	72.0	71.5	70.3	75.7	72.5	75.7
CAT-POT	19.2	15.4	18.8	21.0	20.4	21.1	17.3	24.5	22.1	20.5	18.9	15.6	24.5
POT-CAT	17.0	13.9	9.1	10.0	9.1	12.4	19.5	21.9	20.4	19.4	21.3	16.6	21.9
KAR-ARJ	14.7	13.7	11.1	11.1	9.5	10.6	10.6	15.2	11.4	12.3	12.0	13.2	15.2
ARJ-KAR	15.0	16.0	19.1	18.1	14.9	11.8	13.0	20.7	16.1	19.1	14.1	15.2	20.7
SJO-CAR	56.9	50.4	48.3	40.9	25.7	0.0	3.7	3.3	13.5	10.7	54.5	42.8	56.9
CAR-SJO	70.8	67.9	65.9	84.8	110.0	103.7	80.7	91.4	104.4	114.7	81.5	80.8	114.7

POTENCIA DE PUNTA Miercoles 19 de Agosto de 1998 Hora : 19:30		
CONSUMIDOR	NODO	kW
CRE	GCH	202 205
ELECTROPAZ	KEN	206 202
ELFEO	VIN	28 981
ELFEO	CAT	12 140
ELFEC	VHE	13 478
ELFEC	CBC	4 200
ELFEC	ALY	19 200
ELFEC	ARO	68 390
ELFEC	CHI	2 891
CESSA	ARJ	22 146
CESSA	MAR	0
SEPSA	OCU	213
SEPSA	POT	15 381
SEPSA	DDI	2 225
SEPSA	SAC	72
ENDE-C.MET.KAR.	KAR	41
RIO ELECTRICO-PUN	POT	0
INTI RAYMI	VIN	20 628
EMETVIN	VIN	3 824
TOTAL		622 217

POTENCIA FIRME 1998		
GENERADOR	NODO	kW
ZONGO, ACHACH.	KEN	137 600
CHOJLLA	KEN	292
MIGUILLAS	VIN	17 600
CORANI	COR	54 000
SANTA ISABEL	SIS	72 000
GUARACACHI	GCH	138 887
ARANJUEZ	ARJ	32 631
KARACHIPAMPA	KAR	11 389
CARRASCO	CAR	93 258
V. HERMOSO	VHE	60 491
KENKO	KEN	15 070
TOTAL		633 218

INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS EN 1998 (horas)			
UNIDAD	PROGRAMADA	FORZADA	TOTAL
ACH1	84.3	99.3	183.6
ACH2	100.1	19.5	119.6
ACH3	98.8	33.7	132.5
ANG1	52.6	0.0	52.6
ANG2	146.9	0.0	146.9
ARJ1	71.0	2.6	73.6
ARJ2	53.7	3.5	57.2
ARJ3	34.0	11.9	45.9
ARJ4	20.0	1.1	21.1
ARJ5	58.0	2.6	60.6
ARJ6	0.0	0.8	0.8
ARJ7	16.0	0.0	16.0
ARJ8	223.2	18.2	241.4
BOT1	2852.9	17.6	2870.6
BOT2	2827.6	10.9	2838.5
BOT3	80.3	5.0	85.3
CAH1	197.9	59.4	257.3
CAH2	1054.6	1.1	1055.7
CAR1	2185.7	30.8	2216.5
CAR2	1035.6	27.6	1063.2
COR1	220.8	0.0	220.8
COR2	249.3	1.3	250.6
COR3	244.2	6.8	251.0
COR4	232.2	20.2	252.4
CRB1	60.0	3.5	63.6
CUT1	490.7	35.8	526.5
CUT2	418.0	31.7	449.7
CUT3	683.4	33.2	716.6
CUT4	446.2	50.9	497.1
CUT5	143.4	245.6	389.0
CHJ1	0.0	22.8	22.8
CHJ2	0.0	536.4	536.4
CHO1	82.8	1.4	84.2
CHO2	186.1	1786.4	1972.5
CHO3	92.0	4.5	96.5
CHU1	326.6	766.6	1093.2
CHU2	318.9	786.2	1105.1
GCH1	690.7	38.1	728.8
GCH2	365.4	1.2	366.7
GCH3	76.3	0.6	76.9
GCH4	208.7	2.9	211.5
GCH5	300.8	5.4	306.2
GCH6	265.1	9.7	274.8
GCH7	1613.6	3.9	1617.5
GCH8	287.4	0.1	287.5
HAR1	330.3	46.2	376.4
HAR2	292.0	126.1	418.1
KAR1	3433.2	370.4	3803.6
KEN1	97.7	7.3	105.0
KEN2	119.9	52.2	172.1
MIG1	114.6	0.0	114.6
MIG2	225.1	8.0	233.1
SAI1	145.7	578.6	724.3
SIS1	194.8	4.4	199.2
SIS2	205.8	5.4	211.1
SIS3	361.2	22.6	383.8
SIS4	349.3	0.0	349.3
SRO1	398.5	0.0	398.5
SRO2	185.6	23.8	209.4
SRO3	418.3	15.0	433.3
TIQ1	35.0	13.0	48.0
VHE1	167.8	2.5	170.3
VHE2	771.9	17.0	788.8
VHE3	524.9	5.2	530.1
VHE4	445.7	0.0	445.7
ZON1	99.2	18.9	118.0

Informe de actividades del CNDC - 1998

FALLAS MAS IMPORTANTES EN 1998						
MES	DIA	HORA	COMPONENTE	TIEMPO DE DESCONEXION (MINUTOS)	CAUSA DE FALLA	AGENTES AFECTADOS
ENE	11	04:37	CAR-SJO	16	Condiciones climáticas adversas	Cre, Elfec, Intiraymi
ENE	22	14:27	CAT-VHE	670	Destrucción cadena de aisladores	Elfec
ENE	22	03:52	ARJ8	4	Operación incorrecta relé sobre frecuencia	Elfec, Intiraymi
ENE	23	14:58	TIQ-AACH2	232	Descargas atmosféricas	Electropaz
FEB	5	00:08	SJO-CAR	7	Descargas atmosféricas	Cre, Elfec, Intiraymi
FEB	15	19:07	GCH5	23	Cargador de resortes de interruptor	Cre, Elfec, Electropaz
FEB	17	01:42	SJO-CAR	4	Descargas atmosféricas	Cre, Elfec, Intiraymi
FEB	19	13:07	SJO-CAR	7	Descargas atmosféricas	Elfec, Electropaz
MAR	8	02:10	SJO-CAR	11	Descargas atmosféricas	Elfec
MAR	11	14:39	POT-ARJ	8.6	Descargas atmosféricas	Cessa, Sepsa
MAR	21	09:07	POT-KAR	13	Cierre interruptor sin sincronismo	Cessa
ABR	1	12:40	KEN-AACH	12	Descarga atmosférica	Electropaz
ABR	2	07:39	TIQ-AACH1	51	Condiciones climáticas adversas	Electropaz
ABR	2	07:39	TIQ-AACH2	123	Se soltó chicotillo seccionador aéreo	Electropaz
ABR	9	13:28	CAR-GCH	14	No determinada	Cre
MAY	18	08:35	CAR1	332	Empresa proveedora gas natural	Elfec, Electropaz, Cre
MAY	28	11:31	AACH-P.ACH	12	Sobrecarga línea	Electropaz
MAY	29	10:52	VIN-KEN	14	Condiciones climáticas adversas	Electropaz
MAY	29	19:07	TIQ-AACH2, T1, T2, S/E KEN, LT67, S/E AAC	157	Apertura Int. A207	Electropaz
JUN	7	11:28	CAR-SJO	69	Falla monofásica a tierra	Electropaz, Elfec, Sepsa, Elfeo, Enaf, Cre
JUN	6	13:00	ACH1, SRO3, ZON1	23	Ruptura conductor TIQ-AACH terna 1	Electropaz
AGO	31	07:47	CAR-SJO	5	No determinada	Electropaz, Sepsa, Elfec
SEP	11	20:38	CAR2	202	Falla en el suministro de gas	Electropaz, Elfec, Cre, Elfeo, Sepsa
SEP	18	10:42	CAR-GCH, CAR1,2 GCH6, ACH1	8	Caida andamio en línea CRE 69kV	Electropaz, Elfec, Cre, Elfeo, E.M.Vinto, Sepsa
SEP	29	20:45	LT-66, LT67 S/E AACH, T1, T2, S/E KEN	73	Sobrecalentamiento LT66 S/E AACH	Electropaz
OCT	2	19:10	ARO-SIS	28.6	No determinadas operan relés 86BP1-2	Electropaz, Cre, Elfec, Elfeo, Sepsa
OCT	2	19:10	COR-SIS	445.6	No determinadas operan relés 86BP1-2	Electropaz, Cre, Elfec, Elfeo, Sepsa
OCT	9	13:21	CAR1	328	Falla en la instrumentación	Electropaz, Elfec, Cre, Elfeo
OCT	11	18:22	ARJ8	59.3	Condiciones climáticas adversas	Cessa
OCT	13	12:50	CAR-GCH	203	Descargas atmosféricas	Cre
OCT	14	09:07	ZOO-B.Vista (CRE)	28	Causas no determinadas	Cre
OCT	18	07:35	KEN-Viacha (EPZ)	105	Falla en transformador de corriente	Electropaz
OCT	19	18:30	KEN-AACH (EPZ)	21	Condiciones climáticas adversas	Electropaz
OCT	19	18:30	AACH-Matilde (EPZ)	39	Condiciones climáticas adversas	Electropaz
OCT	26	19:30	CAR1	425	Protección sobretemperatura de gases	Electropaz, Elfec, Elfeo, Cre, Sepsa
OCT	26	19:30	CAR2	357	Protección sobretemperatura de gases	Electropaz, Elfec, Elfeo, Cre, Sepsa
OCT	28	08:19	Trafo T-10 (CRE)	17	Contacto equipos aterramiento	Cre
NOV	4	17:52	CAR1, 2	360	Apertura de válvula de combustible	Cre, Elfeo, Elfec, Electropaz, Sepsa
NOV	6	15:17	S/E 1er.Mayo	4	Operación accidental interruptor	Cre
NOV	10	14:18	ZOO-JER	85	Condiciones climáticas adversas	Cre
NOV	12	09:22	SJO-CAR	2	Sistema distribución S/E Chimoré	Electropaz, Elfec, Elfeo, Sepsa, E.M.Vinto
NOV	15	15:42	POT-VE2	27	Descarga atmosférica	Sepa
NOV	16	07:53	GCH-ZOO	36	Cortocircuito trifásico	Cre
NOV	17	06:09	GCH-ZOO	27	No determinadas	Cre
NOV	17	09:33	L.Montero	17	No determinadas	Cre
NOV	30	01:26	CHU1, 2	Continúa	Incendio de transformador	Electropaz, Elfec, Elfeo, Cre
DIC	5	10:59	Int.B640 S/E GCH	33	No determinadas	Cre
DIC	5	11:18	TROMP.-FEXPOS.	68	Choque camion línea 69 kV.	Cre
DIC	5	15:45	CAR-GCH	7	Condiciones climáticas adversas	Cre
DIC	8	23:03	VIN-KEN	22	Condiciones climáticas adversas	Electropaz
DIC	16	13:40	KAR-ARJ	1096	No determinadas	Cessa
DIC	17	10:36	S/E Av.Arce LT-48	16	Falso disparo protección transformador	Electropaz
DIC	22	21:07	S/E AACH-LT-66	7	No determinadas	Electropaz
DIC	23	19:54	Bco SERIE, S/E AACH-Int B22	46	No determinadas	Electropaz
DIC	26	12:33	SJO-SIS, GCH-CAR	240	Falla pararrayos S/E SJO	Cre
DIC	30	19:44	Bco SERIE, S/E AACH-Int B22	866	No determinadas	Electropaz

COSTOS MARGINALES DE GENERACION - 1998**Bs/MWh con IVA**

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	92.40	92.66	96.08	96.88	98.49	98.54	93.73	104.07	115.26	119.44	106.24	107.61	101.78
2	91.88	91.87	95.15	95.89	98.65	98.15	92.35	100.47	110.92	114.58	104.84	107.08	100.15
3	91.27	91.61	94.13	95.17	98.22	97.60	92.10	97.46	108.54	111.09	104.06	105.31	98.88
4	90.71	91.26	94.14	94.88	96.99	97.59	92.19	96.52	107.02	109.57	102.14	104.97	98.16
5	91.10	91.00	94.91	94.63	97.01	97.08	92.10	96.44	109.04	109.84	102.99	105.40	98.46
6	91.12	90.99	96.03	96.47	97.38	98.74	93.16	100.23	113.53	111.07	101.66	104.85	99.60
7	91.56	91.54	99.04	97.93	98.35	98.58	94.63	105.10	116.66	119.57	105.92	106.26	102.10
8	93.48	94.42	103.40	99.84	99.09	99.42	106.42	109.47	119.64	126.24	106.48	107.58	105.46
9	96.42	97.72	105.40	102.80	100.66	101.00	112.19	112.25	123.08	130.83	108.89	109.50	108.39
10	98.22	97.84	107.05	103.11	101.33	101.90	114.93	117.14	125.18	136.08	110.87	111.47	110.43
11	100.97	99.55	106.65	103.55	101.83	102.37	116.28	117.78	126.36	141.43	111.14	112.81	111.73
12	98.27	98.62	106.35	102.79	102.09	101.91	115.61	117.40	126.91	138.69	110.75	111.79	110.93
13	96.20	96.76	105.19	101.68	101.80	102.45	111.86	116.41	125.46	132.70	110.41	110.13	109.26
14	96.93	97.33	106.29	101.79	101.92	102.37	112.71	116.70	127.07	132.91	111.35	110.36	109.81
15	98.23	98.13	107.26	103.67	102.70	104.42	116.43	119.96	130.29	134.71	111.69	111.89	111.62
16	98.31	98.29	107.49	102.75	102.64	104.13	115.85	117.05	130.24	137.24	111.10	111.56	111.39
17	97.46	98.01	107.31	102.88	101.83	103.52	114.56	114.79	128.24	137.51	111.43	111.18	110.73
18	95.59	96.94	105.56	104.93	105.62	108.70	114.50	113.56	125.20	135.60	110.26	108.37	110.40
19	98.83	100.83	143.21	156.56	157.66	126.08	138.90	160.59	158.31	167.29	128.09	114.99	137.61
20	129.75	132.20	204.96	155.80	129.07	118.66	146.71	136.82	152.44	171.01	148.08	153.80	148.28
21	124.84	130.29	172.66	124.69	113.61	111.87	129.21	127.93	136.72	139.40	125.06	139.77	131.34
22	106.95	104.14	113.80	109.57	107.38	103.97	120.30	122.62	131.83	137.74	115.69	119.52	116.13
23	99.25	100.62	110.96	105.64	103.22	102.29	115.48	119.73	129.47	134.30	112.45	112.45	112.15
24	93.43	94.51	102.99	99.68	100.13	100.32	96.71	110.39	123.32	126.86	108.62	109.45	105.53
PROMED	100.37	101.14	117.05	109.61	107.29	104.87	113.84	117.53	127.64	134.61	113.63	114.94	113.54

Tipo de cambio medi 5.5 Bs./US\$

COSTOS MARGINALES EN NODOS - 1998													
Bs/MWh con IVA													
AGENTE	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
ELECTROPAZ	KEN	109.06	108.55	134.36	121.03	126.28	129.08	142.36	142.30	153.78	156.31	123.18	132.31
CRE	GCH	106.38	106.56	122.23	113.26	108.64	106.50	121.86	123.17	130.79	137.35	118.17	118.13
ELFEO	VIN	103.57	103.42	123.92	113.95	113.80	112.52	122.90	127.12	136.15	141.39	117.74	120.20
ELFEO	CAT	107.49	109.40	136.08	122.57	115.52	112.77	120.81	124.50	133.84	144.07	121.83	124.49
ELFEO AVICAYA	CAT	102.24	102.72	120.48	112.22	112.22	111.17	118.48	123.87	132.18	140.54	117.20	118.78
ELFEC	ARO	101.50	102.20	121.63	111.90	109.26	106.76	115.75	120.84	129.20	137.05	116.02	116.90
ELFEC	ALA	101.79	102.37	122.47	112.51	109.83	106.91	116.26	121.27	129.51	137.40	0.00	0.00
ELFEC	VHE	101.58	102.34	123.79	112.56	109.81	106.69	115.40	120.25	128.93	136.30	116.20	117.29
ELFEC	CBC	100.34	100.98	117.74	110.32	108.92	107.53	115.12	120.38	128.21	134.35	115.19	116.58
ELFEC	CHIM	100.68	101.30	122.61	110.86	107.50	104.39	114.53	116.72	127.70	134.52	113.97	115.18
CESSA	ARJ	103.91	105.36	117.77	113.31	113.73	113.87	114.99	121.00	132.07	136.79	114.21	121.21
SEPSA	POT	104.27	104.78	125.66	117.17	116.57	115.54	118.45	124.47	133.24	140.38	117.80	120.15
SEPSA	DDI	102.10	101.94	118.14	114.99	115.24	114.49	116.57	122.45	131.09	138.94	113.24	118.90
I. RAYMI	VIN	101.45	101.21	118.61	110.66	110.66	110.55	118.72	123.21	132.32	138.00	115.27	117.58
E.MET.VIN	VIN	101.27	100.94	118.43	110.55	110.40	110.63	119.07	122.98	132.88	138.28	115.68	117.75
PROMEDIO		105.73	105.77	125.74	115.42	115.16	115.03	126.79	128.86	138.10	143.30	118.94	122.36
Tipo de cambio medio		5.5 Bs./US\$											

COSTOS MARGINALES DE ENERGIA (Bs/MWh)

