

COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

***DESARROLLO DEL
MERCADO ELECTRICO
MAYORISTA BOLIVIANO***

1996 - 2001



CONTENIDO

<i>PRESENTACIÓN</i>	3
<i>CREACIÓN, FUNCIONES Y ORGANIZACIÓN DEL CNDC</i>	5
<i>DESEMPEÑO Y ADMINISTRACIÓN DEL CNDC</i>	8
<i>EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.....</i>	11
<i>DEMANDA Y OFERTA EN EL MEM.....</i>	17
<i>DESPACHO DE CARGA.....</i>	23
<i>PRECIOS</i>	25
<i>DESEMPEÑO DEL SISTEMA.....</i>	28

PRESENTACIÓN

El nuevo modelo de desarrollo económico adoptado en Bolivia contempla la transferencia al sector privado de la responsabilidad de las actividades productivas y comerciales y preserva para el Estado las funciones normativas y regulatorias. En este contexto y a partir de 1993, se ejecutó la Reforma del Sector Eléctrico Boliviano con el propósito de otorgar al sector las condiciones adecuadas para su funcionamiento eficiente y asegurar su desarrollo sostenible, posibilitando el funcionamiento de mercados competitivos, donde éstos sean posibles o simulando competencia allí donde el mercado no pueda lograrlo por sí mismo; en el entendido de que las estructuras de mercados competitivos permiten alcanzar eficiencia económica.

Los resultados más importantes de la reforma del sector eléctrico, fueron los siguientes: la promulgación de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994; la aprobación de sus Reglamentos mediante D.S. N° 24043 de 28 de junio de 1995; la transferencia de las empresas eléctricas de propiedad del Estado al sector privado a través de los procesos de capitalización y privatización; la desintegración vertical y horizontal de las empresas eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), las mismas que deberán estar desagregadas en empresas de Generación, Transmisión y Distribución y dedicadas exclusivamente a una sola de estas actividades; el establecimiento de la Superintendencia de Electricidad, que inició su actividad en enero de 1996; la creación e inicio de funcionamiento en febrero de 1996 del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), como la entidad responsable de la coordinación de la operación técnica y administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); y la conformación e inicio de la operación del MEM en mayo de 1996.

El sector de la generación se desenvuelve en un mercado competitivo, basado en costos marginales de corto plazo de energía y potencia y opera en tiempo real de acuerdo a los lineamientos de un despacho de carga a

costo mínimo. La transmisión y la distribución están sujetos a tarifas reguladas por la Superintendencia de Electricidad.

La tarifa al consumidor final refleja la suma de los costos asociados a todos los eslabones de la cadena de producción, es decir, generación, transporte y distribución de energía. Dicho de otro modo, los precios de nodo semestrales calculados en el MEM por el CNDC y aprobados por la Superintendencia de Electricidad, que contemplan los costos de generación y transporte, sumados a los costos de distribución, representan la tarifa al consumidor final. Los precios de nodo no son más que los precios medios esperados, sobre la base de los costos marginales de corto plazo, también esperados, de la operación de los próximos 12 meses.

Las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, de la electricidad no contemplada en los contratos de suministro de largo plazo, entre la oferta constituida por las empresas generadoras y la demanda representada por las empresas distribuidoras y consumidores no regulados, están administradas por el CNDC y basadas en el mercado spot o de corto plazo. En el caso de las distribuidoras, la normativa exige que, al menos, el 80% de sus requerimientos sea pactado en contratos de largo plazo con precio estabilizado, condición que no se ha dado, con excepción de los contratos entre COBEE y ELECTROPAZ – ELFEO que siguen la regulación anterior.

El funcionamiento del sector a partir de enero de 1996, con la Ley de Electricidad y sus reglamentos, ha sido posible gracias al decidido concurso de las empresas eléctricas, la Superintendencia de Electricidad y el CNDC.

El inicio del funcionamiento del mercado se desarrolló en medio de un arduo proceso de adecuación a la legislación vigente, que duró inclusive hasta el mes de mayo de 1997.

PRESENTACIÓN

La necesidad de cubrir los aspectos no contemplados en la normativa vigente, ha exigido del Comité Nacional de Despacho de Carga un esfuerzo extraordinario, y es oportuno ponderar la labor que desplegaron en ese entonces los denominados Grupos de Trabajo de Estudios, Operación y Precios y Tarifas. Sin duda alguna, cada una de las empresas, por medio de su personal especializado, ha sido protagonista y responsable del éxito de la reforma, por cuanto establecieron en esta primera etapa, las bases para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista y se dieron soluciones a los problemas emergentes de la transición a la nueva legislación.

El CNDC está conformado por un representante de cada sector y ejecuta sus funciones mediante su Unidad Operativa, que se caracteriza por su alto profesionalismo y especialización en los aspectos concernientes a la programación, operación, análisis de sistemas, despacho de carga y otros campos. En una segunda etapa, el CNDC continuó buscando soluciones a los problemas surgidos de la operación y expansión del sistema y se han completado los procedimientos y mecanismos relacionados con la colocación y comercialización de la energía y potencia, su valoración económica y otros.

Transcurridos casi seis años desde la vigencia de la reforma del sector, se puede ver que el funcionamiento del MEM ha otorgado señales adecuadas. La adición de capacidad de producción se verifica por las inversiones ejecutadas y en proceso de ejecución, tanto por las empresas capitalizadas como por otras como ser: COBEE, CECBBSA, Hidroeléctrica Boliviana, SYNERGIA y otras. En cuanto a la transmisión, el CNDC ha identificado las necesidades de ampliación del Sistema Troncal de Interconexión, cuyos proyectos están en proceso.

Si bien los logros han sido significativos, la regulación fue complementada con los

Decretos Supremos N° 26093 y N° 26094, de 2 de marzo de 2001, para consolidar las señales económicas y mejorar las condiciones de funcionamiento del sector en un contexto de eficiencia económica.

Sin embargo, todavía quedan pendientes de solución o clarificación algunos aspectos como ser la compatibilización entre el sector del gas y el sector eléctrico, particularmente en lo que respecta a la integración vertical de ambos sectores; la determinación del Precio Referencial de Gas Natural, de tal manera que refleje su costo de oportunidad; el establecimiento de contratos en el MEM; el tratamiento de las diferencias entre precios de nodo y precios spot de energía, las oscilaciones semestrales de precios al consumidor final, la expansión de la transmisión y la competencia en la generación.

El Comité Nacional de Despacho de Carga participó de manera fundamental en el funcionamiento del mercado, por cuanto posibilitó y posibilita la operación eficiente y coordinada del sector para un suministro de electricidad confiable y seguro al consumidor final, en un sector en el que necesitan coexistir tantas percepciones e intereses distintos como el número de empresas que ejercen sus actividades en el sector.

Comité Nacional de Despacho de Carga

CREACION, FUNCIONES Y ORGANIZACION DEL CNDC

Creación y Funciones

La Ley de Electricidad promulgada el 21 de diciembre de 1994, en sus Artículos 18 y 19, crea el Comité Nacional de Despacho de Carga; le da la responsabilidad de coordinar la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional y establece las siguientes funciones básicas:

- Planificar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, con el objetivo de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo.
- Realizar el Despacho de Carga en tiempo real a costo mínimo.
- Determinar la potencia efectiva de las unidades generadoras del Sistema Interconectado Nacional.
- Calcular los precios de Nodo del Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley, y presentarlos a la Superintendencia de Electricidad para su aprobación.

Establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada, de acuerdo a reglamento.

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

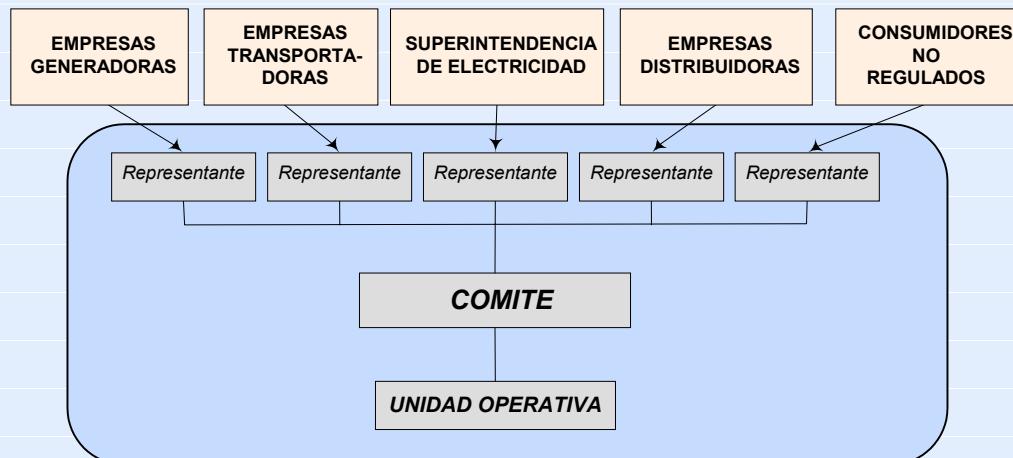
Para alcanzar esa Misión, las metas prioritarias del CNDC son las siguientes:

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.

Gráfico 1: Organización del CNDC



CREACION, FUNCIONES Y ORGANIZACION DEL CNDC

Organización

El CNDC esta conformado por el Comité de Representantes y su Unidad Operativa.

El Comité de Representantes está compuesto por un representante de las empresas de Generación, Transmisión, Distribución, de los Consumidores No Regulados y de la Superintendencia de Electricidad que ejerce la presidencia del CNDC. Sus miembros son elegidos por las empresas a las que representan; ejercen sus funciones por un año y pueden ser reelegidos por períodos iguales. El representante de la Superintendencia es designado por el Superintendente de Electricidad, ejerce sus funciones por dos años y puede ser reelegido por períodos similares.

El Comité de Representantes adopta decisiones relativas a la operación del SIN y a la administración del MEM; las decisiones se asumen por simple mayoría de votos, los casos de empate en votaciones son dirimidos por el Presidente.

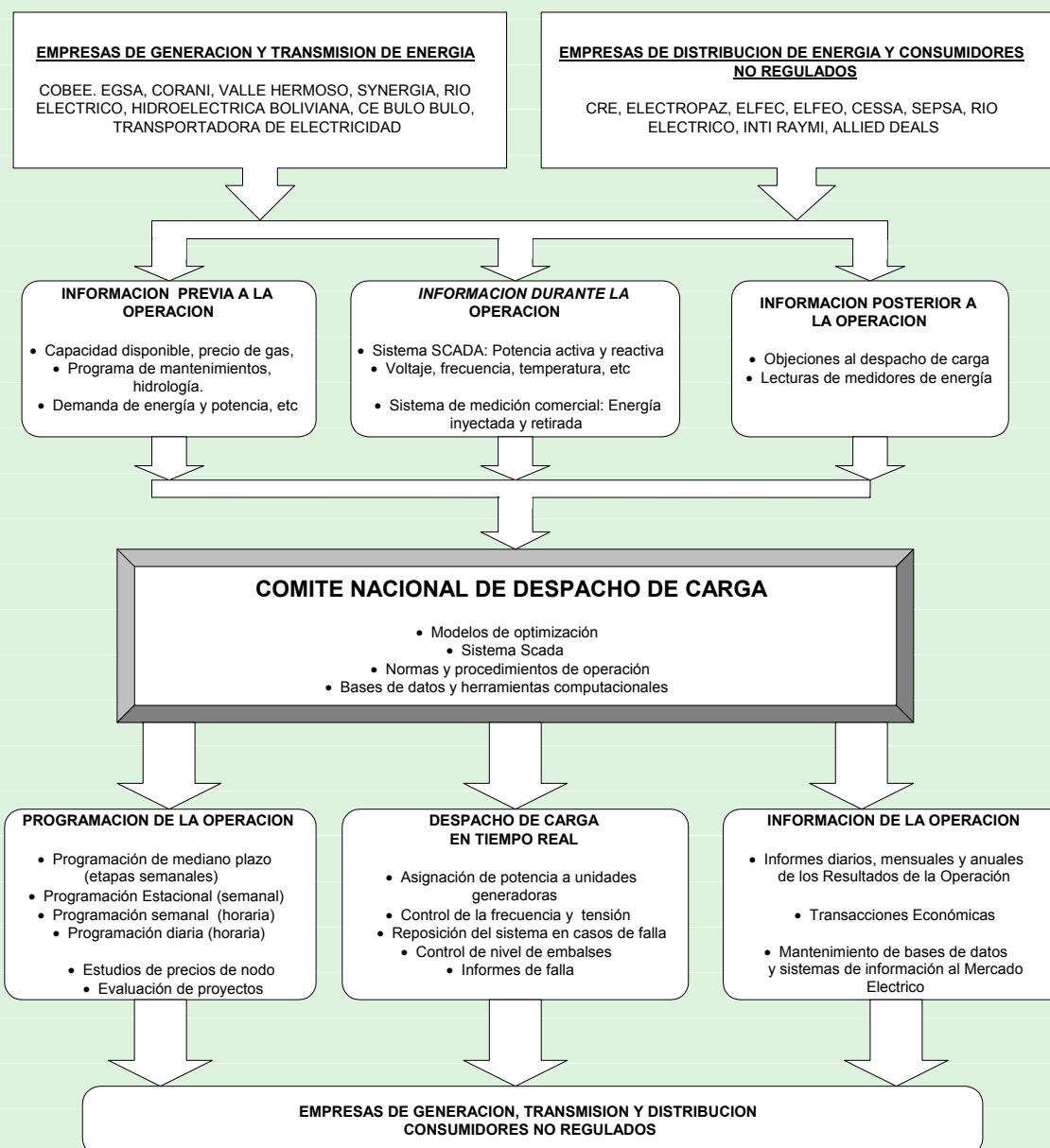
La Unidad Operativa está formada por un equipo de técnicos especialistas que, con un sistema de adquisición y recolección de datos en tiempo real (sistema Scada), sistemas de medición comercial de energía y recursos computacionales, realiza las tareas de programación, despacho de carga en tiempo real y de post despacho aplicando las decisiones del Comité.

Los equipos e instalaciones para el Despacho de Carga (sistema Scada y oficinas) son propiedad de la Empresa Transportadora de Electricidad, las mismas que son alquiladas por el CNDC para el cumplimiento de sus funciones.

El costo de funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga es cubierto por todos los Agentes del MEM, de acuerdo a su participación en el Mercado.

CREACION, FUNCIONES Y ORGANIZACION DEL CNDC

Gráfico 2: Funciones del CNDC



DESEMPEÑO Y ADMINISTRACION DEL CNDC

Desempeño del CNDC

El CNDC inició sus operaciones el 22 de febrero de 1996, fecha en la que el Superintendente de Electricidad, Ing. Orlando Joffré D. efectuó la posesión a sus miembros. En enero de 1997, la Gerencia de Despacho de Carga, que operaba dentro de la Empresa Nacional de Electricidad realizando labores de despacho de carga, se incorporó al CNDC con la denominación de “Unidad Operativa”.

Desde febrero de 1996 y hasta diciembre de 2001, el Comité realizó 111 sesiones, en las que se adoptaron resoluciones relativas a la administración del MEM (Cuadro 1).

En los primeros años de funcionamiento, las actividades del CNDC estuvieron orientadas a establecer las bases para la operación del MEM y a la solución de problemas coyunturales, emergentes del proceso de cambio de las reglas del sector eléctrico.

En una segunda etapa, el CNDC resolvió problemas relativos a la operación y expansión del sistema. Por otra parte, y complementando la Reglamentación vigente, estableció Normas Operativas que fueron aprobadas por la Superintendencia de Electricidad.

Las resoluciones más importantes adoptadas por el CNDC, son las siguientes:

Año 1996

- Adecuar los modelos de programación semanal y diaria de ENDE.
- Elaborar Normas Operativas y condiciones mínimas de desempeño.
- Adoptar un sistema de medición comercial y un sistema de transacciones económicas en el MEM.
- Aprobar el proyecto de elevación de tensión presentado por la Empresa de Transmisión.
- Suscribir contratos de alquiler de equipos del sistema Scada y de las oficinas para el CNDC.

Cuadro 1: Resoluciones del CNDC

TEMA	CANTIDAD
- Generación	151
- Transmisión	45
- Distribución	14
- Sistema Interconectado	107
- Precios de nodo	72
- Transacciones económicas	56
- Administración	193
TOTAL	638
Resoluciones Impugnadas	36

DESEMPEÑO Y ADMINISTRACION DEL CNDC

Año 1997

- Definir la forma de remunerar la potencia a unidades generadoras que entran en operación en el periodo mayo – octubre.
- Mejorar el Esquema de Alivio de Cargas.
- Contratar servicios de consultoría para el desarrollo de un modelo de programación hidrotérmico y multinodal.
- Definir aspectos relativos al cálculo de precios de nodo.
- Organizar la Unidad Operativa e incorporarla al CNDC, conforme establece el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico.

Año 1998

- Aprobar los Estatutos del CNDC.
- Definir el procedimiento que determina los precios referenciales de gas en el sistema de precios regulados.
- Efectuar estudios sobre peajes, confiabilidad y requerimientos del Scada.
- Efectuar la revisión de los ajustes del sistema de protección en el Sistema Troncal de Interconexión.
- Realizar la primera reunión de operadores y administradores de sistemas eléctricos de Sudamérica.
- Iniciar el estudio para un nuevo modelo de optimización del despacho de carga.
- Establecer un sistema mejorado de información entre el CNDC y los Agentes del Mercado.

Año 1999

- Definir la expansión del STI para abastecimiento a Santa Cruz, Sucre, Potosí y al proyecto minero San Cristóbal.
- Efectuar varios estudios relacionados con el proyecto San Cristóbal.

- Definir aspectos relativos a los costos complementarios del precio básico de la potencia.
- Efectuar pruebas de rendimiento de unidades térmicas.
- Actualizar el esquema de alivio de cargas.
- Desarrollar actividades relacionadas con el efecto del Y2K.

Año 2000

- Actualizar el esquema de alivio de carga.
- Introducir el concepto de Potencia de Reserva Fría.
- Participar en el BOCIER.
- Concluir el estudio sobre la renovación del Scada.
- Aprobar el uso del modelo SDDP para la programación de la operación.
- Aprobar el Manual de Funciones de la Unidad Operativa.
- Evaluar y recomendar a la Superintendencia de Electricidad los proyectos línea Santiváñez – Sucre y ampliación de la capacidad de la subestación Guaracachi.

Año 2001

- Aprobar modificaciones a los reglamentos de operación y de precios.
- Efectuar el estudio de precios referenciales de gas para la condición de sistemas de precios de gas no regulados.
- Aprobar el Reglamento Interno de Trabajo de la Unidad Operativa.
- Aprobar nuevos parámetros de desempeño mínimo.
- Modificar el procedimiento para el cálculo del precio básico de la potencia.

DESEMPEÑO Y ADMINISTRACIÓN DEL CNDC

El CNDC es representado legalmente por su Presidente que, de acuerdo a la reglamentación vigente, es el representante de la Superintendencia de Electricidad.

La Unidad Operativa está conformada por una Gerencia, cuatro Departamentos y una Unidad Administrativa. En los 6 años de operación, el número de empleados se ha mantenido constante en 27.

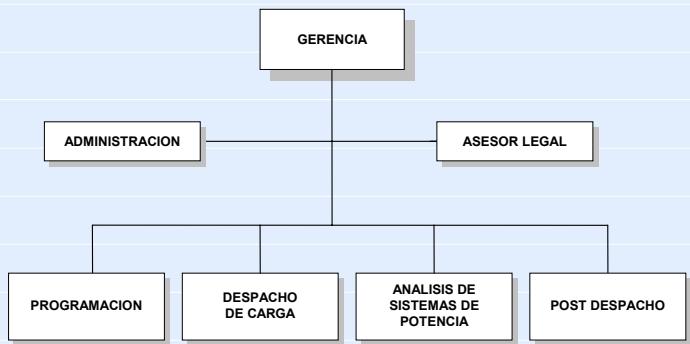
En el aspecto institucional y conforme establecen sus Estatutos, el CNDC es una entidad pública no estatal sin fines de lucro que no forma parte de la administración centralizada ni descentralizada del Estado y opera con recursos económicos de los usuarios del despacho de carga, es decir, de todos los Agentes del MEM.

Anualmente, el Comité aprueba un presupuesto de gastos que no puede exceder al dos por ciento (2%) del monto resultante de valorizar la Potencia Firme y la energía neta total inyectada por los Generadores, por sus respectivos precios básicos. De existir montos no utilizados en una gestión, éstos son considerados en la siguiente gestión.

El cargo mensual por costos del CNDC, se distribuye entre los Agentes en proporción a las transacciones económicas del respectivo mes.

La composición de los gastos del CNDC en el año 2001 fue la siguiente: Salarios 45%, Alquileres 27%, Impuestos no compensados 13%, Consultoría 6%, Otros gastos 9%.

Gráfico 3: Organigrama de la Unidad Operativa



EVOLUCION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Eventos importantes registrados en el periodo 1996 - 2001

Antes de la reforma del sector eléctrico, llevada a cabo el año 1995, el suministro de energía en el Sistema Interconectado Nacional no presentaba grandes problemas; la oferta de energía aumentaba oportunamente para atender la creciente demanda en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Con la reforma del sector, el suministro de energía eléctrica en el SIN continuó, en general, sin restricciones (excepto en algunos meses en horas de máxima carga), gracias a la oportuna expansión de centrales generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas así como al aumento en la capacidad de transmisión entre San José y Vinto. En estas condiciones, en el periodo 1996 – 2001 ha sido posible efectuar el despacho de carga mejorando la calidad y confiabilidad del servicio y minimizando el costo de la energía mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos ofertados por los Generadores.

No obstante lo señalado, en el futuro próximo debe resolverse problemas específicos en

algunos puntos del STI y ampliar la capacidad de transmisión para mejorar el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles en el despacho de carga.

En este periodo, merece destacarse algunos eventos o medidas importantes, que han determinado el accionar de las empresas que participan en el MEM y son los siguientes:

Año 1996

- *Cuando se inició el funcionamiento del CNDC, el Sistema Interconectado Nacional operó con algunas dificultades transitorias en horas de máxima demanda, debido a retrasos en la puesta en marcha de nuevas unidades de generación. En el primer semestre de este año la capacidad disponible era de 564 MW, frente a una demanda del orden de 540 MW.*
- *Entre agosto y septiembre se puso en operación comercial la central Carrasco, lo que solucionó parcialmente el problema de abastecimiento en horas de punta, debido a que ambas unidades operaron en forma muy irregular en los primeros 12 meses de operación.*



Carrasco (1996)

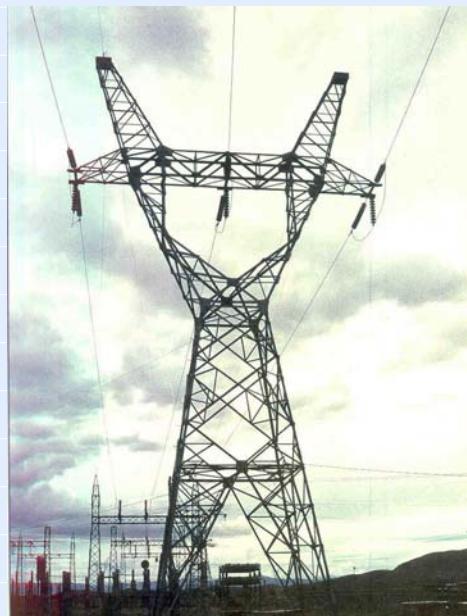
EVOLUCION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Año 1997

- En mayo, se otorgó licencia de generación a la Empresa Hidroeléctrica Boliviana en el sistema Chojilla - Taquesi.
- En junio se constituyó la Empresa Río Eléctrico que administra y opera las centrales hidroeléctricas del río Yura.
- En julio se constituyó la Empresa Transportadora de Electricidad S.A.
- En julio se aprobó el Reglamento de Calidad de Transmisión.
- En noviembre, se puso en operación el sistema de transmisión entre las Subestaciones San José y Vinto en la tensión de 230 kV, lo que redujo en gran manera el nivel de pérdidas por transmisión en el STI.
- En el segundo semestre, se reestructuró el esquema de alivio de carga, mejorando la calidad del servicio.
- Dentro el proyecto de ampliación de la generación en el sistema Zongo, se inició en operación comercial las plantas Tiquimani (enero), Zongo (septiembre) y Santa Rosa (diciembre).

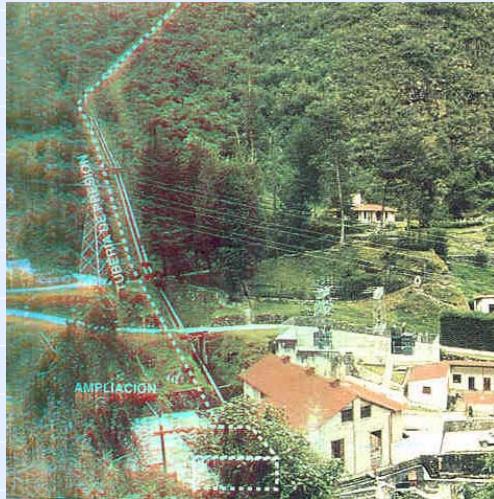
Año 1998

- En febrero, se puso en operación comercial la unidad Cuticucho 5 en el sistema Zongo.
- En julio se modifican los precios de gas en Carrasco y Guaracachi debido a la conclusión de los contratos respectivos de suministro de gas que fijaban el precio para todas las centrales térmicas en 1.25 US\$/MPC. Los nuevos precios fluctuaron entre 1.12 y 2.32 US\$/MPC hasta diciembre del año 2000.
- En agosto se puso en operación comercial la ampliación de la central Botijlaca, en el sistema Zongo.

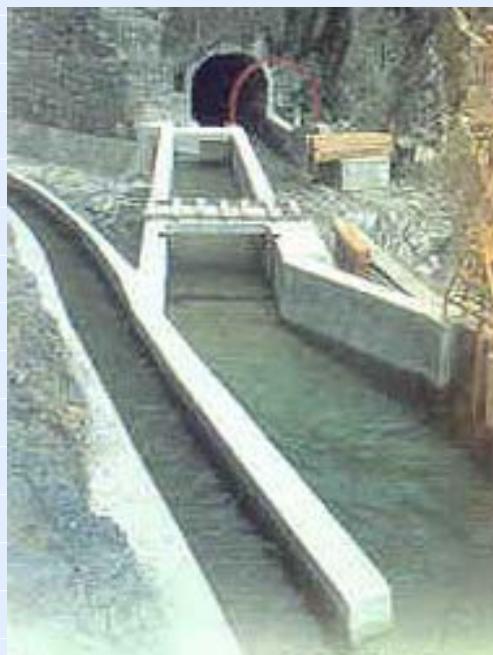


Línea San José – Vinto 230 Kv (1997)

EVOLUCION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA



Ampliaciones en centrales del Zongo (1998)



Nuevos Aportes Corani (1999)

- En septiembre se puso en operación comercial la central hidroeléctrica Chojilla, en La Paz.
- En el mes de noviembre, la central Chururaqui sufrió un siniestro de magnitud, que la inhabilitó para operar hasta el segundo semestre de 1999.
- Se coordinó los sistemas de protección de los Agentes.
- Se modificó la metodología para determinar la unidad marginal y la generación forzada, introduciendo el concepto de balance de potencia.

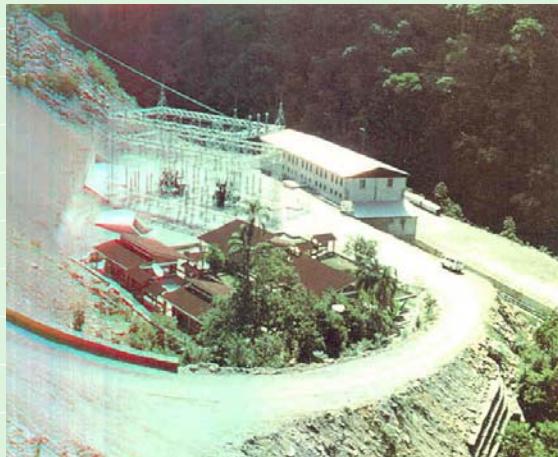
Año 1999

- En los cuatro primeros meses, el suministro de energía tuvo restricciones por indisponibilidad de unidades termoeléctricas por mantenimiento. Estas restricciones se tradujeron en recortes a la demanda de hasta 3% en períodos de 1 a 2 horas. En mayo fueron puestas en operación comercial las unidades N° 9 y N° 10 de la central Guaracachi. Este hecho significó la normalización del suministro en horas de punta.
- También en mayo, se puso en operación comercial la central hidroeléctrica Kanata, en Cochabamba.
- En junio se puso en operación comercial la central hidroeléctrica Huaji en el sistema Zongo.
- En noviembre se concluyó el proyecto Aportes Complementarios al Embalse Corani.
- En octubre se aprueba la aplicación del peaje "estampilla" para consumidores.
- En noviembre se modifica el Reglamento de Precios y Tarifas en temas referentes al Transporte de energía en el STI.

EVOLUCION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA



Unidades 9 y 10 en Guaracachi (1999)



Huaji (1999)

Año 2000

- En enero, el Ministerio de Desarrollo Económico determinó el cambio de la tasa de actualización para generadores de 10% a 11% el año 2000 y 12% a partir del año 2001.
- En junio, se puso en operación comercial la central termoeléctrica Bulo Bulo, conectada al STI en la Subestación Carrasco.
- En mayo algunos Generadores declaran precios de gas inferiores a los máximos establecidos por el Ente Regulador. Hasta entonces las declaraciones de precios de gas coincidían con los máximos admisibles.
- En noviembre, se aprueba el Reglamento de comercialización e interconexiones internacionales de electricidad.

- En noviembre se aprueba el peaje “estampilla” para generadores.
- En diciembre se emite el D.S. N° 26037 que fija en 1.30 US\$/MPC el precio máximo de gas natural para generación termoeléctrica a partir de enero de 2001.

Año 2001

- En marzo se promulga los nuevos Reglamentos de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista y de Precios y Tarifas.
- Se aprueba nuevas condiciones mínimas de desempeño y normas operativas adecuadas a la nueva reglamentación.
- En mayo se puso en operación comercial las ampliaciones de las unidades Kilpani 3 y

EVOLUCION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA



Kanata (1999)



Bulo Bulo (2000)

Landara 3. La unidad Landara 1 operó desde agosto. Estas unidades forman parte del sistema Yura en Potosí.

- En noviembre se incorpora al STI la línea Potosí – Punutuma.
- Se prorroga por dos años la fijación de precios de hidrocarburos por el Gobierno.
- Se reduce de 1000 kW a 500 kW, el límite de potencia de generación que no requiere concesión o licencia para su aprovechamiento con destino a terceros.
- Se prorroga la vigencia de los precios de nodo y de los precios de gas del periodo mayo octubre hasta el mes de enero de 2002.



Yura (2001)

EVOLUCION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Las adiciones en generación y transmisión corresponden a compromisos de inversión del proceso de capitalización y a otros proyectos desarrollados por inversionistas del exterior. Las inversiones efectuadas hasta el año 2001 son las que se detallan en el Cuadro 2.

Cuadro 2: Inversiones en Generación y Transmisión
(millones de US\$)

EMPRESA	INVERSIÓN COMPROMETIDA	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	INVERSIÓN ACUMULADA
EMPRESA ELECTRICA CORANI S.A	58.8	1.3	1.7	9.2	19.4	18.2	0.3	---	50.1
EMPRESA ELECTRICA GUARACACHI S.A.	47.1	0.6	0.8	7.2	31.8	32.3	---	---	72.7
EMPRESA ELECTRICA VALLE HERMOSO S.A.	33.9	0.3	21.4	13.0	2.9	---	---	---	37.6
COBEE – BPCo	86.1	---	---	23.7	18.5	43.9	---	---	86.1
Cía. ELECTRICA CENTRAL BULO-BULO S.A.	40.7	---	---	---	---	29.7	13.6	---	43.3
HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA S.A.	53.5	---	---	---	1.1	3.0	25.0	24.7	53.6
SINERGIA S.A.	4.9	---	---	---	1.1	4.5	---	---	5.6
RÍO ELÉCTRICO S.A.	8.9	---	---	0.1	1.2	1.2	5.0	1.4	8.9
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD	10.4				11.4				11.4
TOTAL	344.3	2.2	23.9	64.6	76.1	132.9	43.8	26.1	369.4

Fuente: Superintendencia de Electricidad

DEMANDA Y OFERTA EN EL MEM

Demanda

En el periodo 1996 – 2001, el consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) muestra un crecimiento medio de 4.3 % anual. Entre 1996 y 1999 la tasa media fue 6.7% anual, en tanto que entre 1999 y 2001 el consumo creció solamente a razón de 0.1 % anual, a causa de la crítica situación económica del país (Gráfico 4).

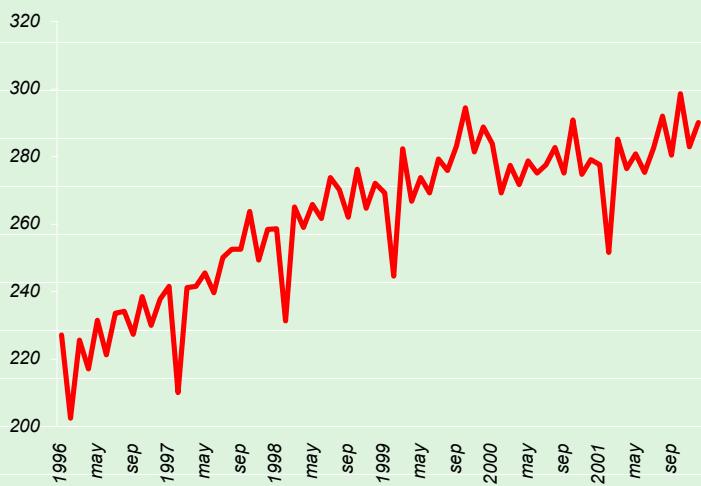
La demanda del MEM se distribuye en tres áreas: el área Norte (La Paz), el área Oriental (Santa Cruz) y el área centro – sur (Oruro, Cochabamba, Sucre y Potosí); cada área demanda aproximadamente un tercio del total.

La demanda de energía eléctrica en el MEM está concentrada en las ciudades y áreas

próximas en La Paz, atendida por la Empresa Distribuidora “Electricidad de La Paz” (ELECTROPAZ); en Santa Cruz, atendida por la “Cooperativa de Electrificación Rural” (CRE); en Cochabamba, atendida por la “Empresa de Luz y Fuerza Cochabamba” (ELFEC); en Oruro, atendida por la “Empresa de Luz y Fuerza Oruro” (ELFEO); en Sucre, atendida por la “Compañía Eléctrica Sucre” (CESSA); en Potosí, atendida por “Servicios Eléctricos Potosí” (SEPSA); en la zona de Punutuma atendida por la Empresa “Río Eléctrico” y los Consumidores No Regulados: Empresa Minera Inti Raymi y Allied Deals Vinto.

La evolución de la demanda en dichas Empresas se detalla en el Cuadro 3.

Gráfico 4: Consumo Mensual de Energía en el MEM (GWh)



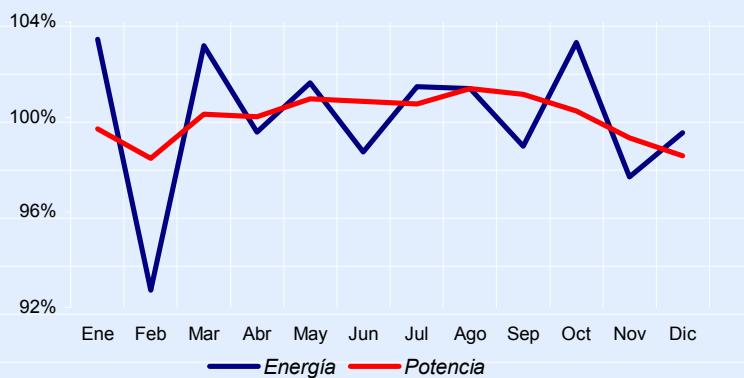
Cuadro 3: Consumo de Energía en el MEM (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Variación 1996 -2001
CRE	847	952	1,051	1,137	1,139	1,150	6.3%
ELECTROPAZ	866	922	963	1,005	998	1,001	2.9%
ELFEC	444	486	549	568	584	591	5.9%
ELFEO	191	199	206	210	204	213	2.2%
CESSA	92	101	111	114	114	102	2.1%
SEPSA	76	82	90	90	89	82	1.6%
NO REGULADOS	209	203	191	184	207	203	-0.5%
RÍO ELECTRICO	0	0	1	0	1	30	
TOTAL	2,726	2,946	3,160	3,309	3,336	3,372	4.3%
Variación anual							8.1% 7.3% 4.7% 0.8% 1.1%

Nota: La demanda total de “Río Eléctrico”, se integró al MEM el año 2001.

DEMANDA Y OFERTA EN EL MEM

Gráfico 5: Distribución típica de la Demanda



La Potencia de Punta (máxima potencia demandada por el MEM durante 15 minutos) entre 1996 y 2001, muestra una tasa de crecimiento de 3.4 % anual, con tasas relativamente altas hasta 1999 y bajas en los años 2000 y 2001.

La Potencia de Punta se registra por lo general en el periodo agosto – octubre de cada año; la participación de los diferentes Agentes del MEM se detalla en el Cuadro 4.

La distribución mensual típica de la potencia máxima en el MEM muestra valores más altos en el periodo mayo – octubre, mientras que la variación mensual de la energía muestra poca variación estacional (Gráfico 5).

Cuadro 4: Potencia de Punta en el MEM (MW)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Variación 1996 -2001
CRE	166.8	190.1	202.2	217.4	213.5	215.0	5.1%
ELECTROPAZ	186.7	195.4	206.2	206.3	207.9	204.8	2.2%
ELFEC	92.5	98.9	108.1	113.4	117.5	114.7	4.9%
ELFEÓ	38.3	39.6	41.2	42.0	39.8	42.2	0.8%
CESSA	18.7	20.9	22.1	22.6	22.9	22.4	4.1%
SEPSA	15.7	16.0	17.9	17.5	18.5	16.1	3.3%
NO REGULADOS	25.7	22.8	24.5	22.9	24.2	24.0	-1.2%
RIO ELECTRICO					0.6	7.6	
TOTAL	544.4	583.7	622.2	642.1	644.9	646.8	3.4%
VARIACION		7.2%	6.6%	3.2%	0.4%	0.3%	

Nota: La demanda total de “Río Eléctrico”, se incorporó al MEM el año 2001.

DEMANDA Y OFERTA EN EL MEM

Oferta

En el periodo enero 1996 – diciembre 2001, la capacidad de generación se incrementó en 410.3 MW, de los cuales 91.2 MW son hidroeléctricos y 319.1 MW termoeléctricos. Por otra parte, fueron retiradas del parque generador tres turbinas a gas y dos unidades Dual fuel, con una capacidad total de 61.8 MW (Cuadro 5).

La capacidad de generación en las diferentes centrales que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) era, a diciembre de 2001, de 923.6 MW, de los cuales 354.2 MW corresponden a plantas hidroeléctricas y 569.4 MW a plantas termoeléctricas (principalmente turbinas a gas en ciclo abierto). Esta última cifra corresponde a condiciones de temperatura media anual, en el sitio de la central (Cuadro 6 y Gráfico 6).

Cuadro 6: Capacidad de Generación (MW)

Centrales	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Hidroeléctricas						
Zongo y Achachicala	118.6	136.9	153.1	183.1	183.1	183.1
Corani y Santa Isabel	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0
Miguillas	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4
Yura(*)						18.5
Kanata				7.3	7.3	7.3
Chojilla			0.9	0.9	0.9	0.9
<i>Subtotal</i>	<i>263.0</i>	<i>281.3</i>	<i>298.4</i>	<i>335.7</i>	<i>335.7</i>	<i>354.2</i>
Termoeléctricas						
(A la temperatura media anual)						
Guaracachi	168.0	168.0	168.0	287.7	287.7	268.5
Carrasco	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9
Bulo Bulo					87.5	87.5
Valle Hermoso	74.3	74.3	74.3	74.3	74.3	37.1
Aranjuez TG	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6
Aranjuez DF	18.9	18.9	18.9	18.9	13.5	13.5
Kenko	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
Karachipampa	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
<i>Subtotal</i>	<i>424.0</i>	<i>424.0</i>	<i>424.0</i>	<i>543.7</i>	<i>625.8</i>	<i>569.4</i>
Capacidad Total	687.0	705.3	722.4	879.4	961.5	923.6

(*) Se incorpora al MEM en mayo de 2001

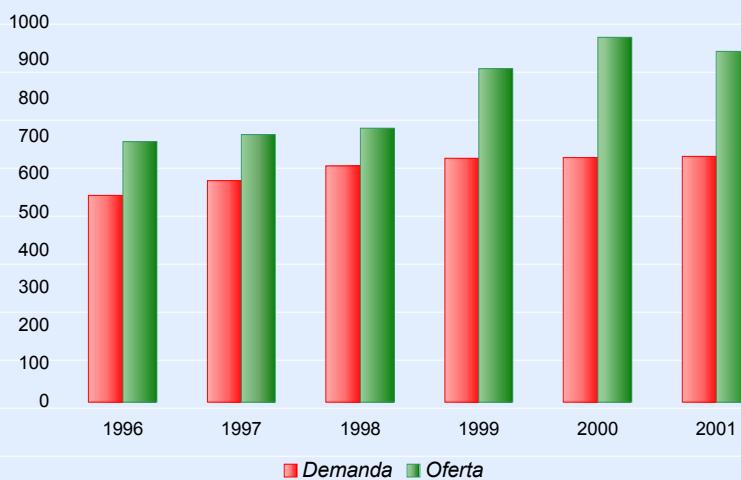
Cuadro 5: Cambios en el Sistema de Generación - Transmisión

FECHA DE INGRESO	INSTALACION	CAPACIDAD MW
Ampliaciones en Generación		
Sep-96	Carrasco	111.9
Ene-97	Tiquimani	9.4
Sep-97	Zongo (ampliación)	5.9
Dic-97	Sta. Rosa (ampliación)	3.0
Sep-98	Cuticucho (ampliación)	12.7
Sep-98	Botijlaca (ampliación)	3.5
Sep-98	Chojilla	0.9
May-99	Guaracachi 9 y 10	119.7
May-99	Kanata	7.3
Jun-99	Huaji	30.0
May-00	Bulo Bulo	87.5
May-01	Yura (*)	18.5
<i>Subtotal</i>		<i>410.3</i>
Retiros en Generación		
Dic-00	Aranjuez DF	5.4
Jul-01	Guaracachi 5	19.2
Ago-01	Valle Hermoso 1 y 4	37.2
<i>Subtotal</i>		<i>61.8</i>
Otras adiciones		
Nov-97	Elevación de tensión San José - Vinto	
Nov-99	Nuevos aportes al embalse Corani	

(*) Planta repotenciada que se incorpora al MEM en mayo de 2001

DEMANDA Y OFERTA EN EL MEM

Gráfico 6: Oferta y Demanda de Potencia (MW)



Transmisión

En el periodo 1996 – 2001, el Sistema Troncal de Interconexión se modificó con el cambio de tensión de la línea San José – Vinto de 115 kV a 230 kV, lo que posibilitó reducir significativamente las pérdidas por transmisión en el STI. A fines del año 2001, la estructura del STI se describe en el Cuadro 7.

El año 2000 fueron actualizados los factores de uso del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado y consiguientemente el valor económico reconocido para fines de establecer los peajes.

Las ampliaciones más importantes del STI, recomendadas por el CNDIC, son la ampliación de la transmisión a Santa Cruz para posibilitar una mayor competencia en la generación y la ampliación de transmisión a Sucre para cubrir la demanda de esa región.

Cuadro 7: Sistema Troncal de Interconexión

COMPONENTE	LONGITUD (km)
Líneas en 230 kV	535.5
Líneas en 115 kV	863.0
Líneas en 69 kV	100.1
Total	1,498.6

DEMANDA Y OFERTA EN EL MEM

Producción

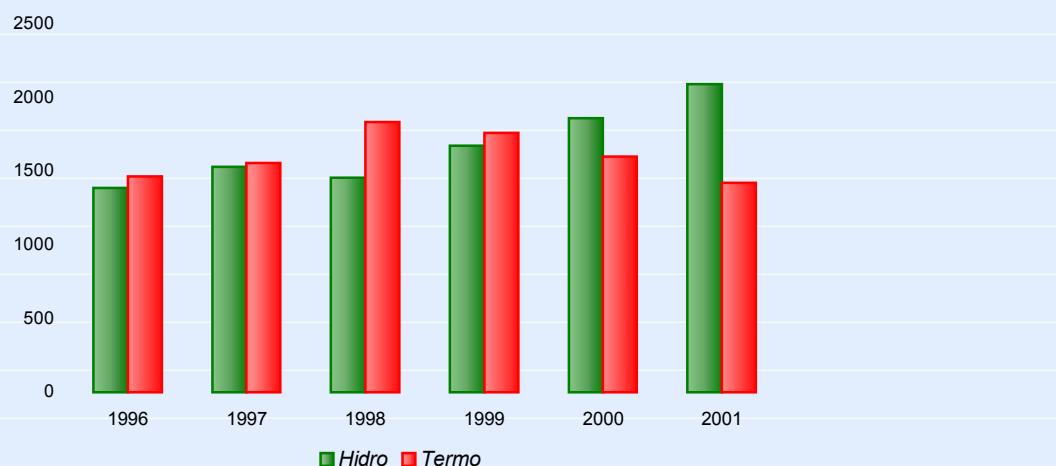
La producción bruta de energía en las centrales que operan en el MEM ha seguido la evolución de la demanda de energía del MEM. La participación de la hidroelectricidad viene aumentando gradualmente hasta alcanzar el 60% el año 2001.

Cuadro 8: Energía Generada para el MEM (GWh)

Centrales	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Hidroeléctricas						
Zongo y Achachicala	710	705	702	783	937	1,035
Santa Isabel y Corani	536	688	611	744	774	848
Miguillas	123	114	124	110	106	120
Yura (*)	17	22	18	19	15	57
Kanata				11	23	26
Chojilla			2	7	7	7
Subtotal	1,385	1,529	1,457	1,673	1,861	2,093
Termoeléctricas						
Guaracachi	799	647	755	889	762	684
Carrasco	135	572	650	505	361	107
Valle Hermoso	289	120	203	131	216	31
Aranjuez	136	86	133	131	129	107
Bulo Bulo					78	417
Karachipampa	73	97	52	58	31	46
Kenko	32	35	40	49	24	29
Subtotal	1,464	1,557	1,833	1,763	1,600	1,421
Generación Total	2,849	3,086	3,291	3,436	3,461	3,514

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

Grafico 7: Generación de Energía (GWh)



DEMANDA Y OFERTA EN EL MEM

Potencia Firme de Generación

La Potencia Firme es aquella que garantiza un cierto nivel de confiabilidad en el suministro de energía al MEM. Esta potencia, que depende de la capacidad ofertada y de la potencia de punta demandada, se calcula considerando las condiciones hidrológicas más críticas para las centrales hidroeléctricas y las tasas de salida forzada de las centrales termoeléctricas.

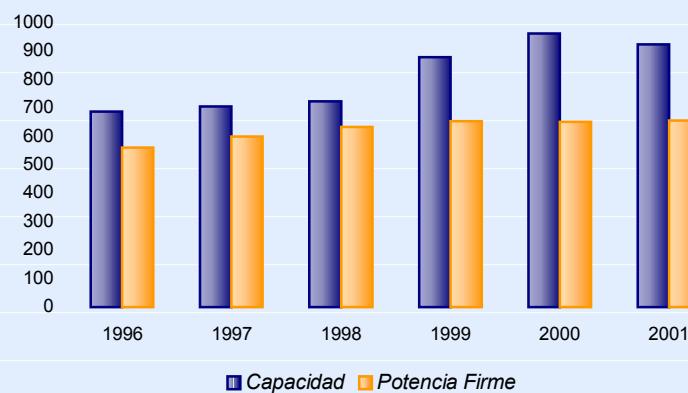
En el periodo 1996 – 2001, debido a una oferta de potencia suficiente, la Potencia Firme ha sido determinada generalmente con una confiabilidad de 98%. En los últimos años del periodo no se asignó potencia firme a algunas unidades generadoras que declararon altos costos de generación.

Las unidades asignadas con Potencia Firme son remuneradas sobre la base del precio básico de la potencia aprobado para cada semestre. Las demás unidades del parque generador pueden, de ser necesario, operar en condición de reserva fría (con precios menores) o en casos no previstos en la programación, en calidad de unidades de punta generada. La evolución de la Potencia Firme se muestra en el Cuadro 9 y el Gráfico 8.

Cuadro 9: Potencia Firme (MW)

Centrales	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Hidroeléctricas						
Zongo y Achachicala	104.8	120.0	137.6	143.6	170.5	170.3
Corani – S. Isabel	126.0	126.0	126.0	126.0	125.9	125.8
Miguillas	18.4	17.6	17.6	17.6	17.6	17.5
Yura						17.7
Kanata				6.5	7.3	7.3
Chojlla				0.9	0.8	0.8
Subtotal	249.2	263.6	281.2	294.6	322.1	339.4
Termoeléctricas						
Guaracachi	142.6	132.1	138.9	185.0	143.8	145.3
Carrasco	46.7	89.3	93.3	88.1	88.0	43.7
Bulo Bulo						73.2
Valle Hermoso	61.9	58.4	60.5	45.4	57.9	14.2
Aranjuez	32.6	30.2	32.6	15.6	14.6	13.2
Kenko	14.7	14.0	15.1	14.0	14.1	14.4
Karachipampa	12.7	11.0	11.4	10.8	10.8	10.8
Subtotal	311.2	335.0	351.7	358.9	329.2	314.9
Total	560.4	598.6	632.9	653.4	651.4	654.3

Gráfico 8: Capacidad Disponible y Potencia Firme (MWh)



DESPACHO DE CARGA

Ejecución de la programación del despacho de carga

El despacho de carga en el periodo 1996 – 1997 fue realizado con modelos de optimización de tipo uninodal; desde 1998 se utiliza un modelo multinodal que, además, responde a las características el Sistema Interconectado Nacional y a la reglamentación vigente.

Las diferencias entre lo programado y lo realizado se deben principalmente a la indisponibilidad (no prevista) de unidades termoeléctricas (compensados con energía hidroeléctrica) y en menor grado, a aportes hídricos diferentes a lo previsto o a menor demanda.

Las diferencias entre la energía total y la despachada se muestran en el Cuadro 10. El valor medio para el periodo 1996 – 2001 es del orden del 2%.

Cuadro 10: Energía Programada y Despachada (GWh)

	PROGRAMADA	DESPACHADA	DIFERENCIA
Nov 1997 - Abr 1998	1,532	1,545	0.8%
May 1998 - Oct 1998	1,663	1,651	-0.7%
Nov 1998 - Abr 1999	1,657	1,623	-2.1%
May 1999 - Oct 1999	1,747	1,712	-2.0%
Nov 1999 - Abril 2000	1,735	1,699	-2.1%
May 2000 - Oct 2000	1,833	1,716	-6.4%
Nov 2000 -Abril 2001	1,747	1,674	-4.2%
May 2001 - Oct 2001	1,785	1,740	-2.5%

DESPACHO DE CARGA

Costos marginales de generación

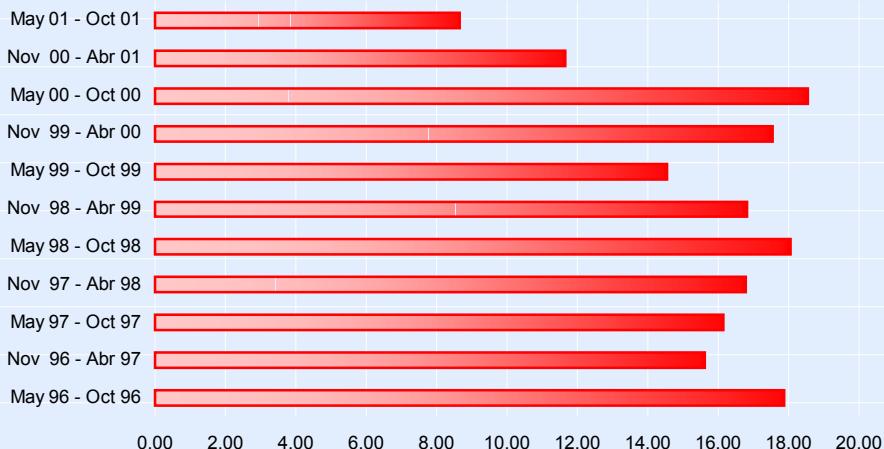
Los costos marginales de generación previstos en las programaciones semestrales y los costos marginales resultantes de la operación real se presentan en el Cuadro 11 y el Gráfico 9.

Las mayores diferencias se observan en Nov 99 – Abr 00 y Nov 00 – Abr 01. En el primer caso se explica porque los precios de gas reales fueron muy superiores a los previstos para las centrales Guaracachi y Carrasco; en el segundo caso la diferencia se debe a que la central Bulo Bulo (de menor costo de generación) fue declarada indisponible por un tiempo muy superior al previsto.

Cuadro 11: Costos Marginales de Energía Generada (US\$/MWh sin IVA)

	<i>Previsto</i>	<i>Real</i>	<i>Diferencia</i>
May 96 - Oct 96	16.78	17.87	6.5%
Nov 96 - Abr 97	15.71	15.63	-0.5%
May 97 - Oct 97	16.49	16.14	-2.1%
Nov 97 - Abr 98	16.99	16.78	-1.2%
May 98 - Oct 98	18.40	18.05	-1.9%
Nov 98 - Abr 99	17.44	16.81	-3.6%
May 99 - Oct 99	16.28	14.54	-10.7%
Nov 99 - Abr 00	14.71	17.54	19.2%
May 00 - Oct 00	18.24	18.54	1.6%
Nov 00 - Abr 01	6.75	11.66	72.7%
May 01 - Oct 01	9.34	8.65	-7.4%

Gráfico 9: Costos Marginales de Energía Generada (US\$/MWh)



PRECIOS

Los precios que se aplican en el Mercado Spot son los siguientes:

- a) *Precios por energía generada en unidades despachadas económicamente, energía generada en unidades forzadas por seguridad de áreas y energía generada con unidades de reserva fría.*
- b) *Precios por potencia de unidades despachadas económicamente, por potencia de unidades de reserva fría y por potencia de punta generada.*
- c) *Peaje e Ingreso Tarifario por transmisión.*

Unidades Forzadas

Las unidades forzadas son aquellas que son requeridas en algunos nodos del sistema para cumplir las condiciones de desempeño mínimo como ser seguridad de áreas, nivel de tensión, etc.; independientemente del despacho económico.

Reserva Fría

En mayo de 2000 se incorporó el concepto de reserva fría. Las unidades generadoras en esa condición pueden ser convocadas al despacho de carga toda vez que el parque generador disponible sea insuficiente para atender la demanda de nodos con restricciones de transmisión.

Potencia de Punta Generada

En mayo de 2001 se incorporó el concepto de potencia de punta generada. Las unidades generadoras en esa condición pueden ser convocadas en los períodos de punta para cubrir la demanda ante limitaciones del parque generador remunerado por potencia firme o de reserva fría.

Precios de energía

Los precios de energía corresponden a los costos marginales del MWh entregado en los diferentes nodos del STI, resultantes del

despacho de carga. Estos costos incluyen el “Ingreso Tarifario por Energía” que remunera las pérdidas marginales de transmisión entre los puntos de inyección hasta los nodos de retiro. En algunos nodos del STI, al costo marginal se añade el costo adicional por generación forzada y el costo variable de unidades que operan en la condición de Reserva Fría.

Precios de potencia

El precio básico de la potencia se establece sobre la base de una turbina a gas de capacidad determinada según metodología adoptada por el CNDIC. Este precio se ubica generalmente en Guaracachi. Al precio básico se añade las pérdidas marginales de potencia para determinar el precio de la potencia en cada nodo de retiro. A este resultado se suma el precio por potencia de reserva fría y el precio por potencia de punta generada. Desde mayo de 2001, se aplica a los generadores descuentos por indisponibilidad.

Precios por transporte

El costo de transmisión corresponde al valor aprobado del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado. Dicho costo es asignado a generadores y consumidores de acuerdo con la metodología señalada en Reglamento. El costo total por transporte de energía se cubre mediante el peaje y el ingreso tarifario.

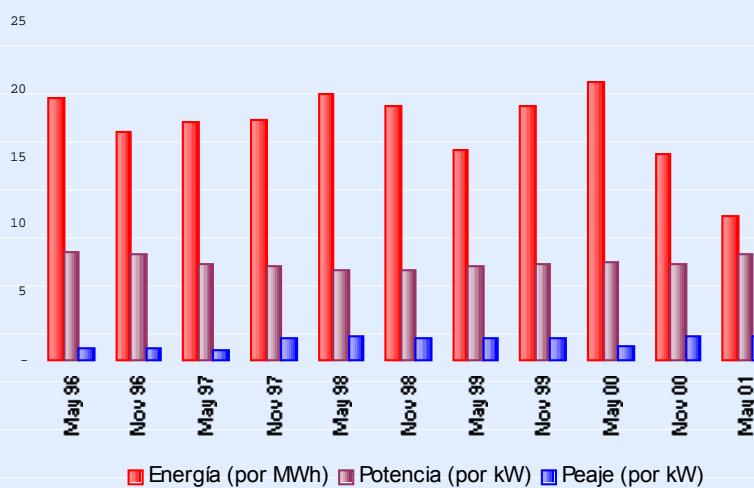
Este último, relacionado con las pérdidas marginales de transmisión, está incluido en el precio de nodo respectivo. Los peajes se aplican a la potencia de punta de los consumidores y a la potencia firme de los generadores.

Precios medios

A partir de los precios autorizados semestralmente por la Superintendencia de Electricidad y como resultado de la operación

PRECIOS

**Gráfico 10: Precios en el Mercado Spot
(US\$ sin IVA)**

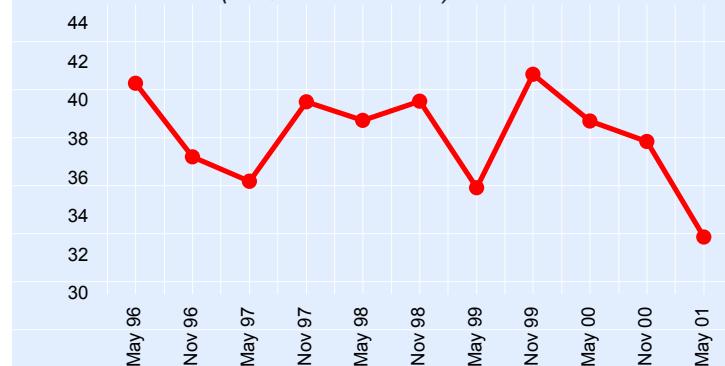


real del Sistema, en el Mercado Eléctrico Mayorista se han registrado los precios medios que se presentan en el Cuadro 12 y Gráfico 10.

Así mismo, los diferentes precios de energía, potencia y peaje se integran en los precios monómicos, expresados en US\$/MWh (Gráfico 11).

Los precios de energía guardan estrecha relación con los precios de gas vigentes en cada periodo, los cuales se muestran en el Cuadro 13.

**Gráfico 11: Precios Monómicos
(US\$/MWh sin IVA)**



Cuadro 13: Precios de Gas Natural para Generación de Energía Eléctrica (US\$/MPC con IVA)

	GUARACACHI	CARRASCO	BULO BULO	V. HERMOSO	ARANJUEZ	KARACHIPAMPA	KENKO
May/96 - oct/96	1.25	1.25		1.25	1.25	1.25	1.25
Nov/96 - abr/97	1.25	1.25		1.25	1.25	1.25	1.25
May/97 - oct/97	1.25	1.25		1.25	1.25	1.25	1.25
Nov/97 - abr/98	1.30	1.30		1.25	1.25	1.25	1.25
May/98 - oct/98	1.31	1.31		1.25	1.25	1.25	1.25
Nov/98 - abr/99	1.23	1.23		1.25	1.25	1.25	1.25
May/99 - oct/99	1.20	1.20		1.25	1.25	1.25	1.25
Nov/99 - abr/00	1.64	1.64		1.25	1.25	1.25	1.25
May/00 - oct/00	2.05	0.55	1.50	0.46	1.25	1.25	1.25
Nov/00 - abr/01	1.61	1.09	0.40	1.03	1.25	1.25	1.25
May/01 - oct/01	1.30	0.83	0.41	0.73	1.25	0.41	0.41

PRECIOS

**Cuadro 12: Precios medios en el Mercado Spot
(US\$ sin IVA)**

Agente y concepto	Unidad	May-96 Oct-96	Nov-96 Abr-97	May-97 Oct-97	Nov-97 Abr-98	May-98 Oct-98	Nov-98 Abr-99	May-99 Oct-99	Nov-99 Abr-00	May-00 Oct-00	Nov-00 Abr-01	May-01 Oct-01
CRE												
Energía	US\$/MWh	18.30	16.82	16.88	17.76	19.16	18.66	14.96	19.16	22.00	17.83	11.97
Potencia	US\$/kW-m	8.25	6.51	6.67	6.45	6.62	6.62	6.52	6.57	6.84	6.67	7.52
Reserva Fria	US\$/kW-m	-	-	-	-	-	-	-	-	0.14	0.14	0.17
Peaje	US\$/kW-m	-	-	1.14	-	-	-	0.22	1.03	1.06	1.77	1.76
Monómico	US\$/MWh	37.96	31.17	35.57	32.08	34.64	32.87	30.73	35.86	40.61	36.80	33.13
ELECTROPAZ												
Energía	US\$/MWh	23.08	18.33	20.73	21.35	22.24	23.21	17.74	21.71	22.17	19.91	10.82
Potencia	US\$/kW-m	9.37	9.30	9.07	8.76	7.65	7.64	8.22	8.26	7.75	7.56	8.17
Reserva Fria	US\$/kW-m	-	-	-	-	-	-	-	-	0.14	0.14	0.17
Peaje	US\$/kW-m	1.68	1.64	0.60	2.61	2.73	2.90	2.69	1.52	1.06	1.77	1.76
Monómico	US\$/MWh	57.04	46.43	41.09	129.77	48.85	97.58	48.28	212.42	38.92	127.42	42.70
ELFEC												
Energía	US\$/MWh	18.76	15.39	16.58	17.32	18.87	18.20	15.22	18.05	18.10	11.52	8.78
Potencia	US\$/kW-m	7.00	6.95	6.98	6.75	6.49	6.48	6.86	6.91	6.85	6.68	7.62
Reserva Fria	US\$/kW-m	-	-	-	-	-	-	-	-	0.14	0.14	0.17
Peaje	US\$/kW-m	0.65	0.62	0.04	1.40	1.35	1.43	1.52	2.47	1.06	1.77	1.76
Monómico	US\$/MWh	37.60	33.73	33.38	35.81	37.04	36.93	34.91	40.35	37.18	32.77	30.21
ELFEO												
Energía	US\$/MWh	20.73	16.71	18.10	17.98	19.95	19.35	15.85	18.40	19.36	12.96	9.27
Potencia	US\$/kW-m	7.92	7.89	6.73	7.42	6.80	6.48	6.86	6.91	6.85	6.68	7.62
Reserva Fria	US\$/kW-m	-	-	-	-	-	-	-	-	0.14	0.14	0.17
Peaje	US\$/kW-m	1.34	1.31	1.57	3.63	3.75	3.80	3.62	3.75	1.06	1.77	1.76
Monómico	US\$/MWh	54.42	39.69	45.97	59.32	59.08	61.61	52.60	57.32	42.59	43.26	40.04
CESSA												
Energía	US\$/MWh	17.16	15.76	17.68	17.52	19.24	18.08	16.50	18.29	21.77	18.27	16.47
Potencia	US\$/kW-m	7.46	7.40	6.64	6.42	5.74	5.74	8.70	8.77	8.65	8.44	9.00
Reserva Fria	US\$/kW-m	-	-	-	-	-	-	-	-	0.14	0.14	0.17
Peaje	US\$/kW-m	1.34	1.31	1.50	2.61	4.36	2.16	0.23	1.03	1.06	1.77	1.76
Monómico	US\$/MWh	37.48	36.50	36.96	39.66	42.41	37.21	36.98	41.96	45.20	45.98	44.31
SEPSA												
Energía	US\$/MWh	18.77	15.85	17.55	17.83	19.59	18.31	15.71	18.52	19.24	12.03	8.95
Potencia	US\$/kW-m	7.72	7.66	7.51	7.25	6.84	6.84	7.27	7.31	7.16	6.99	7.79
Reserva Fria	US\$/kW-m	-	-	-	-	-	-	-	-	0.14	0.14	0.17
Peaje	US\$/kW-m	1.34	1.31	0.19	2.17	2.88	1.89	1.05	2.01	1.06	1.77	1.76
Monómico	US\$/MWh	40.91	38.70	34.54	39.32	41.22	39.05	36.44	42.29	41.42	37.24	32.12
I.RAYMI												
Energía	US\$/MWh	19.49	15.79	17.57	17.17	19.24	17.88	15.46	17.79	17.56	10.63	8.01
Potencia	US\$/kW-m	7.98	7.92	7.82	7.56	6.82	6.82	7.20	7.29	7.15	6.97	7.78
Reserva Fria	US\$/kW-m	-	-	-	-	-	-	-	-	0.14	0.14	0.17
Peaje	US\$/kW-m	1.34	1.31	0.03	1.92	2.03	2.11	1.92	1.98	1.06	1.77	1.76
Monómico	US\$/MWh	33.75	31.00	27.96	30.20	32.60	32.51	28.98	30.91	29.43	23.89	22.31
ADE VINTO												
Energía	US\$/MWh	19.29	15.84	17.68	17.04	18.97	17.81	15.52	17.88	17.89	10.58	7.78
Potencia	US\$/kW-m	7.98	7.92	7.83	7.57	6.84	6.84	7.27	7.31	7.16	6.99	7.79
Reserva Fria	US\$/kW-m	-	-	-	-	-	-	-	-	0.14	0.14	0.17
Peaje	US\$/kW-m	1.34	1.31	1.55	3.44	3.57	3.65	3.43	3.53	1.06	1.77	1.76
Total	US\$/MWh	29.64	24.91	27.92	33.94	34.28	38.99	30.98	28.17	27.92	19.72	17.37
TOTAL												
Energía	US\$/MWh	19.32	16.91	17.64	17.79	19.68	18.80	15.59	18.71	20.53	15.27	10.72
Potencia	US\$/kW-m	8.06	7.77	7.17	6.98	6.68	6.68	7.02	7.07	7.07	6.90	7.71
Reserva Fria	US\$/kW-m	-	-	-	-	-	-	-	-	0.14	0.14	0.17
Peaje	US\$/kW-m	0.93	0.90	0.76	1.60	1.71	1.68	1.55	1.69	1.06	1.77	1.76
Monómico	US\$/MWh	40.95	37.12	35.85	39.98	39.01	40.01	35.53	41.42	38.99	37.93	32.95

NOTA: ELECTROPAZ Y ELFEO compran en el Mercado Spot solo parte de sus requerimientos

DESEMPEÑO DEL SISTEMA

Los parámetros generalmente utilizados para medir el desempeño de los sistemas eléctricos son: la Energía no suministrada y el tiempo equivalente de interrupción. En el primer caso, se cuantifica la energía que no pudo ser suministrada a los consumidores debido a fallas en el sistema de generación y/o de transmisión, los déficits por capacidad limitada de generación, y cualquier otra causa. En el segundo caso el grado de desempeño se mide por el tiempo equivalente de interrupción a todo el sistema durante el periodo de máxima demanda. Los resultados alcanzados en el Sistema Interconectado Nacional se presentan en el Cuadro 14.

Por otra parte, los componentes del Sistema más expuestos a fallas son las líneas de transmisión. La tasa de fallas de las instalaciones de transmisión se mide por el número de fallas registradas en un año por cada 100 km de línea de transmisión. La evolución de esta tasa se presenta en el Cuadro 15, incluyendo las fallas que fueron originadas en instalaciones fuera del STI que determinaron la salida de componentes de este sistema.

La evolución de estos índices refleja un adecuado desempeño del Sistema, especialmente en los últimos años.

Cuadro 14: Indices de Desempeño del Sistema

INDICE	1997	1998	1999	2000	2001
Energía no suministrada (MWh)	204	889	816	916	252
Tiempo equivalente de interrupción (min)	21	86	76	85	23

Cuadro 15: Tasa de Falla de Líneas de Transmisión

Número de fallas por cada 100 km	1997	1998	1999	2000	2001
Líneas en 69 kV	11.0	8.0	12.0	12.0	4.0
Líneas en 115 kV	3.9	4.2	5.0	2.8	3.9
Líneas en 230 kV	8.7	5.2	3.9	4.1	3.6



**Teléfono (591-4) 4259523
Web: www.cnb.net/cndc
Calle Colombia O-655**

**Fax (591-4) 4259513 Casilla 4818
E-mail: cndc@cndc-uo.org.bo
Cochabamba - Bolivia**