
***EXPERIENCIAS EN LA OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO ELÉCTRICO BOLIVIANO: PERIODO 1996 – 2001***

Nelson Caballero Vargas

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

Octubre de 2001

RESUMEN EJECUTIVO

Aunque al momento de efectuar la reforma (1994), Bolivia tenía un sector eléctrico eficiente, con una empresa estatal de excelente desempeño a nivel nacional, y participación privada en dos de los mayores centros de consumo, una de las razones fundamentales para la reforma fue acelerar la asimilación de las tendencias de modernización mundiales, particularmente debido a las restricciones o limitaciones en las políticas de financiamiento de parte de los organismos internacionales.

Bolivia ha realizado una reforma radical e integral de su sector eléctrico dentro de un marco general de reforma institucional y económica del país. El resultado ha sido una reforma exitosa, modelo para muchos países en vías de desarrollo con un mercado relativamente pequeño como es el caso de Bolivia.

Con la promulgación de la Ley de Electricidad N° 1604 en el año 1994, se crea el Comité Nacional de Despacho de Carga como la entidad responsable de la coordinación de la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo en el SIN y como responsable de la administración del MEM. El objetivo de este trabajo es compartir las experiencias logradas en los 5 años de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano, habiéndose logrado resultados altamente satisfactorios y señales adecuadas para la expansión del sistema eléctrico y la estabilidad en los precios de la energía.

CONTENIDO

1. Introducción
2. Desarrollo
 - a. Creación, organización, funciones, desempeño y administración del CNDC
 - b. Evolución del sector eléctrico 1996 –2000
 - c. Despacho de carga
 - d. Precios de energía
 - e. Interrupciones de suministro
3. Conclusiones

1 INTRODUCCIÓN

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) inició sus funciones en febrero de 1996, habiendo transcurrido algo más de 5 años de actividades, se ha considerado pertinente hacer un recuento de lo avanzado durante este periodo.

Este recuento es importante, entre otros, por el hecho que el CNDC asumió hace 5 años el reto de administrar un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) recién formado y con nuevas reglas que eran totalmente diferentes a las que se aplicaban hasta 1995, año en el que el sector eléctrico sufrió una transformación total con la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, la creación del Mercado Eléctrico Mayorista, nuevas empresas eléctricas y nuevas reglas de funcionamiento del sector.

Estas condiciones iniciales, dieron al CNDC una gran responsabilidad ya que el éxito de la reforma del sector eléctrico, culminado en 1995, dependía en gran manera de su desempeño.

Los primeros 5 años de funcionamiento fueron de mucha actividad para el CNDC, no solamente por las tareas que exige todo cambio sino, además, por que era necesario trabajar con objetivo de largo plazo para asegurar un suministro adecuado de energía eléctrica.

En este documento se presenta una síntesis de las actividades del CNDC hasta el presente y la evolución del sistema eléctrico interconectado a la fecha

El funcionamiento del sector a partir de la vigencia de la Ley de Electricidad (enero de 1996), en el marco del nuevo esquema resultante de la Reforma, ha sido posible gracias al decidido concurso de las empresas eléctricas, el CNDC y la Superintendencia de Electricidad. Transcurrido cinco años desde la vigencia de la reforma del sector, se puede ver que los resultados obtenidos han sido altamente satisfactorios, por cuanto la Ley ha creado un marco adecuado para la realización de inversiones, las mismas que fueron realizadas muy por encima de los compromisos de capitalización con el estado boliviano, así como también nuevas inversiones al margen de estos contratos.

La aprobación de precios para las principales distribuidoras del Sistema Interconectado Nacional bajo la metodología de Precios Tope y el control de la calidad del servicio han determinado que su funcionamiento se realice en condiciones de eficiencia con una clara tendencia a mejorar en el futuro.

Adicionalmente, la situación energética del país ha cambiado radicalmente en los últimos años con el fuerte incremento en las reserva de gas natural. Esta situación lógicamente determina la necesidad de establecer las condiciones para su utilización masiva en la satisfacción de los requerimientos internos de energía y para su exportación. En este marco el desarrollo de plantas de generación termoeléctrica, tanto para el consumo interno como para la exportación está fuertemente ligado a las políticas que se adopten en el sector de gas.

2 DESARROLLO

2.a. CREACIÓN, FUNCIONES, ORGANIZACIÓN, DESEMPEÑO Y ADMINISTRACIÓN 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:

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

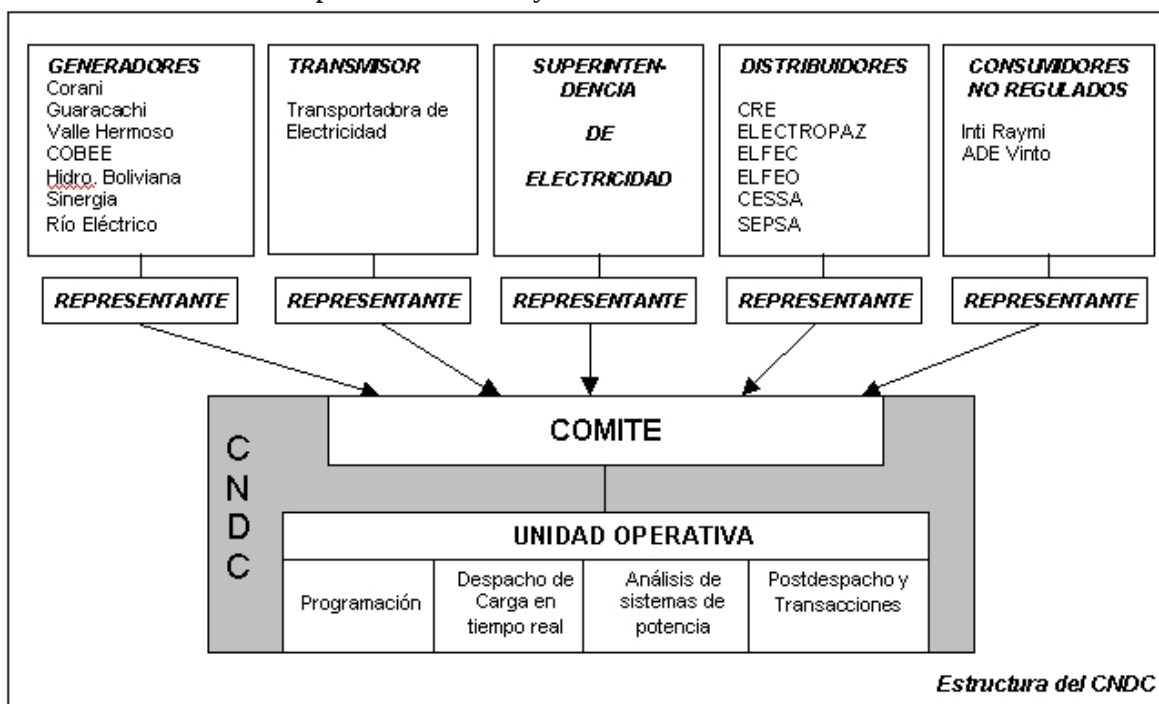
Para alcanzar ésa Misión, las metas prioritarias del CNDC son las siguientes:

- ? 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.

Organización

El CNDC esta conformado por el así denominado “Comité” y su Unidad Operativa.

El Comité está compuesto por un representante de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución, respectivamente, un representante de los Consumidores No Regulados y el representante de la Superintendencia de Electricidad que ejerce la presidencia. El Comité toma decisiones relativas a la operación del SIN y a la administración del MEM.



Las decisiones del Comité, se asumen por simple mayoría de votos. 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.

La Unidad Operativa está formada por un grupo de técnicos especializados que, con recursos disponibles de transmisión de datos en tiempo real (sistema Scada) y computacionales, ejecuta las decisiones del Comité y realiza las tareas de programación, despacho de carga en tiempo real y de post despacho.

Las instalaciones para el Despacho de Carga son propiedad de la Empresa Transportadora de Electricidad.

El costo de funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga, incluido los alquileres de las instalaciones y equipos que utiliza es cubierto por todos los usuarios del Despacho de Carga, de acuerdo a su participación en el uso.

Principales Tareas

El CNDC, mediante su Unidad Operativa, realiza las siguientes tareas:

Programación

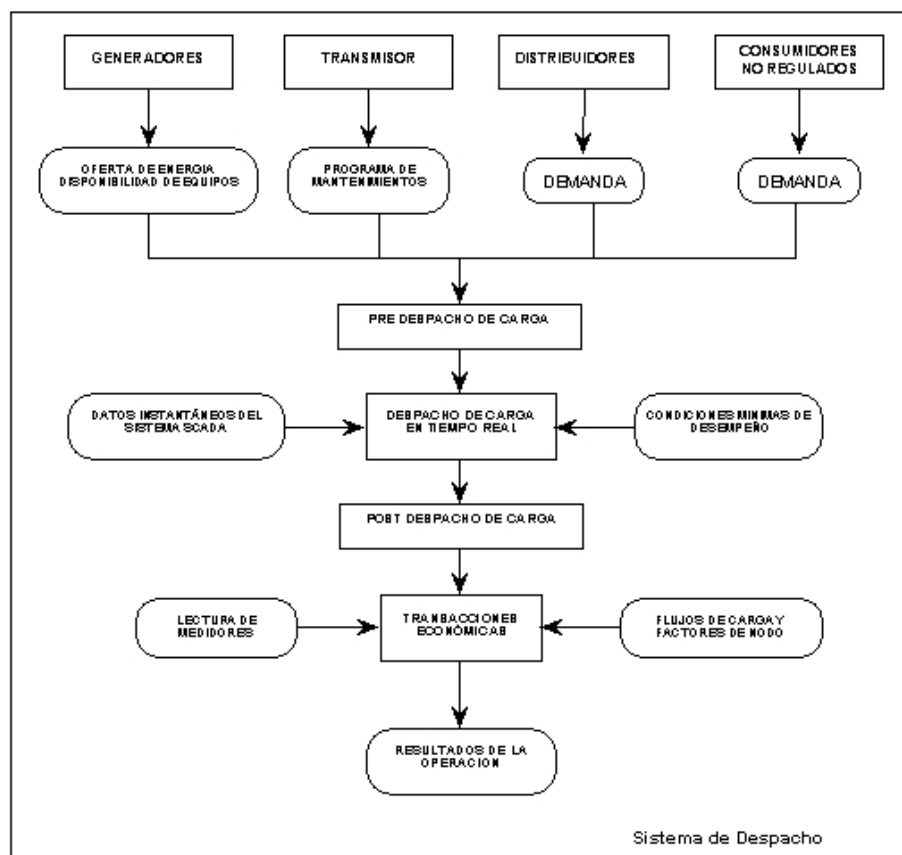
Consiste en la elaboración de programas de despacho de carga de mediano plazo (4 años) con etapas semanales y de corto plazo con etapas horarias. Esta programación, que debe cumplir las condiciones de desempeño mínimo y ser de mínimo costo; se elabora con programas de optimización y simulación debidamente aprobados. Sobre la base de la programación del despacho de carga anual, se determinan los precios de nodo para ser aprobados por la Superintendencia de Electricidad.

Despacho de carga en tiempo real

Esta tarea, que se efectúa en forma ininterrumpida, consiste en coordinar y supervisar la operación de las unidades generadoras y el sistema de transmisión, de modo tal que su operación sea segura, confiable y de mínimo costo. El cumplimiento de las condiciones de desempeño mínimo y el seguimiento del desempeño de la calidad del suministro es una tarea básica en ésta área.

Post despacho y Transacciones Económicas

Los resultados de la operación y su valorización económica, son presentados mediante un sistema de información especial y la emisión de los documentos mensuales de transacciones económicas.



Desempeño del CNDC

El CNDC inició sus operaciones el 22 de febrero de 1996, fecha en la que, el entonces 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 agosto de 2001, el Comité realizó 112 sesiones, en las que se adoptaron resoluciones relativas a la administración del MEM.

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

En una segunda etapa, el CNDC continuó buscando soluciones a los problemas surgidos en la operación y expansión del sistema. Se actualizaron los Reglamentos Operación del Mercado Eléctrico y de Precios y Tarifas, así como las Normas Operativas.

Algunas decisiones más importantes adoptadas por el CNDC son las siguientes:

RESOLUCIONES DEL CNDC (hasta septiembre de 2001)	
TOTAL	620
Generación	148
Transmisión	56
Distribución	14
Sistema	101
Precios	71
Transacciones	43
Administración	187
Impugnadas	36

a la

de

Año 1996

- ? Se adecuan los modelos de programación semanal y diaria de ENDE
- ? Se elaboran Normas Operativas y condiciones mínimas de desempeño
- ? Se adopta un sistema de medición comercial y del sistema de transacciones económicas en el MEM
- ? Se aprueba el proyecto de elevación de tensión presentado por la Empresa de Transmisión
- ? Se suscriben contratos de alquiler de equipos del sistema Scada y de las oficinas para el CNDC

Año 1997

- ? Se define la forma de remunerar la potencia a unidades generadoras que entran en operación en el periodo mayo – octubre.
- ? Se mejora el Esquema de Alivio de Cargas.
- ? Se contrata servicios de consultoría para el desarrollo de un modelo de programación hidrotérmico y multinodal.
- ? Se da solución a varios problemas originados en la operación irregular de la central Carrasco.
- ? Se definen aspectos relativos al cálculo de precios de nodo
- ? En enero, sobre la base de la Gerencia de Despacho de Carga de ENDE, se organiza la Unidad Operativa y se incorpora al CNDC

Año 1998

- ? Se aprueban los Estatutos del CNDC
- ? Se define el procedimiento que determina los precios referenciales de gas en el sistema de precios regulados
- ? Se efectúan estudios sobre peajes, confiabilidad y requerimientos del Scada
- ? Se realiza una campaña para revisar los ajustes de sistemas de protección en el Sistema troncal de Interconexión.
- ? Se realiza la primera reunión de operadores y administradores de sistemas eléctricos de Sudamérica.
- ? Se inicia el estudio para un nuevo modelo de optimización del despacho de carga.
- ? Se establece un sistema de información entre el CNDC y los Agentes del Mercado.

Año 1999

- ? Se definen las condiciones para la incorporación de nuevas instalaciones al STI
- ? Se desarrollan varios estudios relacionados con el proyecto San Cristóbal
- ? Se definen aspectos relativos a los costos complementarios del precio básico de la potencia
- ? Se efectúan pruebas de rendimiento de unidades térmicas
- ? Se actualiza el esquema de alivio de cargas.
- ? Se desarrollan actividades relacionadas con el efecto del Y2K

Año 2000

- ? Se actualiza el esquema de alivio de carga
- ? Se introduce el concepto de Potencia de Reserva Fría
- ? El CNDC se incorpora al BOCIER
- ? Se concluye el estudio sobre la renovación del Scada
- ? Se aprueba el uso del modelo SDDP para la programación de la operación
- ? Se aprueba el Manual de Funciones de la UO

Año 2001 (hasta agosto)

- ? Se aprueban nuevos reglamentos de operación y administración del MEM
- ? Se efectúa el estudio de precios referenciales de gas en la condición de precios de sistemas no regulados
- ? Se aprueba el Reglamento Interno de Trabajo de la UO
- ? Se aprueban nuevos parámetros de desempeño mínimo
- ? Se modifica el procedimiento para el cálculo del precio básico de la potencia

Administración y Economía

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, 4 departamentos y una unidad administrativa. En los 5 años de operación, el número de empleados se ha mantenido constante en 27.

En el aspecto institucional, conforme estipulan sus Estatutos, el CNDC es una entidad 9

pública no estatal sin fines de lucro 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 2000 fue la siguiente:

Salarios 46%, Alquileres 29%, Impuestos no compensados 11%, Consultoría, capacitación y otros 10% y Materiales 4%.

2.b. EVOLUCION DEL SECTOR ELÉCTRICO 1996 - 2000

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, pues la oferta aumentaba adecuadamente para atender la creciente demanda en el Sistema Interconectado Nacional.

Con la reforma del sector, el equilibrio oferta – demanda ha continuado como en el pasado, por lo que los requerimientos de energía del sistema, salvo cortos periodos, ha sido adecuada y oportunamente atendida. El despacho de carga en el periodo 1996 – 2001 ha posibilitado operar en condiciones normales y minimizar el costo de la energía mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos de generación y se han hecho los esfuerzos para mantener o mejorar la calidad y confiabilidad del servicio, con resultados positivos.

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

1996

- ? Cuando se inició el funcionamiento del CNDC, el sistema interconectado nacional operó con algunas dificultades debido a oferta limitada de potencia frente al rápido crecimiento de la demanda ya que 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 en parte el problema de abastecimiento en horas de punta, debido a que ambas unidades operaron en forma muy irregular en ese año y parte del siguiente.

1997

- ? En mayo, se otorga licencia de generación a la Empresa Hidroeléctrica Boliviana en el sistema Chojlla - Taquesi
- ? En junio se constituye la Empresa Río Eléctrico que administra y opera las centrales hidroeléctricas del río Yura.
- ? En julio se constituye 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.
- ? 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, entraron en operación comercial las plantas Tiquimani (enero), Zongo (septiembre) y Santa Rosa (diciembre)

1998

- ? En julio concluye el periodo de vigencia de precios constantes de gas en Carrasco y Guaracachi y en noviembre, se inicia la aplicación de precios mensuales fijados por la

Superintendencia de Hidrocarburos. Hasta diciembre de 2000, los precios de gas en Guaracachi fluctuaron entre 1.12 y 2.32 US\$/MPC.

- ? En el mes de noviembre, la central Chururaqui sufrió un siniestro de magnitud, que la inhabilitó para operar hasta el segundo semestre de 1999.
- ? En febrero, se puso en operación comercial la unidad Cuticucho 5 en el sistema Zongo.
- ? En agosto se puso en operación comercial la ampliación de la central Botijlaca, en el sistema Zongo.
- ? En septiembre se puso en operación comercial la central hidroeléctrica Chojlla, en La Paz.
- ? Se realizó una campaña para coordinar 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.

1999

- ? En los 4 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 periodos 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 e incrementa el costo reconocido por operación y mantenimiento de 2% a 3%.

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 mayo, se puso en operación comercial la central termoeléctrica Bulu Bulu, conectada al STI en la Subestación Carrasco.
- ? En mayo se inicia la aplicación de precios de gas declarados por los Generadores con vigencia semestral. Carrasco declara 0.55 US\$/MPC y Bulu Bulu 1.50 US\$/MPC.
- ? 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 fija en 1.30 US\$/MPC el precio de gas natural para generación termoeléctrica.

2001 (hasta septiembre)

- ? 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 12

Landara 3. La unidad Landara 1 operó desde agosto.

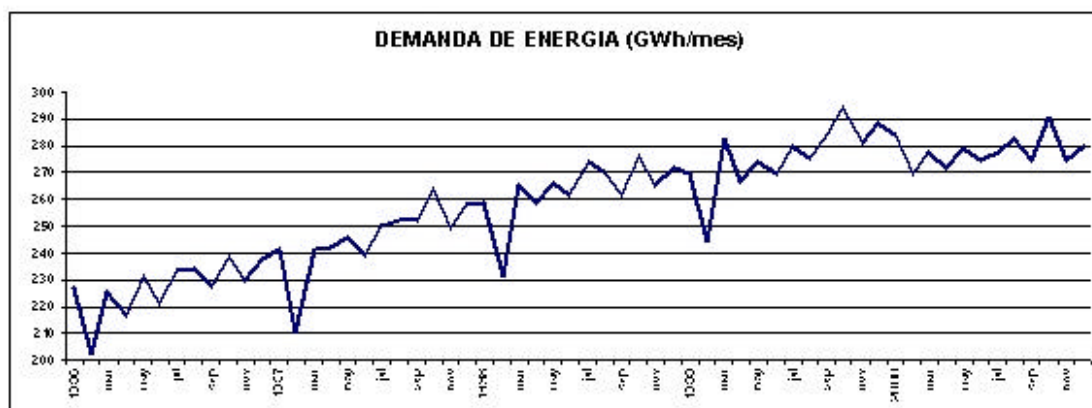
? Se prorroga por dos años la fijación de precios de hidrocarburos por el Gobierno.

EVOLUCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

La evolución del consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista en el periodo 1996 - 2000 muestra un crecimiento medio de 5.2 % anual. En éste quinquenio se distingue dos periodos el primero con tasas de crecimiento anual típicas y el segundo sin crecimiento a causa de la crítica situación económica del país. Hasta septiembre de 2001, la demanda continuaba sin crecimiento.

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	Variación 1996-2000 % anual
CRE	847,4	951,8	1050,5	1137,3	1138,7	7,70%
ELECTROPAZ	865,9	921,8	962,8	1005,0	998,0	3,60%
ELFEC	444,2	486,3	548,9	568,2	583,8	7,10%
ELFEO	191,1	198,7	205,5	210,2	203,6	1,60%
CESSA	92,2	101,4	110,7	114,1	114,1	5,50%
SEPSA	76,2	82,3	89,9	89,5	89,4	4,10%
NO REGULADOS	208,8	203,4	191,1	184,2	207,3	-0,20%
PUNUTUMA	0,2	0,2	0,6	0,1	0,6	31,60%
TOTAL	2726,0	2945,9	3160,0	3308,6	3335,5	5,20%
VARIACION		8,10%	7,30%	4,70%	0,80%	



La evolución de la máxima potencia demanda por el MEM entre 1996 y 2000, denominada Potencia de Punta, muestra una tasa de 4.3 % anual. Con tasas anuales muy diferenciadas. La potencia de punta se registra por lo general en el periodo agosto – octubre de cada año.

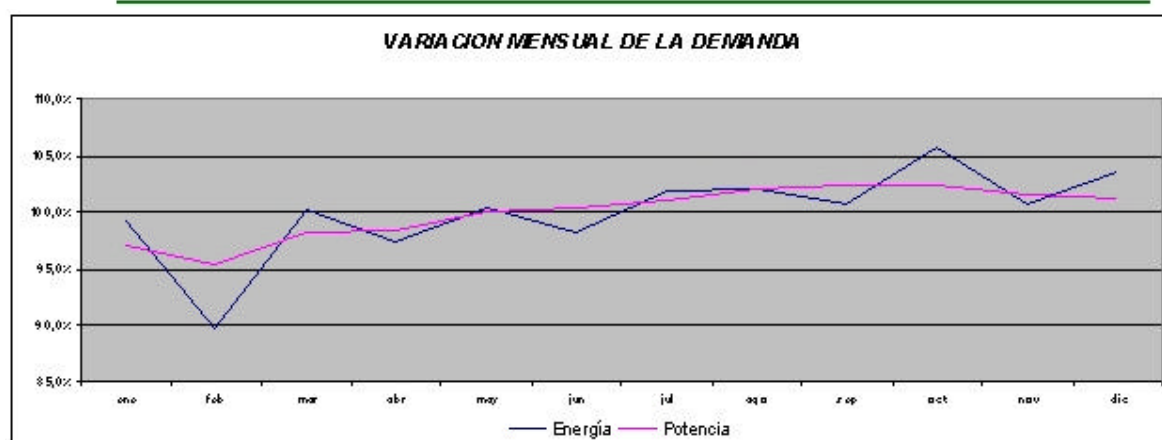
POTENCIA DE PUNTA (MW)

	1996	1997	1998	1999	2000	Variación 1996-2000 % anual
CRE	166,8	190,1	202,2	217,4	213,5	6,40%
ELECTROPAZ	186,7	195,4	206,2	206,3	207,9	2,70%
ELFEC	92,5	98,9	108,1	113,4	117,5	6,20%
ELFEO	38,3	39,6	41,2	42,0	39,8	1,00%
CESSA	18,7	20,9	22,1	22,6	22,9	5,20%
SEPSA	15,7	16,0	17,9	17,5	18,5	4,20%
NO REGULADOS	25,7	22,8	24,5	22,9	24,2	-1,50%
PUNUTUMA					0,6	
TOTAL	544,4	583,7	622,2	642,1	644,9	4,30%
VARIACION		7,20%	6,60%	3,20%	0,40%	

El consumo mensual de energía y potencia máxima se caracteriza por valores superiores al promedio anual en el periodo mayo – octubre.

DEMANDA MENSUAL

	ENERGIA POTENCIA		ENERGIA POTENCIA		ENERGIA POTENCIA	
	1998 GWh	1998 MW	1999 GWh	1999 MW	2000 GWh	2000 MW
Enero	258.5	575.7	269.1	600.7	283.7	621.4
Febrero	231.2	585	244.6	586.2	269.1	631.7
Marzo	265.1	586.5	282.3	612.8	277.4	633.7
Abril	258.9	602.6	266.8	612.3	271.7	630.2
Mayo	265.7	606.9	273.7	616.9	278.7	632.2
Junio	261.7	607.2	269.1	620.3	275.1	636.7
Julio	273.7	617.5	279.3	632.6	277.5	625.3
Agosto	270.2	622.2	276.0	634.4	282.6	641.9
Septiembre	262.0	610.5	283.1	639.8	275.1	644.9
Octubre	276.3	615.4	294.5	642.1	290.8	638.4
Noviembre	264.7	613.0	281.4	644.3	274.7	624.5
Diciembre	272.0	611.9	288.9	633.5	279.0	619.0
Total/Máx.	3160.0	622.2	3308.8	644.3	3335.4	644.9

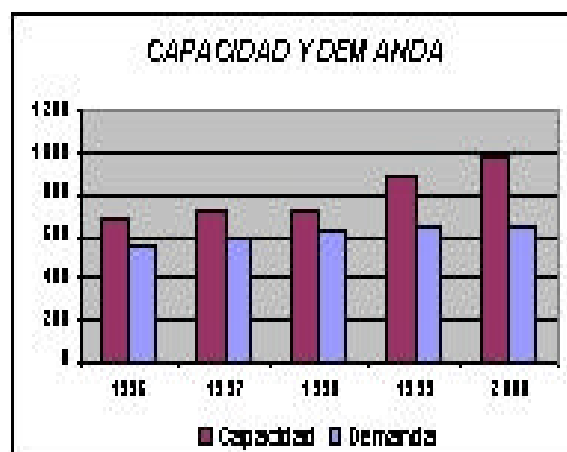
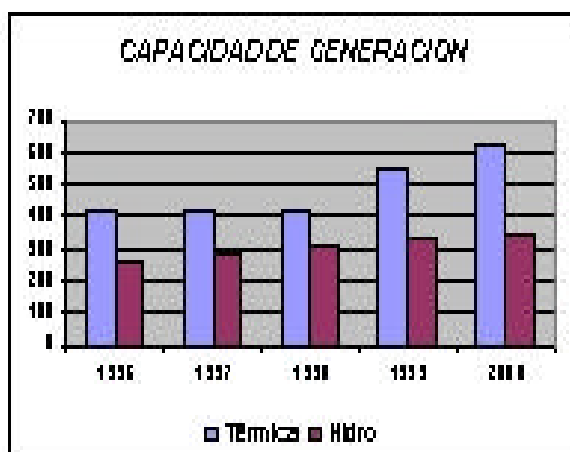


EVOLUCION DE LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

Capacidad de Generación

La capacidad de generación en las diferentes centrales que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) era, a diciembre de 2000, de 973 MW, de los cuales 344 MW corresponden a plantas hidroeléctricas y 629 MW a plantas termoeléctricas (turbinas a gas en ciclo abierto). Esta última cifra corresponde a la potencia efectiva para condiciones de temperatura media anual, en el sitio de la central.

En el periodo 1996 – 2000, la capacidad de generación se incremento en 289 MW; la adición de capacidad hidroeléctrica fue de 82 MW y de capacidad termoeléctrica de 207 MW.



CAPACIDAD EFECTIVA DE GENERACION

CENTRALES	1996	1997	1998	1999	2000
Hidroeléctricas					
Zongo y Achachicala	110	136	151	177	183
Corani y Santa Isabel	126	126	126	126	126
Miguillas	18	18	18	18	18
Yura	8	8	8	8	8
Kanata				8	8
Chojlla			1	1	1
<i>Subtotal</i>	262	288	304	338	344
Termoeléctricas					
<i>(A la temperatura media anual)</i>					
Guaracachi	167	168	168	297	291
Carrasco	112	112	112	112	112
Bulo Bulo					88
Valle Hermoso	74	74	74	74	74
Aranjuez	37	37	37	32	32
Kenko	18	18	18	18	18
Karachipampa	14	14	14	14	14
<i>Subtotal</i>	422	423	423	547	629
Capacidad Total	684	711	727	885	973

Transmisión

El periodo 1996 - 2000 el Sistema Troncal de Interconexión no ha cambiado en su configuración. El año 2000 fueron actualizados los factores de uso del STEA y consiguientemente su valor económico.

SISTEMA DE TRANSMISION

Componente	Longitud (km)
Líneas en 230 kV	535.46
Líneas en 115 kV	863.04
Líneas en 69 kV	100.10
Total	1498.59

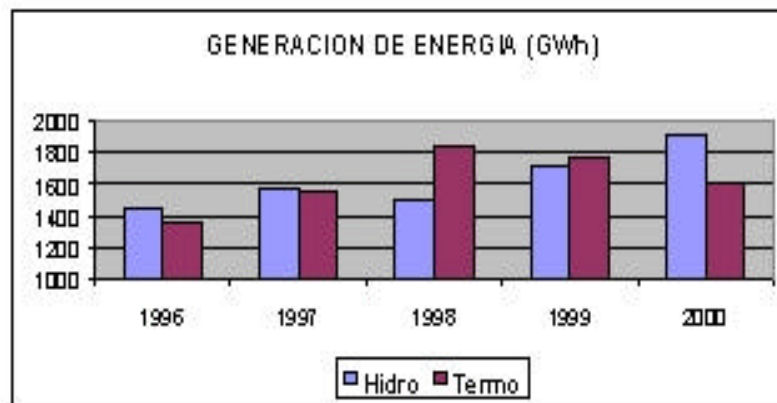
Las ampliaciones más importantes del STI, recomendadas por el CNDC, son la ampliación de la transmisión a Santa Cruz para posibilitar una mayor competencia en la generación y la ampliación de transmisión a Sucre para cubrir la demanda de esa región.

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 en el total no ha tenido cambios significativos en los 5 años.

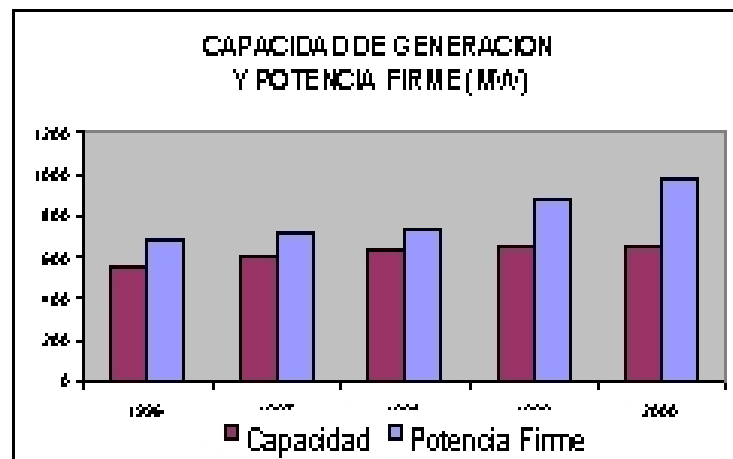
ENERGIA GENERADA (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000
Hidroeléctricas					
Zongo y Achachicala	722,6	705,2	702,4	783,2	936,8
Santa Isabel y Corani	535,5	688	611	743,7	773,8
Miguillas	122,7	113,9	123,8	109,7	106,3
Yura (Excedentes)	57	63,9	59	57,7	56,3
Kanata				11	22,7
Chojilla			2,1	6,5	6,9
Subtotal	1.437,80	1.571,00	1.498,30	1.711,80	1.902,80
Termoeléctricas					
Guaracachi	798,5	647,2	755,4	888,9	761,7
Carrasco	135,1	57,2	650,4	504,8	361,2
Valle Hermoso	289,2	120,2	202,9	131,4	215,6
Aranjuez	136,3	86,4	133,1	131,1	128,8
Bulo Bulo					78,1
Karachipampa		96,7	51,8	58,1	30,9
Kerko		34,6	39,5	48,5	23,6
Subtotal	1.359,10	1.557,10	1.833,10	1.762,80	1.599,90
TOTAL ENERGIA GENERADA	2.796,90	3.128,10	3.331,40	3.474,60	3.502,70



Potencia Firme de generación

La potencia firme de generación muestra una evolución en función al parque generador y a la potencia de punta. La potencia Firme se determina mediante programas de cálculo especiales.



POTENCIA FIRME (MW)					
Planta generadora	1996	1997	1998	1999	2000
Hidroeléctricas					
Zongo y Achachicala	104,8	120	137,6	143,6	170,5
Corani – Santa Isabel	126	126	126	126	125,9
Miguillas	18,4	17,6	17,6	17,6	17,6
Kanata				6,5	7,3
Chojlla				0,9	0,8
Subtotal	249,2	263,6	281,2	294,6	322,1
Termoeléctricas					
Guaracachi	142,6	132,1	138,9	185	143,8
Carrasco	46,7	89,3	93,3	88,1	88
Valle Hermoso	61,9	58,4	60,5	45,4	57,9
Aranjuez	32,6	30,2	32,6	15,6	14,6
Kenko	14,7	14	15,1	14	14,1
Karachipampa	12,7	11	11,4	10,8	10,8
Bulo Bulo					
Subtotal	311,2	335	351,7	358,9	329,2
Total	560,4	598,6	633,2	653,4	651,4

2.c. DESPACHO DE CARGA

Ejecución de la programación del despacho de carga

El despacho de carga en el periodo 1996 – 2000 fue realizado inicialmente con modelos de optimización simples de tipo uninodal, desde 1998 se viene utilizando un modelo multinodal.

ENERGIA PROGRAMADA Y DESPACHADA (GWh)

Central	Programada 1998	Despachada 1998	Programada 1999	Despachada 1999	Programada 2000	Despachada 2000
Hidroeléctricas						
Zongoy-Achachicala	781	724	707	766	926	917
Corani- Santa Isabel	609	610	630	740	862	773
Miguillas	111	119	109	105	109	102
Kanata	-	-	25	11	31	22
Chijlla	-	-	7	6	7	5
Yura(excedentes)	20	18	20	19	25	15
Subtotal	1521	1470	1500	1647	1950	1834
Termoeléctricas						
Guaracachi	657	722	1033	860	811	745
Canasco	659	646	555	486	380	347
Atarjuez	127	132	135	130	104	128
Valle Hermoso	145	202	92	130	142	230
Eulo Eulo	-	-	-	-	129	74
Karachipampa	62	51	68	58	17	31
Kenko	-	-	51	49	8	22
Subtotal	1709	1754	1884	1722	1601	1557
Total	3230	3224	3384	3369	3550	3391

En el periodo 1998 – 2000, la diferencia entre lo programado y lo real fue de 2.2%.

Costos marginales de generación

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

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN
(US\$/MWh)

	Periodo	Ene – abr	May-oct	Nov – dic
1996	Previsto		17.56	15.36
	Real		17.69	15.89
1997	Previsto	15.73	15.55	15.57
	Real	15.13	15.84	15.20
1998	Previsto	16.97	17.85	15.79
	Real	17.74	18.49	16.99
1999	Previsto	17.48	16.73	15.33
	Real	18.52	15.44	17.29
2000	Previsto	14.81	18.68	9.68
	Real	17.66	19.10	18.92

La mayor diferencia entre costos marginales de generación previstos y reales se registro en el periodo noviembre 2000 – abril 2001 debido principalmente a que la central Buló Buló no operó como se había previsto, por razones no técnicas.

2.d. PRECIOS DE ENERGIA

Precios de energía

Como resultado del despacho de carga efectuado en el periodo 1996 - 2000, se establecieron precios horarios de energía en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión. Los valores medio anuales de los precios horarios, que incluyen a la energía forzada y de unidades de reserva fría, son los siguientes:

PRECIOS DE ENERGIA (US\$/MWh)

	1996	1997	1998	1999	2000
CRE	17,60	16,71	18,62	16,72	21,27
ELECTROPAZ	22,22	20,14	20,85	18,53	22,47
ELFEC	18,21	16,01	18,31	16,55	17,77
ELFEO	19,95	17,55	18,95	17,03	18,67
CESSA	16,87	16,95	18,57	17,14	20,51
SEPSA	18,32	16,78	18,95	16,86	18,68
NO REGULADOS	18,81	16,66	18,38	16,53	17,43
TOTAL	18,55	17,72	19,26	17,27	19,72
Tipo de cambio	5,11	5,258	5,515	5,823	6,19

Precios de potencia

El precio básico de la potencia fue determinado sobre la base de una turbina a gas de capacidad acorde con el crecimiento anual de la demanda. El nodo de referencia se ubicó generalmente en Guaracachi. Los precios y los factores respectivos de nodo por potencia, determinaron los siguientes precios medios:

PRECIOS DE POTENCIA (US\$/Kw-mes)

CONSUMIDORES	1996	1997	1998	1999	2000
CRE	6,61	6,55	6,53	6,55	6,72
ELECTROPAZ	9,44	9,04	8,01	8,01	7,91
ELFEC	7,05	6,89	6,55	6,74	6,84
ELFEO	8,01	7,44	6,97	7,13	7,24
CESSA	7,52	6,80	5,93	7,74	8,65
SEPSA	7,77	7,47	6,88	7,49	7,93
NO REGULADOS	8,04	7,76	6,30	8,21	7,18
TOTAL	7,88	7,61	6,90	7,18	7,02

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, y dividido en ingreso tarifario (relacionado con las pérdidas marginales de transmisión) y peajes. El ingreso tarifario está incluido en el precio de la energía en el nodo respectivo. Los peajes medios anuales en el período 1996-2000

fueron los siguientes:

PRECIOS DE PEAJE DE TRANSMISIÓN (US\$/kW-m sin IVA)

CONSUMIDORES	1996	1997	1998	1999	2000
CRE	-	0,59	-	0,29	1,17
ELECTROPAZ	1,55	1,24	2,71	2,55	1,37
ELFEC	0,59	0,44	1,37	1,65	1,63
ELFEO	1,23	1,81	3,85	3,89	2,11
CESSA	1,23	1,59	3,44	0,98	1,17
SEPSA	1,23	0,89	2,54	1,48	1,48
NO REGULADOS	1,23	0,96	2,25	2,20	2,01
TOTAL	0,85	0,93	1,66	1,61	1,38

Precio por Reserva Fría

En mayo de 2000 se incorporó el concepto de reserva fría y se fijaron los precios respectivos por potencia de éste tipo de reserva. Los precios medios fueron los siguientes:

**PRECIOS POR POTENCIA DE
RESERVA FRÍA
(US\$/kW-m sin IVA)**

CONSUMIDORES	2000
CRE	1,17
ELECTROPAZ	1,37
ELFEC	1,63
ELFEO	2,11
CESSA	1,17
SEPSA	1,48
NO REGULADOS	2,01
TOTAL	1,38

Precios medios monómicos

Los diferentes cargos señalados anteriormente, expresados en US\$/MWh dan los siguientes valores medios monómicos en el año 2000:

**PRECIOS MEDIOS MONOMICOS (Energía, Potencia y Peaje)
(US\$/MWh sin IVA)**

Consumidor	1996	1997	1998	1999	2000
CRE	33,10	33,12	33,44	32,05	37,62
ELECTROPAZ	49,88	45,82	47,64	44,55	40,85
ELFEC	36,89	33,53	36,60	36,33	38,34
ELFEO	42,10	40,58	44,42	42,76	44,03
SEPSA	37,13	36,99	40,38	37,79	41,99
CESSA	40,42	36,21	40,54	38,03	44,43
NO REGULADOS	32,25	28,88	31,51	30,85	21,15
PROMEDIO	39,07	37,56	39,48	37,54	39,69

2.e. INTERRUPCIONES EN EL SUMINISTRO AL MEM

El tiempo equivalente de interrupción del suministro, medido como la energía no suministrada y el cociente entre la energía no suministrada y la potencia de punta, fueron los siguientes:

TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPTON DE SUMINISTRO

	1997	1998	1999	2000
Energía no suministrada (MWh)	204	889	16	996
Tiempo equivalente de interrupción (horas)	0.35	1.43	1.27	1.42

La tasa de falla del Sistema Troncal de Interconexión, ha tenido la siguiente evolución:

TASA DE FALLA DE COMPONENTES DE TRANSMISIÓN

	1996	1997	1998	1999	2000
Horas	2.77	5.48	4.84	5.11	1.94

4. CONCLUSIONES

Transcurrido cinco años desde la vigencia de la reforma del sector, se puede ver que los resultados obtenidos son altamente satisfactorios. En una primera etapa, la necesidad de cubrir los aspectos no contemplados en la normativa vigente ha exigido un esfuerzo extraordinario de parte del Comité Nacional de Despacho de Carga, siendo oportuno ponderar la gran labor y enseñanza que desplegaron los equipos técnicos que operaban permanentemente con la participación de especialistas de las empresas eléctricas y del organismo regulador. En la segunda etapa se ha avanzado aceleradamente en el fortalecimiento institucional del CNDC y en la consolidación del Mercado Eléctrico Mayorista.

Las señales económicas a los inversionistas consideramos han sido las adecuadas por cuanto se han efectuado las inversiones necesarias en los diferentes sectores, salvo la transmisión, llegándose a establecer una sobreoferta en la generación, aspecto que no ha incidido en una disminución de tarifas debido a los últimos ajustes incorporados por el poder ejecutivo, en los Reglamentos de Operación y de Precios y Tarifas. Las necesidades de expansión en la transmisión no ha sido posible ejecutarlas por algunos vacíos existentes en la Ley de Electricidad y sus Reglamentos, norma que no establece la obligatoriedad al único transmisor, de ejecutar las expansiones a los costos unitarios de instalaciones, actualmente vigentes.

A pesar de las restricciones tanto físicas (transmisión) como legales a un mayor nivel de competencia en la generación, podemos apreciar que los precios monómicos de la energía han presentado en los cinco años, una fuerte estabilidad y se han mantenido en un rango razonablemente estrecho.