



**MEMORIA ANUAL  
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA  
Y  
RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL  
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL  
GESTIÓN 2008**





**MEMORIA ANUAL  
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA  
GESTIÓN 2008**





## ÍNDICE

### MEMORIA ANUAL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA GESTIÓN 2008

#### PRESENTACIÓN

1. INFORMACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
2. ADECUACIÓN INSTITUCIONAL Y NUEVOS ROLES DEL CNDC
3. INFORME DE LA GESTIÓN 2008
4. ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC

## PRESENTACIÓN

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) tiene el agrado de presentar la Memoria Anual de sus actividades desarrolladas en la gestión 2008 y los Estados Financieros auditados correspondientes.

En aplicación a los Decretos Supremos N° 29549 de fecha 8 de marzo de 2008 y N° 29624 de fecha 2 de julio de 2008, se define la nueva estructura organizacional del CNDC y se incorpora el voto definitivo del Presidente del CNDC en las decisiones directives del Comité de Representantes. Adicionalmente, se establece para el CNDC nuevas funciones, esenciales para el desarrollo futuro de la industria eléctrica en nuestro país, como ser, la Planificación de la Expansión Óptima del Sistema Interconectado Nacional (SIN), bajo los lineamientos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

El año 2008, el CNDC ha desempeñado sus funciones con eficiencia, y en estricto apego al marco normativo vigente, el plan operativo anual y el presupuesto económico correspondiente. Sus actividades han sido objeto de supervisión continua de la Superintendencia de Electricidad y seguimiento permanente de todos los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Se ha dedicado especial atención al Programa de Eficiencia Energética promovido por el Gobierno Nacional, a través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) que consiste en el reemplazo de luminarias incandescentes por luminarias de alta eficiencia (bajo consumo) en todo el país, programa que ha tenido un impacto significativo en las proyecciones de la demanda en el SIN.

En el mes de abril se procedió a la suscripción del acta de conformidad de recepción del sistema de recolección de datos, supervisión y control SCADA, entregado por la Transportadora de Electricidad (TDE S.A.) en cumplimiento a las previsiones del contrato. La disponibilidad de esta importante herramienta, necesaria para las tareas de supervisión y control, ha mejorado cualitativa y cuantitativamente la operación integral del SIN en tiempo real.

Por otra parte, el CNDC en el ámbito de su competencia ha posibilitado la incorporación de nuevas instalaciones al SIN como es el caso del Consumidor No Regulado Ingenio Azucarero Guabirá (IAGSA), que ha sido habilitado como Agente del MEM.



Dada la poca disponibilidad de generación en el área sur y el inusitado incremento de la demanda con el ingreso del Proyecto Minero San Bartolomé el 18 de abril y el futuro ingreso de la Mina San Vicente, ha sido necesario realizar varios análisis sobre el abastecimiento de la demanda en esta área y adoptar medidas en tiempo real, para minimizar los problemas de regulación de tensión en esa zona.

Cumpliendo sus nuevas funciones, el CNDC lideró el trabajo de Planificación de la Expansión Optima del SIN, al formar parte de la Comisión Interinstitucional creada por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, tarea que se concluyó en el mes de noviembre de 2008, con la presentación a las autoridades del sector del Plan de Expansión del SIN para el período de 10 años, del 2009 al 2018.

Una tarea permanente que se realizó en esta gestión fue la actualización de la normativa específica de operación y administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en previsión a la incorporación de nuevos Agentes y al carácter dinámico del sector Eléctrico. Al respecto merecen destacarse la Norma N° 6 “Restitución del Sistema Interconectado Nacional” que fue aprobada mediante Resolución SSDE N° 232/2008 y la Norma Operativa N° 3 “Determinación de Costos Marginales, Remuneración y Asignación de Costos de Energía”, aprobada con Resolución SSDE 283/2008.

En el mes de septiembre se inició el proceso de adecuación del CNDC en lo referente a su Organización y Funciones. Una primera modificación importante fue la desaparición de la Unidad Operativa y la Gerencia como brazo operativo del CNDC, creándose en su remplazo el Órgano Técnico Administrativo bajo la responsabilidad ejecutiva del Presidente del CNDC.

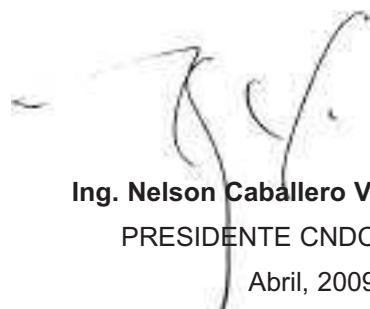
En la gestión 2008, el CNDC ha ratificado la certificación en el Sistema de Gestión de la Calidad, basado en la Norma Internacional ISO 9001:2000. Este sistema ha posibilitado la sistematización y mejora continua de los procesos técnicos y administrativos del CNDC, en particular en aspectos operativos.

El Órgano Técnico Administrativo del CNDC está conformado por la Coordinación General Operativa, la Gerencia de Operaciones del SIN, la Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico, la Gerencia de Planificación del SIN y por las Unidades de apoyo directo como Administración y Finanzas, Asesoría Legal, Auditoría Interna y Tecnologías de la Información.

Se debe destacar como un anhelo cumplido del CNDC, la adquisición de oficinas e instalaciones propias que le permitirán desarrollar sus actividades con mayor independencia, resguardando el rol estratégico que tiene en el funcionamiento, administración y planificación de la industria eléctrica nacional.

Finalmente y sobre la base del Plan Nacional de Desarrollo, se concluyó en el mes de noviembre de 2008, el proceso de Reorientación Estratégica Institucional del CNDC para el periodo 2009-2013, el mismo que incorpora objetivos de universalización del servicio, el retorno a la planificación centralizada y otros aspectos esenciales en la nueva visión del país, delineada en la Nueva Constitución Política del Estado.

Debe destacarse el hecho que los resultados alcanzados por el CNDC en la gestión 2008, han sido posibles gracias al esfuerzo y dedicación de los miembros del Comité de Representantes y del personal altamente capacitado del Órgano Técnico Administrativo.



Ing. Nelson Caballero V.  
PRESIDENTE CNDC  
Abril, 2009



## 1. INFORMACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

### Creación y Funciones

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), es una persona jurídica pública no estatal, sin fines de lucro que no integra la administración centralizada ni descentralizada del Estado, creada por el Art. 18 de la Ley Nº 1604 (Ley de Electricidad) de fecha 21 de diciembre de 1994. Sus funciones y organización están determinadas en el Artículo 19 de la Ley Nº 1604 y el Decreto Supremo Nº 29624 de fecha 2 de julio de 2008, “Reglamento de Funciones y Organización del CNDC”, los cuales definen como principales funciones:

- Coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para el suministro seguro y confiable de energía eléctrica, estableciendo el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada.
- Planificar la expansión óptima del SIN bajo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, buscando el desarrollo y sostenibilidad de la industria eléctrica y promoviendo las condi-

ciones de acceso universal al servicio de energía eléctrica.

Las funciones del CNDC son ejecutadas por el Órgano Técnico Administrativo del CNDC.

### Organización

El CNDC esta conformado por el Comité de Representantes y por un Órgano Técnico Administrativo que funciona bajo la responsabilidad ejecutiva del Presidente del CNDC, cuya estructura se ilustra en las páginas 5 y 6.

El Comité de Representantes, lo conforman: un Representante del Organismo Regulador quién ejerce como Presidente, un Representante de las empresas Generadoras, un Representante de las empresas Transmisoras, un Representante de las empresas Distribuidoras y un Representante de los Consumidores no Regulados. El Comité de Representantes celebra reuniones periódicas para tratar asuntos relacionados con el funcionamiento del MEM, adoptando decisiones que son obligatorias para los Agentes del MEM, conforme establece el Artículo 18 del ROME, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 26093, de fecha 2 de marzo de 2001.

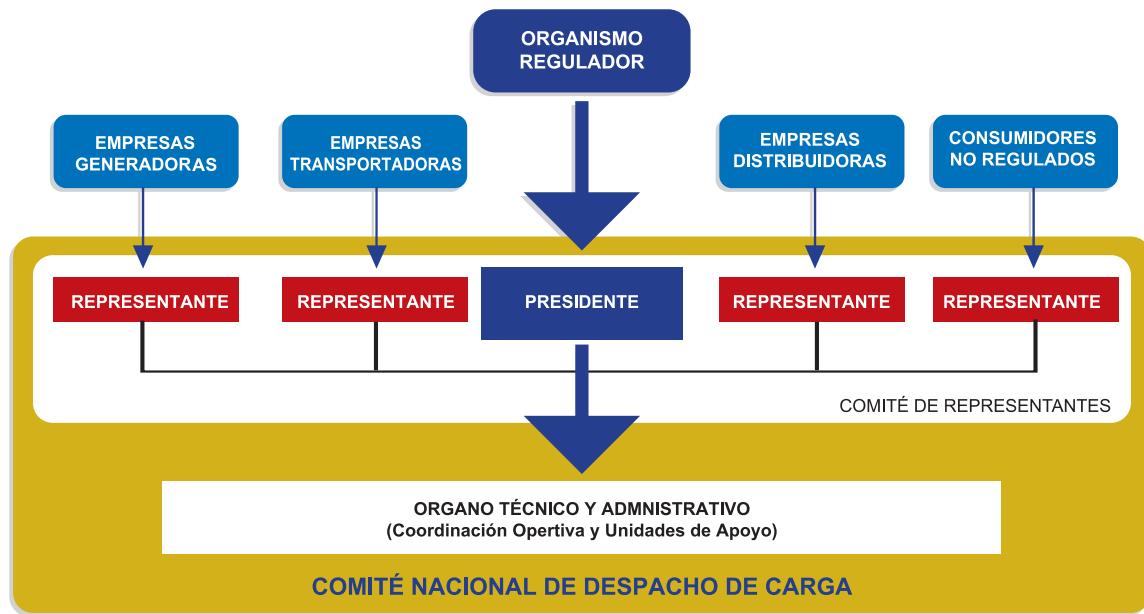
El Órgano Técnico Administrativo del CNDC está conformado por el Presidente Ejecutivo, la Coordinación General Operativa con las Gerencias de Operaciones del SIN, Administración del Sistema Eléctrico y Planificación del SIN, de divisiones y las Unidades de apoyo directo como Asesoría Legal, Administración y Finanzas, Auditoría Interna y Tecnologías de la Información.

El Órgano Técnico del CNDC, está conformado por un equipo de técnicos especializados en análisis de sistemas eléctricos de potencia, programación operativa, optimización de sistemas hidrotérmicos, despacho de carga en tiempo real, planificación de sistemas eléctricos y administra-

ción de transacciones económicas en mercados eléctricos, entre otros.

Para el desempeño de sus funciones cuenta con equipamiento, modelos y software específico tales como: sistemas de supervisión, control y recolección de datos en tiempo real (sistema de Control SCADA), sistemas de medición comercial de energía y otros recursos computacionales especializados. La aplicación y uso adecuado de estas herramientas permite al CNDC realizar las tareas de programación operativa, despacho de carga en tiempo real, post despacho, administración del MEM y planificación de la expansión óptima del SIN, aplicando procedimientos previamente establecidos.

### ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL CNDC





**El Comité de representantes del CNDC durante la gestión 2008 fue conformado por los siguientes profesionales.**

#### **Comité de Representantes Gestión 2008**

##### **Por el Organismo Regulador del Sector Eléctrico**

**Titular:** Ing. Nelson Caballero V.

**Suplente:** Ing. Jaime Alvarado A.

**Suplente:** Ing. Joaquín Rodríguez G.

##### **Por las Empresas Generadoras**

**Titular:** Ing. Fernando Joffré E.

**Suplente:** Ing. Oscar Zamora A.

**Titular:** Ing. Juan Carlos Andrade A.

**Suplente:** Ing. José Antonio Ramírez M.

##### **Por las Empresas Transmisoras**

**Titular:** Ing. Germán Rocha M.

**Suplente:** Ing. Julio Miguel Torrico T.

##### **Por las Empresas Distribuidoras**

**Titular:** Ing. Marcelo Magariños R.

**Suplente:** Ing. Germán Rodríguez C.

##### **Por los Consumidores No Regulados**

**Titular:** Ing. Rodolfo B. Aguirre

**Suplente:** Ing. Samuel Nin Z.

**Suplente:** Ing. Juan Vargas P.

**Suplente:** Sr. Marvin Columba C.

## 2. ADECUACIÓN INSTITUCIONAL Y NUEVOS ROLES DEL CNDC

### Control Estatal del CNDC

En el marco de las reformas impulsadas por el Gobierno Nacional, que competen al sector eléctrico y específicamente a las actividades del CNDC, durante la gestión 2008 se han promulgado los Decretos Supremos N° 29549 de fecha 8 de marzo de 2008 y N° 29624 de fecha 2 de julio de 2008.

Hasta la emisión de los mencionados decretos supremos, el Representante del Organismo Regulador participaba de la toma de decisiones del CNDC con derecho a voz pero sin voto, salvo su voto dirimitorio en caso de empate.

Con el objeto de recuperar el rol estratégico del Estado Boliviano en el sector eléctrico y sus entidades, según los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo aprobado por D.S. 29272 del 12 de septiembre de 2007, se emitió el Decreto Supremo 29549, que dispone en el CNDC, el voto definitivo del Presidente para la aprobación de todas las resoluciones que emergan del mismo, es decir que no se promulga decisión alguna sin el consentimiento del representante del Estado Boliviano.

Mediante el Decreto Supremo N° 29624, se aprueba el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, el mismo que

establece la Presidencia Ejecutiva para el Representante de Organismo Regulador y determina funciones adicionales como la de Planificación Centralizada del SIN.

En este nuevo marco, luego de una convocatoria pública y la selección de una terna realizada por una comisión mixta del Organismo Regulador y el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, la Superintendencia de Electricidad mediante Resolución SSDE N° 315/2008 de fecha 16 de septiembre de 2008, elige y designa como Presidente Ejecutivo del CNDC al Ing. Nelson Caballero Vargas, quien deberá cumplir las funciones señaladas en la Ley de Electricidad y su Reglamentación. Asimismo, dicha Resolución elige y designa como suplente del Presidente del CNDC al Ing. Jaime Alcides Alvarado Aguilar.





## Reestructuración Organizacional del CNDC

Luego de la designación y posesión del Presidente del CNDC, se procedió a la adecuación institucional del CNDC al Decreto Supremo N° 29624. El proceso de adecuación se inició definiendo las responsabilidades de la Coordinación General Operativa, la Gerencia de Operaciones del SIN, la Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico y la Gerencia de Planificación del SIN y de sus respectivas unidades de División. Asimismo, se establecieron en el Manual de Funciones y Organización las responsabilidades de las Unidades de Asesoría Legal, Administración y Finanzas, Tecnologías de la Información y Auditoría Interna.

Las tres Gerencias fueron organizadas sobre la base de los anteriores Departamentos que conformaban la anterior Unidad Operativa del CNDC, tales como Programación, Sistemas de Potencia, Despacho de Carga y Postdespacho.

Los Departamentos de Programación y Postdespacho pasaron a conformar la Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico, la misma que a la fecha consta de las Divisiones de Programación y de Transacciones Económicas y Empresas. La Gerencia de Operaciones del SIN se ha constituido con personal del Departamento de Despacho de Carga y con parte del personal del Departamento de Análisis de Sistemas de Potencia y consta a la fecha de las Divisiones del Centro de Despacho de Carga y Análisis Operativo. Finalmente, la Gerencia de Planificación del SIN, cuyas funciones han sido recientemente asignadas al CNDC, se ha constituido con parte del personal del Departamento de Programación y del Departamento de Análisis de Sistemas de Potencia. Actualmente dicha Gerencia está conformada por la División de Planificación y la División de Estudios Eléctricos.



## Reorientación Estratégica del CNDC

En el mes de noviembre de 2008 se concluyó la Planificación Estratégica Quinquenal del CNDC para el período 2009 – 2013, con la participación de todo el personal del CNDC. Sobre la base de este instrumento se elaboró el Plan Operativo Anual del CNDC para la Gestión 2009, el cual fue aprobado con Resolución CNDC 245/2008-1 de fecha 28 de noviembre de 2008 y posteriormente remitido a la Superintendencia de Electricidad para su consideración.

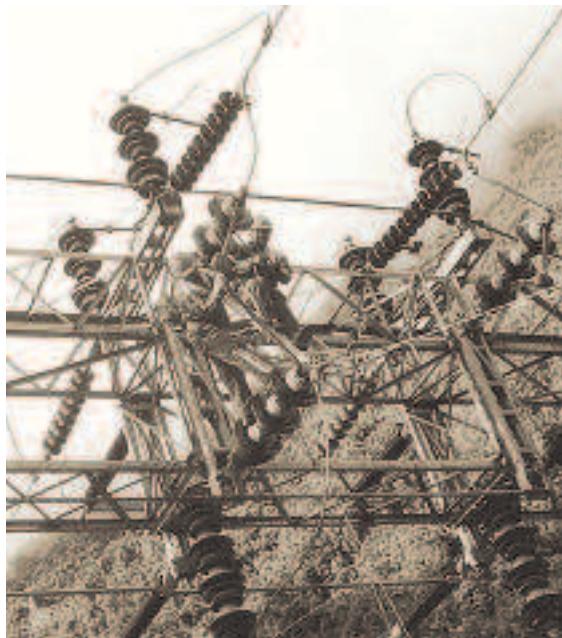
Es necesario destacar que la Planificación Estratégica Quinquenal, posibilitó la reorientación institucional del CNDC en la búsqueda del fortalecimiento del Estado Boliviano y sus entidades, incluyendo sus nuevas funciones de Planificación del SIN definido en el Decreto Supremo N° 29624.

Durante los meses de noviembre y diciembre de 2008, se han elaborado y aprobado el Estatuto del CNDC, el Reglamento de Sesiones, el nuevo Manual de Funciones de CNDC y el Código de Ética.

## Adquisición de Infraestructura Propia para el CNDC

Con el Apoyo del Ministerio de Hidrocarburos y Energía y la Superintendencia de Electricidad, en el mes de Diciembre de

2008, se logró concretar con la empresa Transportadora de Electricidad (TDE), la firma del compromiso de compra-venta de las oficinas e instalaciones necesarias para el funcionamiento del CNDC, las mismas que están ubicadas en la calle Colombia N° O-655 de Cochabamba, actual sede principal de la TDE. Con esta adquisición, el CNDC fortalece su independencia y su autoridad operativa en el SIN, para garantizar el cumplimiento del mandato de la nueva Constitución Política del Estado, en lo que respecta a la operación segura, confiable y de costo mínimo de la industria eléctrica.





## El Nuevo Rol del CNDC, la Planificación de la Expansión Optima del SIN

Como fue mencionado anteriormente, otro de los aspectos importantes del Decreto Supremo N° 29624, es la asignación al CNDC de una nueva función, como la Planificación de la Expansión Optima del SIN, siguiendo los lineamientos establecidos por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

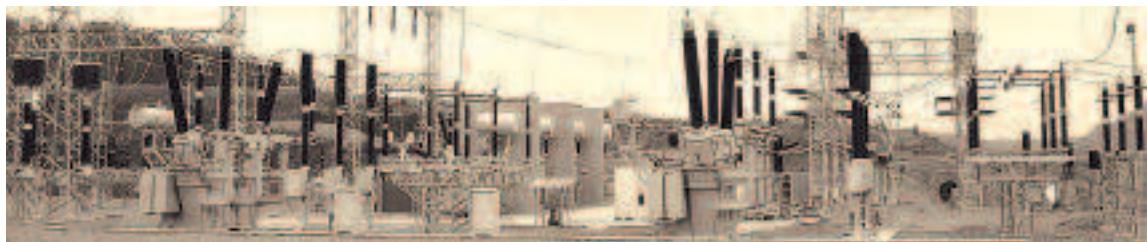
Con anterioridad a la promulgación del D.S. 29624, el CNDC realizó ejercicios preliminares de planificación adquiriendo el Modelo OPTGEN para este efecto. En este sentido, también gestionó la capacitación correspondiente de su personal.

Durante el año 2008, el CNDC lideró el trabajo encomendado a la Comisión Interinstitucional creada por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, consistente en elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional con un horizonte de 10 años. Esta comisión fue conformada en noviembre del año 2007 con la participación del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, la Superintendencia de Electricidad, la Empresa Nacional de Electricidad, TRANSREDES, y el CNDC.

Bajo la coordinación del Presidente del CNDC, la Comisión concluyó su trabajo el 24 de noviembre de 2008, con la presentación del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Boliviano para el período decenal, del 2009 al 2018. El CNDC, en dicha oportunidad remitió este documento a la Superintendencia de Electricidad y al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

En el mes de diciembre de 2008, a requerimiento del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, el CNDC realizó la proyección de la demanda hasta el año 2050 con miras a una planificación largo plazo.





### 3. INFORME DE LA GESTIÓN 2008

De acuerdo a la Ley de Electricidad N° 1604 y sus Reglamentos como el ROME, Reglamento de Precios y Tarifas y el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, se establecen las siguientes funciones específicas del Comité Nacional de Despacho de Carga:

- Programación de la Operación.- cuyo objeto es el de procurar el uso óptimo y de mínimo costo, de los recursos energéticos disponibles para la generación de energía eléctrica en el SIN, teniendo en cuenta la confiabilidad del sistema, las condiciones de la red de transmisión y los precios de la oferta eléctrica.
- Despacho de Carga en Tiempo Real.- cuyo objeto es atender la demanda horaria en forma segura, confiable y a mínimo costo, mediante la coordinación de la operación integrada de las instalaciones de generación y transmisión del SIN y el despacho de carga en tiempo real.
- Análisis Operativo.- cuyo objeto es asegurar que el funcionamiento eléctrico de las instalaciones del SIN permitan alcan-

zar las condiciones de seguridad, calidad y confiabilidad, aprobadas por el Organismo Regulador.

- Transacciones Económicas y Funcionamiento del MEM.- sintetizadas en las funciones de Administración del MEM, cuyo objeto es promover el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica nacional donde los Agentes realicen transacciones de compra y venta y transporte de energía eléctrica en el SIN y operen con los derechos y obligaciones que les faculta la Ley de Electricidad, sus Reglamentos y demás disposiciones.
- Planificación y Estudios Eléctricos.- cuyo objeto es determinar el Plan de Expansión óptima e integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), bajo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Para cumplir dichas funciones, el CNDC ha desarrollado durante la gestión 2008, varias actividades que se resumen a continuación.



## Programación de la Operación

En la gestión de 2008 se han realizado estudios semestrales de Programación de la operación, con un horizonte de 4 años, sobre la base de la información de oferta y demanda de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. La demanda tanto de energía como de potencia en esta gestión, ha sido menor a la prevista en gran parte como resultado del Programa de Eficiencia Energética promovido por el Gobierno Nacional, a través del Vice-ministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA). El programa consiste en el reemplazo de luminarias incandescentes por luminarias de alta eficiencia (bajo consumo) en todo el país. Este Programa se inició a mediados del mes de marzo de 2008 y su conclusión está prevista para el mes de abril de 2009.

En general, los resultados permiten concluir que en el año 2008, el sistema operó en algunos períodos con un nivel de reserva menor a la requerida, pero no representaron racionamientos de energía.

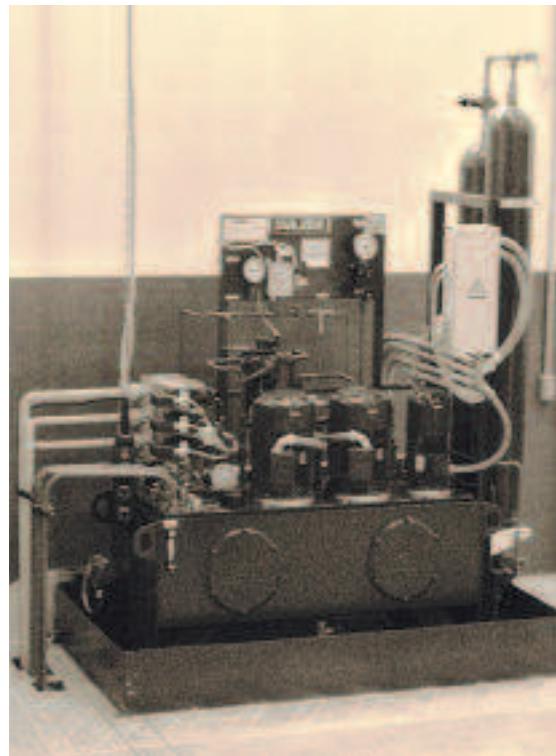
Por otra parte, de acuerdo con la normativa vigente, mensualmente se han analizado y actualizado los programas de operación para el semestre en curso. Estos análisis muestran que las desviaciones del despacho de carga realizado frente a lo programado en el año 2008 se mantuvie-

ron en el margen de 2.32%, lo que se considera razonable.

## Despacho de Carga en Tiempo Real

La coordinación de la operación y el despacho de carga en tiempo real durante la gestión 2008, han sido exitosos al haber mantenido un suministro de energía seguro y confiable para los consumidores.

Fue determinante una adecuada coordinación de mantenimientos para evitar problemas en el abastecimiento de energía al SIN.



Para atender el incremento de la demanda en el área sur debido a la conexión del Proyecto Minero San Bartolomé que ingresó en operación comercial el 18 de abril y el futuro abastecimiento a la Mina San Vicente, el CNDC ha realizado estudios y adoptado medidas en tiempo real que resolvieron los problemas de regulación de tensión en esta zona.

En la gestión de 2008 se registraron 2 colapsos totales. El primero, en el área Sur (Oruro), el día 29 de abril a horas 03:30 debido a una falla en la línea Vinto – Sud en 69 kV, que no fue adecuadamente despejada por un interruptor, desconectándose 24 MW de demanda. El segundo, en el Área Norte (La Paz) el día 2 de octubre a horas 10:51 por falla en la línea Vinto - Mazocruz en 230 kV, cuando ésta operaba sin la revisión de seguridad de áreas por déficit de energía en La Paz, desconectándose un total de 177 MW de demanda.

En esta gestión la operación se programó, considerando las restricciones de gas natural a la central Valle Hermoso particularmente en la época seca. Frente a un consumo potencial de 23 MMPCD, solamente se dispuso de 17.6 MM PCD.

### Análisis Operativo y Confiabilidad

Uno de los principales objetivos del CNDC es procurar la mejora continua de la con-

fiabilidad del SIN y cumplir con las Condiciones de Desempeño Mínimo. En este sentido durante la gestión 2008 se destaca lo siguiente:

- La contratación de servicios de consultoría especializada con la firma DigSilent para la elaboración de las especificaciones y requerimientos de regulación para centrales de generación, denominada:  
“Regulación Automática de Velocidad, Regulación Automática de Voltaje y Estabilizadores de Potencia”.
- El envío a la Superintendencia de Electricidad en el mes de agosto, de la propuesta de modificación de las Condiciones de Desempeño Mínimo para el Sistema Interconectado Nacional en lo que hace a la distribución de reserva rotante.
- La implementación de un sistema de Desconexión Automática de Carga en la subestación Kenko en coordinación con Electropaz y TDE, toda vez que se interrumpa el flujo de potencia en el tramo de transmisión en 230 kV Vinto – Mazocruz - Kenko.
- La fiscalización del funcionamiento del Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC), verificándose su operación correcta y realizándose los ajustes y reemplazos de relés, según fueron considerados necesarios.



- El seguimiento a los Agentes Generadores del Área Norte en lo referente a la adecuación de reguladores de velocidad DTL595.

Se han efectuado evaluaciones continuas sobre las condiciones de suministro de energía eléctrica en el área Sur (Sucre y Potosí), fundamentalmente sobre la regulación de tensión. En este sentido el CNDC ha emitido informes con el propósito de alertar e informar a los Agentes del área Sur, de las condiciones operativas extremas, debido al aumento de la demanda o a la indisponibilidad de unidades generadoras, en especial en cuanto a la regulación de tensión y la confiabilidad del suministro. Como propuesta de solución, mediante Resolución CNDC 238/2008-2, el Comité de Despacho de Carga solicitó y recomendó a la Superintendencia de Electricidad, se gestione en forma urgente la ejecución simultánea de la Línea de transmisión Sucre-Potosí en 115 kV (doble terna incompleta) y la Elevación de tensión de la línea existente Potosí-Punutuma de 69 a 115 kV.

Finalmente, con relación a las futuras instalaciones propuestas por las empresas eléctricas y su compatibilidad con el Sistema Eléctrico, se ha realizado la revisión de la información y se procedió con los análisis correspondientes para el ingreso de la unidad generadora de ciclo combinado GCH12 de la Central

Guaracachi de EGSA, Proyecto Ampliación Sur I de la empresa Transportadora de Electricidad (TDE) y el Proyecto Caranavi-Trinidad de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) concluyendo que las especificaciones de estas nuevas instalaciones cumplen con las características técnicas requeridas por la Norma Operativa N° 30.

#### Transacciones Económicas y Funcionamiento del MEM

El procesamiento de la gestión económica de la operación ha sido realizado adecuadamente, cumpliendo los plazos de entrega respectivos. Estos resultados se expresan en los Documentos de Transacciones Económicas mensuales.

En el mes de marzo se incorporó en las transacciones económicas el contrato de suministro entre la empresa Valle Hermoso S.A. y el Consumidor No Regulado San Cristóbal por una potencia de 14,250 KW.

Posteriormente, en el mes de diciembre se complementa el contrato entre Valle Hermoso y San Cristóbal incorporando además al generador COBEE, como responsable de la provisión del 75% de la demanda de San Cristóbal quedando Valle Hermoso responsable del restante 25%.



Todas las transacciones económicas mensuales y la reliquidación por potencia de punta de la gestión 2008 han sido aceptadas por los Agentes.

En lo que respecta a la normativa específica del funcionamiento y administración del MEM, las Normas Operativas se han actualizado continuamente a las nuevas condiciones del sistema en los siguientes casos:

- Norma Operativa No. 6 y sus instructivos relativos a la Restitución del Sistema Interconectado Nacional, en aplicación del artículo 4 del ROME.
- Adecuación al D.S. 29599 de la Norma Operativa Nº 3 referida a la determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía.

En el mes de mayo se aprobó el informe del Consultor CENERGIA sobre la Norma Operativa de Medición de Capacidad Efectiva y Rendimientos Térmicos que ha sido la base para las siguientes propuestas de Normas:

- Norma Operativa Nº 31, Procedimiento para Medir y Calcular la Potencia Efectiva de Centrales de Generación Hidroeléctrica.
- Norma Operativa Nº 32, Procedimiento para Medir y Calcular la Potencia Efectiva de Unidades de Generación Termoeléctrica.
- Norma Operativa Nº 33, Procedimiento

para Medir y Calcular el Heat Rate de Unidades de Generación Termoeléctrica.

### Planificación de la Expansión del SIN

Como parte de las nuevas funciones del CNDC sobre la Planificación de la Expansión Óptima del SIN, se concluyó en el mes de noviembre de 2008, el trabajo encomendado a la Comisión Interinstitucional creada por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con la presentación del “Plan de Expansión del Sistema Interconectado Boliviano” para el período de 10 años, del 2009 al 2018.

Algunas conclusiones importantes del Plan permiten establecer lo siguiente:

Una planificación centralizada de la expansión de la generación y transmisión, permitirá en el futuro optimizar las inversiones necesarias para el abastecimiento de la demanda, lo que se reflejará en el menor impacto tarifario posible para el usuario final.

Los resultados del Plan Óptimo de Expansión del SIN orientan a una generación distribuida en función de los centros de consumo, lo cual tiene lógica económica dado que permite optimizar los refuerzos de transmisión y circunscribirla a intercambios de energía resultantes de una optimización hidrotérmica. Sin embargo a la fecha, esta situación no se ve favoreci-



da por las señales económicas de remuneración a las inversiones en generación, que otorga la normativa vigente del sector. En consecuencia, se ha podido constatar a lo largo de los años, que las empresas generadoras han concentrado sus inversiones en las regiones bajas de Carrasco y Guaracachi para maximizar sus ingresos por pago de capacidad, los mismos que son proporcionales a la potencia efectiva de sus unidades generadoras.

Adicionalmente, esta situación ha exigido la necesidad de refuerzos importantes en transmisión para desplazar esta energía al centro y occidente del país.

En tanto se concreten los proyectos con recursos renovables que tienen ciclos de maduración de varios años, resulta necesario un ajuste a la normativa que contempla una compensación por altura a las inversiones futuras en generación térmica, que todavía son necesarias en el corto plazo para acompañar el crecimiento de la demanda, y factibles de ser implementadas en periodos de 1 a 2 años, de tal manera que para el inversor sea indiferente desde el punto de vista de los ingresos percibidos, ubicar sus unidades a cualquier altura y en cualquier punto del SIN, de acuerdo a la conveniencia de todo el sistema. Esta medida permitirá viabilizar que los resultados del Plan de Expansión

óptima del SIN dejen de ser sólo referenciales y en todo caso sean exigibles y de cumplimiento obligatorio para los actores del sector eléctrico, sean éstos públicos, privados o mixtos.

### Incorporación al SIN de Nuevas Instalaciones

El CNDC ha realizado los análisis técnicos y económicos de las nuevas instalaciones que los Agentes del MEM conectaron al Sistema en el año 2008. Esta tarea consistió en verificar el cumplimiento de las condiciones técnicas y comerciales establecidas en las normas operativas 8, 11, 30 y otras, así como en supervisar la puesta en operación de esas instalaciones. Las instalaciones incorporadas el año 2008 al SIN, son las siguientes:

- Transformador de 3MVA subestación Don Diego - SEPSA
- Transformador de 20MVA subestación Cota Cota - ELECTROPAZ
- Subestación Arboleada 230/115 kV – ISA Bolivia
- Subestación Arboleada 115/24.9 kV – CRE
- Unidades ARJ13, ARJ14 y ARJ15 central Aranjuez – EGSA

- Unidad ANG03 central Angostura - COBEE
- Línea Potosí - San Bartolomé - SEPSA
- Subestación San Bartolomé - SEPSA
- Línea Arboleda - Montero - CRE
- Subestación Montero 115/24.9 kV – CRE



### Sistema de Información

Los trabajos en las áreas de Administración de Red y Sitio Web, han estado enmarcadas dentro del trabajo cotidiano de soporte de usuarios y mantenimiento del Sitio Web. En el área de desarrollo y mantenimiento del Sistema Informático Integrado (SII) del CNDC, se ha añadido el módulo de datos en tiempo real, basado en la información originada por el nuevo SCADA.

Así mismo, se ha avanzado en garantizar la calidad de la información registrada en el SII con controles adicionales en el “Registro de eventos de la operación” en Sala de Control, que previene el ingreso incorrecto de información. Finalmente, se desarrollaron nuevos reportes a partir de la información del Sistema SCADA y del Sistema SISFALLA.

### Sistema de Gestión de Calidad

En el año 2008, se ha continuado aplicando el Sistema de Gestión de la Calidad basado en la Norma ISO 9001:2000. Luego de la auditoría externa respectiva que ha verificado el cumplimiento de los requisitos, la certificación del sistema de gestión de la calidad ISO 9001:2000 ha sido ratificada por el periodo 2008 - 2011.

Las tareas de seguimiento y mantenimiento del Sistema de Gestión de la Calidad (SGC) realizadas en esta gestión, han sido las exigidas por la Norma ISO 9001:2000 y se resumen en:

- Presentación de los Informes mensuales de seguimiento del SGC de cada área del CNDC
- Realización de las Auditorias Internas correspondientes.
- Seguimiento de Acciones de Desarrollo.



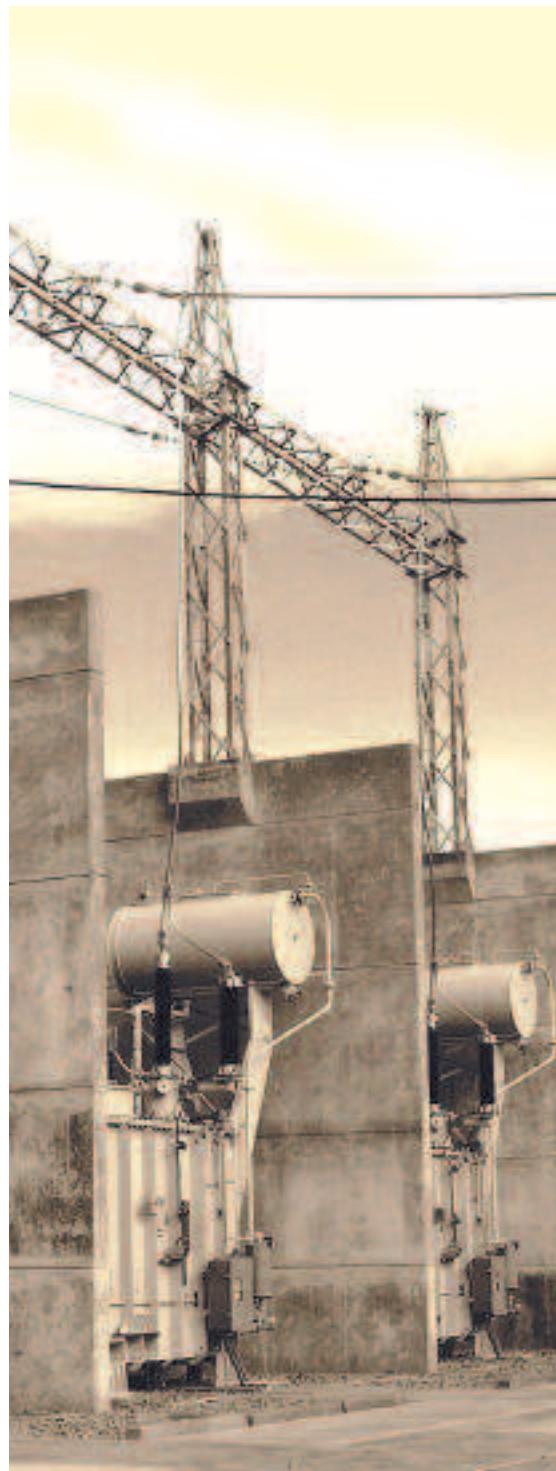
Con el objeto de mejorar el SGC, la Unidad de Auditoria Interna realizará funciones de mejora continua en procesos de control interno, coadyuvará también en los procesos de aseguramiento de la gestión de calidad.

Finalmente en la gestión 2008, se ha aprobado la modificación de los siguientes Procedimientos:

- PO PD 01 Registros Diarios del SMEC y Elaboración de Transacciones Diarias.
- PS UA 02 Evaluación de Proveedores
- PO DC 01 Programación de Corto Plazo.
- PO DC 02 Operación en Tiempo Real.

### Administración y Finanzas

Las actividades administrativas de recursos humanos, contratación de servicios, compra de bienes, etc. se han desarrollado normalmente. Se administró los procesos de capacitación del personal del CNDC, en materia de operación y control de sistemas eléctricos, estabilidad, protecciones, y otros. Así mismo, se han realizado visitas a otros centros de control y a instalaciones de las empresas eléctricas del SIN.





## Resoluciones del CNDC

Durante el año 2008, el CNDC ha emitido 52 resoluciones de cumplimiento obligatorio para todos los agentes que participan en la industria eléctrica, ejerciendo de esta forma su función de Administrador del MEM.

De éstas resoluciones 4 han sido impugnadas, es decir objetadas mediante la interposición de un recurso ante la Superintendencia de Electricidad, de acuerdo a la Ley de Procedimiento Administrativo N° 2341. En primera instancia la Superintendencia de Electricidad ha rechazado tres y declarado probada una, dos de las tres rechazadas, han sido objeto de recurso jerárquico.

Así mismo, también se interpuso un Recurso Indirecto o Incidental de Inconstitucionalidad contra el D.S. 29624, sin embargo el mismo fue desistido.

## Resultados Económicos

El CNDC opera sobre la base de un Plan Operativo Anual y su respectivo Presupuesto. El Presupuesto para la Gestión 2008 fue aprobado por el Comité de Representantes en la Sesión N° 223 de fecha 08 de noviembre de 2007, mismo que posteriormente fue reformulado en Sesión N° 226 de fecha 23 de enero de 2008 por el monto total de bolivianos 26,848,736. La Ejecución Presupuestaria alcanzó al total de lo presupuestado más un 3%, debido a la adquisición del inmueble, mobiliario y equipamiento para el funcionamiento del CNDC, aprobado por el Comité en Sesión N° 246 de fecha 18 de diciembre de 2008. Esta variación fue cubierta con fondos de otros ingresos por rendimientos financieros e intereses ganados.



#### 4. ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC

En los cuadros siguientes, se presenta la Ejecución Presupuestaria, el Dictamen del Auditor Externo, los Estados Financieros y las correspondientes notas de estos estados.

**Estado de Ejecución Presupuestaria por el Año Terminado en  
Diciembre 31, 2008  
(Expresado en Bolivianos)**

Egresos	Presupuesto Aprobado	Presupuesto Neto	Ejecución	Superávit (Déficit)
Salarios	11,167,630	11,167,630	10,877,425	290,205
Alquileres	7,973,273	6,936,754	5,052,451	1,884,303
Consultoría	1,489,950	1,456,417	223,956	1,232,461
Capacitación	465,850	444,329	308,465	135,864
Servicios	721,875	662,962	887,272	(224,310)
Gastos del CNDC	513,590	482,225	363,282	118,943
Materiales	74,690	64,981	80,545	(15,564)
Gastos varios	84,700	75,436	88,897	(13,461)
Inversiones	1,263,570	1,215,423	5,882,003	(4,666,580)
<b>Subtotal</b>	<b>23,755,128</b>	<b>22,506,157</b>	<b>23,764,296</b>	<b>(1,258,139)</b>
Impuestos no compensados	3,093,608	3,093,608	2,712,645	380,963
<b>Totales</b>	<b>26,848,736</b>	<b>25,599,765</b>	<b>26,476,941</b>	<b>(877,176)</b>



## Dictamen del Auditor Externo

**Acevedo &  
Asociados**  
Auditores & Consultores

**Acevedo & Asociados Consultores de Empresas S.R.L.**  
Auditoria • Outsourcing • Impuestos • Legal • Consultoría

### DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los Señores  
Representantes del  
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA  
Cochabamba – Bolivia

Hemos examinado el balance general del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2008, y los correspondientes estados de ganancias y pérdidas, evolución del patrimonio neto, y flujo de efectivo por el período comprendido entre el 1º de enero y el 31 de diciembre de 2008 que se acompañan. Estos estados (que incluyen sus correspondientes notas) son responsabilidad de la Presidencia. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre éstos estados financieros basados en nuestra auditoría. Los estados financieros del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2007, fueron examinados por otros auditores cuyo informe al 15 de Febrero de 2008 expresó una opinión sin salvedades, sobre esos estados.

Efectuamos nuestro examen de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas. Estas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener razonable seguridad respecto a si los estados financieros están libres de presentaciones incorrectas significativas. Una auditoría incluye examinar, sobre una base de pruebas, evidencias que sustenten los importes y revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas realizadas por la Presidencia, así como también evaluar la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestro examen proporciona una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todo aspecto significativo, la situación patrimonial y financiera del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2008, los resultados de sus operaciones, evolución del patrimonio neto, y flujo de efectivo por el período comprendido entre el 1º de enero y el 31 de diciembre de 2008 de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia.

ACEVEDO & ASOCIADOS  
CONSULTORES DE EMPRESAS S.R.L.

Lic. Aud. Enrique Pastrana Dávila (Socio)  
CDA-98-D27 / CAUB - 2934  
N.I.T. 994668014

Cochabamba, 4 de marzo de 2009



**Balance General a 31 de Diciembre de 2008  
(Expresado en Bolivianos)**

	2008	2007
	(Reexpresado)	
	Bs	Bs
<b>ACTIVO</b>		
ACTIVO CORRIENTE		
Disponible	5.619.756	5.626.970
Disponible comprometido	714	379
Cuentas por cobrar agentes	2.063.341	1.995.037
Anticipo impuestos	3.918	640
Cuentas por cobrar al personal	38.895	75.202
Cuentas por cobrar varios	39.807	53.504
<b>Total activo corriente</b>	<b>7.766.431</b>	<b>7.751.732</b>
ACTIVO NO CORRIENTE		
Activo fijo neto	2.344.647	1.410.365
Inversiones	75.649	93.575
Activo fijo diferido	4.465.914	-
<b>Total activo no corriente</b>	<b>6.886.210</b>	<b>1.503.940</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>14.652.641</b>	<b>9.255.672</b>

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados.

Lic. Aud. Martha Azero Alvarez  
CDA-98-D/75 CAUB - 3061  
CONTADOR

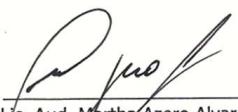
Lic. Aud. Jaime Aramayo Antezana  
JEFE UNIDAD ADMINISTRACIÓN  
Y FINANZAS

Ing. Nelson Caballero Vargas  
PRESIDENTE

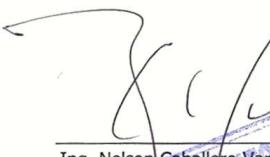


**Balance General a 31 de Diciembre de 2008  
(Expresado en Bolivianos)**

	2008	2007
	(Reexpresado)	
	Bs	Bs
<b>PASIVO</b>		
PASIVO CORRIENTE		
Cuentas por pagar agentes	4.572.872	264.895
Proveedores	800.035	1.083.428
Cuentas por pagar varios	5.076	5.124
Obligaciones tributarias	153.612	246.623
Obligaciones sociales	709.257	878.851
Previsión para obligaciones varias	100.000	-
Total pasivo corriente	<u>6.340.852</u>	<u>2.478.921</u>
PASIVO NO CORRIENTE		
Previsión para indemnizaciones	1.096.583	967.106
Total pasivo no corriente	<u>1.096.583</u>	<u>967.106</u>
TOTAL PASIVO	<u>7.437.435</u>	<u>3.446.027</u>
<b>PATRIMONIO</b>		
Reserva patrimonial	1.000.000	1.000.000
Ajuste de capital	139.850	-
Reserva por resultado de inversiones	456.413	571.349
Ajuste de reservas	61.356	-
Resultado de la gestión	5.557.587	4.238.296
Total patrimonio	<u>7.215.206</u>	<u>5.809.645</u>
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	<u>14.652.641</u>	<u>9.255.672</u>

  
Lic. Aud. Martha Azero Alvarez  
CDA-98-D75 / CAUB - 3061  
CONTADOR

  
Lic. Aud. Jaime Bramayo Antezana  
JEFE UNIDAD ADMINISTRACIÓN  
Y FINANZAS

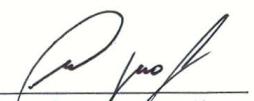
  
Ing. Nelson Caballero Vargas  
**PRESIDENTE**  
COLEGIO DE CONTADORES  
AUDITORIA - CONSULTORIA  
23 MAR 2009  
... 3 ..

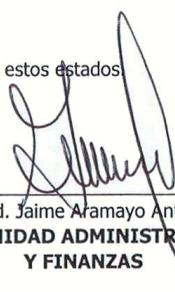


**Estado de Resultados a 31 de Diciembre de 2008**  
**(Expresado en Bolivianos)**

	2008 Bs	2007 (Reexpresado) Bs
<b>INGRESOS DE OPERACIÓN</b>		
Cuotas ordinarias agentes	21.598.387	18.870.095
Total ingresos	<u>21.598.387</u>	<u>18.870.095</u>
<b>EGRESOS DE OPERACIÓN</b>		
Gastos de administración	(10.313.273)	(8.694.321)
Costo de operación en despacho	(9.850.065)	(8.659.946)
Costos financieros	(5.350)	(2.473)
Total egresos de operación	<u>(20.168.688)</u>	<u>(17.356.740)</u>
(Pérdida) Utilidad operativa	<u>1.429.699</u>	<u>1.513.355</u>
<b>OTROS INGRESOS (EGRESOS)</b>		
Intereses percibidos	2.977	36.434
Ingresos varios	-	25.698
Ingreso de gestiones anteriores	-	1.074
Egresos de gestiones anteriores	-	(3.995)
Gastos varios	(60.820)	(68.046)
Amortizaciones y castigos	(803)	-
Gastos por actividades ajenas	(1)	-
Costos no operativos	-	(13.430)
Rendimientos financieros	744.978	258.334
Excedentes presupuestarios	3.941.518	2.465.500
Mantenimiento de valor	126.127	-
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	<u>(626.088)</u>	<u>23.372</u>
Total otros ingresos	<u>4.127.888</u>	<u>2.724.941</u>
<b>RESULTADO DE LA GESTIÓN</b>	<u>5.557.587</u>	<u>4.238.296</u>

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados

  
 Lic. Aud. Martha Alvarez Alvarez  
 CDA-98-D75 / CAUB - 3061  
 CONTADOR

  
 Lic. Aud. Jaime Aramayo Antezana  
 JEFE UNIDAD ADMINISTRACIÓN  
 Y FINANZAS

  
 Ing. Nelson Caballero Vargas  
 PRESIDENTE  
 COPIA AUTORIZADA  
 23 MAR 2009



**Estado de Flujo de Efectivo a 31 de Diciembre de 2008  
(Expresado en Bolivianos)**

	2008 Bs	2007 (Reexpresado) Bs
<b>FONDOS ORIGINADOS EN LAS OPERACIONES</b>		
Resultado de la gestión	5.557.587	4.238.296
<b>Cargos (abonos) a resultados que no significan movimiento de efectivo:</b>		
Depreciación activo fijo	564.439	815.732
Previsión para indemnización	724.872	632.241
Ajuste por reserva resultado de inversión	78.272	-
Reclasificación de cuentas patrimoniales	(3.717.168)	(2.568.363)
Resultado por exposición a la inflación	(712.990)	140.766
	<hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/>	<hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/>
	2.495.012	3.258.672
<b>Cambios en Activos y pasivos que originan movimiento de fondos</b>		
Disminuciones (aumentos) en activos circulantes:		
Cuentas por cobrar agentes	(68.304)	(225.773)
Anticipo impuestos	(3.277)	76.018
Cuentas por cobrar al personal	36.307	(20.893)
Intereses por cobrar	-	70.991
Cuentas por cobrar varios	13.697	(53.504)
	<hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/>	<hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/>
Aumentos (disminuciones) en pasivos circulantes:		
Pago beneficios sociales	(476.483)	(2.273.560)
Cuentas por pagar agentes	4.307.977	(981)
Proveedores	(283.393)	486.413
Obligaciones tributarias	(93.011)	4.638
Previsión para obligaciones varias	100.000	-
Obligaciones sociales	(169.594)	50.403
Cuentas por pagar varios	(48)	3.375
Total fondos provenientes de las operaciones	5.858.883	1.375.799
<b>Flujo originado en actividades de inversión</b>		
Baja de activos fijos	989	-
Adiciones activo fijo	(5.866.751)	(698.665)
Total fondos aplicados a actividades de inversión	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>
Incremento (Disminución) de efectivo del período	(5.865.762)	(698.665)
Disponibilidades al inicio del período reexpresado	(6.879)	677.133
Disponibilidades al cierre del período	5.627.349	4.950.216
	<hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/>	<hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/>
	5.620.470	5.627.349
Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados.		
Lic. Aud. Martha Azero Alvarez CDA-98-D75 / CAUB - 3061 CONTADOR		
Lic. Aud. Jaime Aramayo Antezana JEFE UNIDAD ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS		



## Notas a los Estados Financieros a Diciembre 31, 2008

(Cantidades expresadas en bolivianos)

### I. CONSTITUCIÓN Y OBJETIVOS

El Comité Nacional de Despacho de carga (CNDC) es una entidad sin fines de lucro, fue creado según lo dispone el artículo 18 de la Ley 1604 (Ley de Electricidad) de 21 de diciembre de 1994, y reglamentado mediante Decreto Supremo N° 24043, el domicilio legal del Comité se encuentra en la ciudad de Cochabamba – Bolivia.

La dirección está a cargo de un Comité conformado por representantes de la Superintendencia de Electricidad y agentes del Mercado Eléctrico Mayorista:

- Empresas generadoras
- Empresas distribuidoras
- Empresas transportadoras
- Consumidores no regulados

El Comité tiene como objetivo coordinar la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional y sus funciones principales son las siguientes:

- 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 y 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 Ley de Electricidad y presentarlos a la Superintendencia de Electricidad para su aprobación respectiva.
- Establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada, de acuerdo a reglamento.
- Entregar a la Superintendencia de Electricidad la información técnica, modelos matemáticos, programas computacionales y cualquier otra información requerida por la Superintendencia; y

- Las demás establecidas en reglamento, que sean necesarias para cumplir la finalidad para la cual se crea el Comité Nacional de Despacho de Carga.

Las actividades del Comité se rigen mediante un sistema de administración - contable independiente y su organización y funcionamiento se rigen según la Ley 1604, sus reglamentos, estatuto y manuales.

Los costos de funcionamiento del Comité son cubiertos por todos los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Para el efecto, el Comité aprueba un presupuesto anual de gastos y define la cuota mensual a ser facturada a los agentes por servicios del despacho de carga en función a las transacciones mensuales económicas de los agentes.

Según el artículo No. 3 del Estatuto del Comité Nacional de Despacho de Carga, su duración es indefinida.

Según Decreto Supremo N° 29624 de fecha 2 de julio de 2008 se aprobó el Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), el mismo se constituye en las normas marco para el funcionamiento del CNDC.

## II. POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los Estados Financieros del Comité Nacional de Despacho de Carga, fueron preparados de acuerdo a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Bolivia.

Las políticas y prácticas contables más significativas aplicadas por el Comité en la preparación de los Estados Financieros son:

### a. Ejercicio

De acuerdo a la Ley 1606 del 22 de noviembre de 1994, la fecha de cierre de gestión para este tipo de empresas es el 31 de diciembre de cada año.

### b. Estimaciones incluidas en los Estados Financieros

La preparación de Estados Financieros, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia, requiere que la Gerencia del Comité aplique políticas y realice estimaciones sobre activos, pasivos, ingresos y gas-



tos, que considere registros y exposición de transacciones financieras. Los resultados reales en algunas circunstancias pueden diferir de las estimaciones realizadas. La Presidencia considera que las estimaciones efectuadas para el registro de sus operaciones son razonables en consideración a su rubro de actividad.

#### c. Base de Contabilización

La base de contabilización utilizada por la Entidad para el registro de los ingresos y gastos es la del devengado.

#### d. Ajuste a moneda constante

Los Estados Financieros han sido preparados siguiendo las disposiciones establecidas en la Norma de Contabilidad Nº 3 del Consejo Técnico Nacional de Auditoria y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia, revisada y modificada el 1º septiembre de 2007 vigente a partir del período anual que inicia el 1º de octubre de 2007, pudiendo aplicar esta norma en período anterior; esta norma fue aprobada y homologada en la Reunión del Segundo Consejo Nacional Ordinario 2007 y promulgado por el Comité Ejecutivo Nacional del CAUB mediante Resolución Nº CTNAC 01/2007 de fecha 8 de septiembre de 2007.

De conformidad con la Resolución CTNAC 01/2008 de fecha 11 de enero de 2008, del Consejo Técnico Nacional de Auditoria y Contabilidad, la Entidad procedió a efectuar el ajuste por inflación de los rubros no monetarios del Balance General y las cuentas de resultados correspondientes a la gestión 2008, en base a la aplicación de la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV).

El tipo de cambio aplicado para la realización de los ajustes de reexpresión al 31 de diciembre del 2008, fue de Bs. 1,46897 por UFV y al 31 de diciembre de 2007 fue de Bs. 1,28835 por UFV.

Al 31 de diciembre de 2007 se actualizaron los rubros no monetarios del balance y las cifras del estado de resultados por la variación de la cotización del boliviano respecto al dólar estadounidense.



#### e. Moneda extranjera

Los activos y pasivos en moneda extranjera se valúan al tipo de cambio vigente a la fecha de cierre del ejercicio Bs. 7,07. Las diferencias de cambio correspondientes se contabilizan en el resultado del ejercicio.

#### f. Inversiones

Las inversiones corresponden a cinco líneas telefónicas en la Cooperativa de Teléfonos de Cochabamba (COMTECO), se incorporan a su valor de costo, actualizándolas según la variación de la cotización del dólar estadounidense a la fecha de cierre de cada periodo

#### g. Activo Fijo

Los activos fijos adquiridos a partir del 1º de enero de 2008, fueron contabilizados al costo de adquisición, el mismo que fue actualizado al 31 de diciembre de 2008, en función a la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda, entre la fecha de compra y la de cierre.

La depreciación de los activos fijos se calcula según el método de la línea recta.

Los gastos de mantenimiento, reparación y mejoras que no aumentan la vida útil de los bienes son cargados a los resultados del ejercicio en que se incurren.

Al 31 de diciembre de 2007, los activos fijos fueron valuados al costo. Todos los valores de los bienes y las depreciaciones acumuladas, se actualizaron en función a la cotización oficial del dólar estadounidense respecto al boliviano.

#### h. Previsión para indemnizaciones

En cumplimiento de disposiciones legales vigentes, el Comité actualiza a fin de cada ejercicio el monto necesario de previsión destinado a cubrir las indemnizaciones de su personal, consistente en un sueldo por cada año de servicio prestado. Este beneficio es pagado después de transcurridos cinco años en los casos de retiro voluntario y en cualquier momento.



### i. Patrimonio

La Entidad ajusta el total del patrimonio, en base a lo dispuesto por la Norma de Contabilidad N° 3 revisada y modificada el 1º de septiembre de 2007, emitida por el Colegio de Auditores de Bolivia, actualizándolo en función a la variación en la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda con respecto al boliviano. El ajuste correspondiente a las cuentas de capital, se registran en la cuenta “Ajuste de Capital”, las reservas y ajuste global al patrimonio, se registran en la cuenta “ajuste de reservas patrimoniales”; mientras que los resultados acumulados quedan expuestos bajo su misma denominación. La contrapartida de estos ajustes se refleja en la cuenta de resultados “Ajuste por inflación y tenencia de bienes”. El patrimonio al 31 de diciembre de 2007 se actualizó en función a la variación en la cotización oficial del dólar estadounidense respecto al boliviano.

### j. Impuesto a las Utilidades de Empresas

El Comité Nacional de Despacho de Carga no ha procedido a la determinación de este impuesto, debido a que se encuentra EXENTA del impuesto sobre utilidades de las empresas, (I.U.E.), de conformidad a lo establecido por el Art. 49 Inc. b) de la Ley 1606, debiendo dar estricto cumplimiento a la ley mencionada, según Resolución Administrativa No. 04/2000 del Servicio de Impuestos.

## III. CAMBIOS EN LAS POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Tal como se menciona en la Nota 2.d, la Entidad a partir del 1º de enero de 2008 ha adoptado la aplicación de la Norma Contable N° 3 (Revisada y modificada) y la Resolución CTNAC 01/2008 ajustando por inflación los rubros no monetarios en función a la unidad de fomento a la vivienda (UFVs).



# RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GESTIÓN 2008



## ÍNDICE

### RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GESTIÓN 2008

Presentación .....	1
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL .....	2
El Sistema Eléctrico .....	2
Características del Sistema Interconectado Nacional (SIN) .....	2
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	4
OFERTA DE GENERACIÓN .....	9
Capacidad de Generación .....	9
OFERTA DE TRANSMISIÓN .....	11
DESPACHO DE CARGA .....	14
Ejecución de la Programación del Despacho de Carga .....	15
Producción de Energía .....	16
Inyecciones de Energía .....	20
Potencia Máxima Transmitida .....	21
Potencia Firme de Generación y Potencia de Reserva Fría .....	22
DESEMPEÑO DEL SISTEMA .....	23
PRECIOS EN EL MERCADO SPOT .....	25
Costos Marginales de Generación .....	25
Precios de Energía en el Mercado Spot .....	26
Precios de Potencia en el Mercado Spot .....	28
Precios de Transporte en el STI .....	29
Precios Medios Monómicos .....	29
TRANSACCIONES ECONÓMICAS .....	30
Ventas en el MEM .....	30
Compras en el MEM .....	31
Fondos de Estabilización .....	31
ESTADÍSTICA DEL PERÍODO 1996 -2008 .....	34
ANEXOS .....	41

## RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GESTIÓN 2008

### Presentación

La operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante la gestión 2008 fue normal, habiéndose realizado el despacho de carga con los criterios de seguridad, confiabilidad y a costo mínimo, establecidos en la normativa.

En el año 2008, la demanda de potencia subió solo en 3.3 MW (0.4%), representando el incremento más bajo de los últimos 6 años. Esto se debe al programa de Eficiencia Energética emprendido por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, consistente en el reemplazo de lámparas incandescentes por otras de bajo consumo. El consumo de energía se incrementó en 451.6 GWh alcanzando los 5,138 (GWh) con un incremento de 9.6% respecto al año 2007, que en contraposición a la potencia es el más alto en los últimos 12 años.

La oferta de capacidad de generación se incrementó con la puesta en servicio de 3 unidades termoeléctricas de 1.6 MW en la central de Aranjuez que en total suman 4.8 MW y una unidad hidroeléctrica en Angostura de 3.0 MW, además se repotenciaron unidades hidroeléctricas en Corani, Botijlaca y Cuticucho por un total de 3.7 MW, sumando un incremento total de capacidad de generación de 11.5 MW.

No obstante al reducido incremento en

generación, se logró operar con márgenes de reserva adecuados.

La producción de energía con termoeléctricas se incrementó en el año 2008 en un 18.3 % hasta alcanzar los 476.1 GWh, que fueron generados principalmente en las centrales de Guaracachi y Bulo Bulo. En cuanto al sistema de transmisión ingresó la subestación Arboleda en la línea Carrasco - Urubó en 230 KV.

Se han mejorado las condiciones de suministro del área Norte y de todo el sistema en general, mediante la implementación de un esquema de desconexión automática de carga. Aún así, el nivel de confiabilidad del suministro de energía en el área Norte no es el óptimo, por la ausencia de embalses importantes en la zona y por la necesidad de transferencias considerables de energía desde el Sistema Central. Estas limitaciones se hicieron evidentes en el colapso ocasionado al área, por una falla en la línea Kenko – Mazocruz el 2 de octubre de 2008.

Los resultados más relevantes de la operación de los sistemas de generación y transmisión del SIN y del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante la gestión del año 2008 se basan en los datos difundidos mensualmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga.



## SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

### El Sistema Eléctrico

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el sistema eléctrico con instalaciones de generación, transmisión y distribución, que suministra energía eléctrica en los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí y Chuquisaca. La demanda total en el SIN equivale aproximadamente al 90% de la demanda del país.

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) es la parte medular del SIN que consiste en líneas de alta tensión de 230, 115 y 69 kV y subestaciones asociadas.

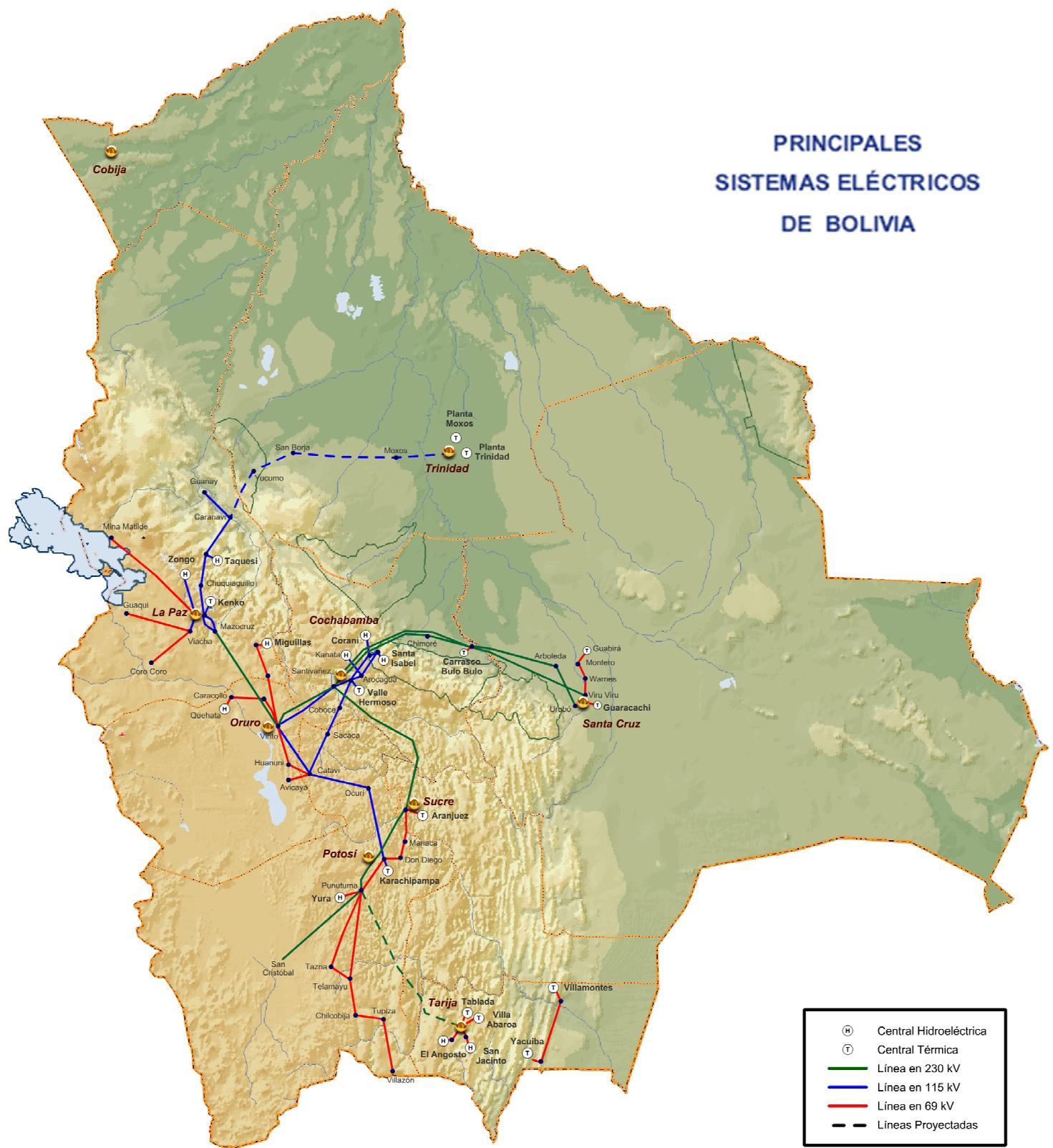
El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está integrado por las empresas de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra, venta y transporte de electricidad en el SIN.

### Características del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

El SIN se caracteriza por tener tres áreas bien definidas: Norte (La Paz), Oriental (Santa Cruz) y Centro – Sur (Oruro, Cochabamba, Potosí, Chuquisaca). Cada área cuenta con generación local; en el área Norte (La Paz) predominan las centrales de pasada, en el área Oriental las centrales térmicas y en el área Centro-Sur las centrales de embalse y térmicas. La red de transmisión se utiliza principalmente para intercambios de energía y potencia que optimizan el despacho de carga del SIN o complementan los déficits de un área.

El SIN opera en el marco de la Ley de Electricidad y su reglamentación complementaria, que persigue el aprovechamiento integral y sostenible de los recursos energéticos, la competencia en generación, la presencia de empresas no integradas y el acceso libre a la transmisión.

## PRINCIPALES SISTEMAS ELÉCTRICOS DE BOLIVIA





## DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda del SIN está representada tanto por la demanda de los Consumidores Regulados en su mayoría residenciales que a su vez son atendidos por las empresas de Distribución como por la demanda de los Consumidores No Regulados o Grandes consumidores constituidos en Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Los Consumidores en el MEM fueron atendidos por las siguientes Empresas Distribuidoras: CRE en Santa Cruz, ELECTROPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEÓ en Oruro, CESSA en Chuquisaca y SEPSA en Potosí. Los Consumidores No Regula-

dos a fines del 2008 fueron: La Empresa Metalúrgica Vinto, COBOCE, Empresa Minera Inti Raymi, el Ingenio Azucarero Guabirá y la Empresa Minera San Cristóbal esta última a partir de marzo y diciembre ingresó al Mercado de Contratos mediante acuerdos firmados con las Empresas Valle Hermoso y COBEE respectivamente.

El consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista durante el año 2008 fue de 5,138.0 GWh, con un crecimiento de 9.6 % respecto al año 2007, como se muestra en el Cuadro 1.

**CUADRO 1**  
**CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA – (GWh)**

Consumidores	Gestión		Variación %
	2008	2007	
CRE	1,749.2	1,660.8	5.3
CESSA	172.8	157.9	9.5
ELFEC	838.5	812.9	3.1
SEPSA	275.3	232.9	18.2
ELECTROPAZ	1,297.9	1,290.9	0.5
ELFEÓ	334.8	311.7	7.4
NO REGULADOS	469.4	219.1	114.2
<b>Total</b>	<b>5,138.0</b>	<b>4,686.4</b>	<b>9.6</b>

*Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras*

El crecimiento de la demanda de energía registrado el año 2008 se debe, principal-

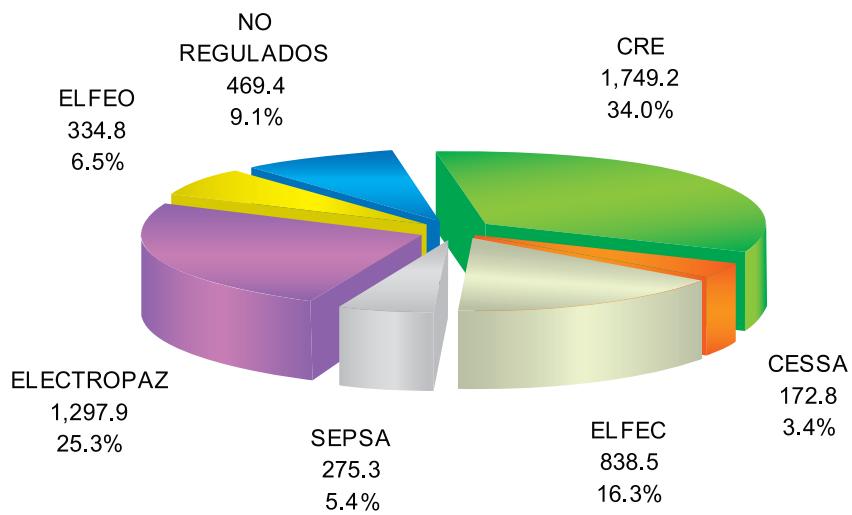
mente, a incrementos en la demanda del sector minero. La demanda en el SIN, está

distribuida en las áreas Oriental (Santa Cruz) con el 34.1 %, Norte (La Paz) con el 25.3 % y el resto del SIN (Central – Sur) con el 40.6 %.

El crecimiento de la demanda de electricidad ha sido compensado por el programa de eficiencia energética implementado exitosamente por el Gobierno Central, que consiste en la sustitución de luminarias incandescentes con luminarias de alta eficiencia, disminuyendo la demanda de potencia en el periodo de punta. Sin embargo, la demanda de energía ha tenido un incremento debido al consumo de Minera San Cristóbal, el ingreso de Minera San Bartolomé y al fuerte crecimiento del

consumo minero hasta septiembre de 2008, que determinaron el crecimiento de la demanda de energía más elevado de los últimos 12 años según se muestra en el Cuadro 1. Se observa un mayor crecimiento en las áreas Sur (SEPSA y CESSA) y Central (ELFEO). Contrariamente ELECTROPAZ, en La Paz, ELFEC en Cochabamba y CRE en Santa Cruz, muestran una acentuada desaceleración de su crecimiento respecto de años anteriores. En el Gráfico 1 se muestra la participación porcentual de las empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados en las compras totales de energía en el MEM durante la Gestión 2008.

**GRÁFICO 1  
COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MEM (GWh) - AÑO 2008**

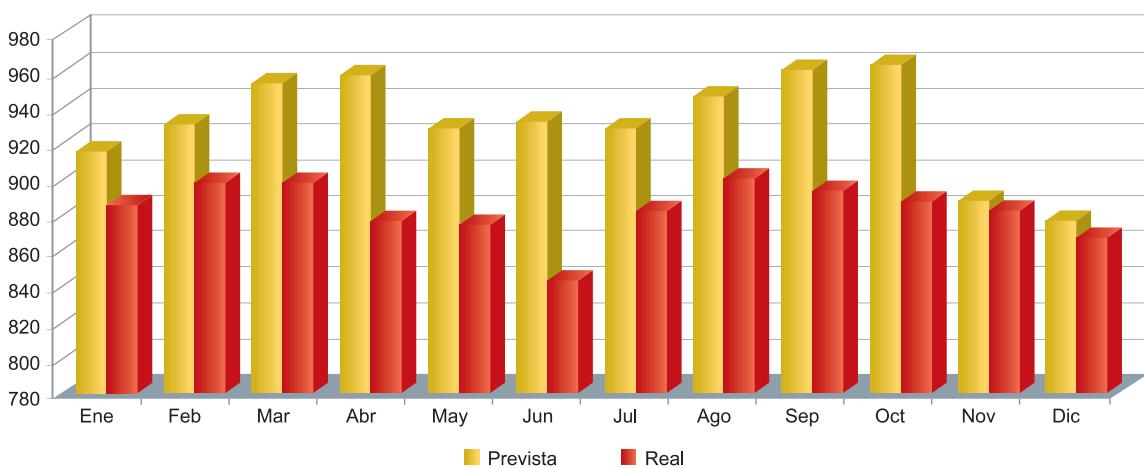




La demanda prevista para la operación del SIN fue de 5,353 GWh, mientras que la registrada en el año fue de 5,138 GWh. La causa principal para este desvío, como se indicó anteriormente, fue la implementación del programa de Eficiencia Energética.

tica emprendido por el Gobierno Central en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí y Chuquisaca. En el Gráfico 2 se destacan las diferencias entre la demanda de potencia mensual prevista y la real.

**GRÁFICO 2**  
**DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA PREVISTA Y REAL (MW) - AÑO 2008**



La demanda total del SIN disminuyó por el retraso de la ampliación de las instalaciones de COBOCE, la demora en el ingreso de los proyectos San Bartolomé e Ingenio Azucarero Guabirá y la postergación del proyecto Complejo Metalúrgico de Karachipampa. Como se puede apreciar en el Gráfico 2, para los meses de noviembre y diciembre se realizó el ajuste de la demanda prevista, para reflejar la tendencia real.

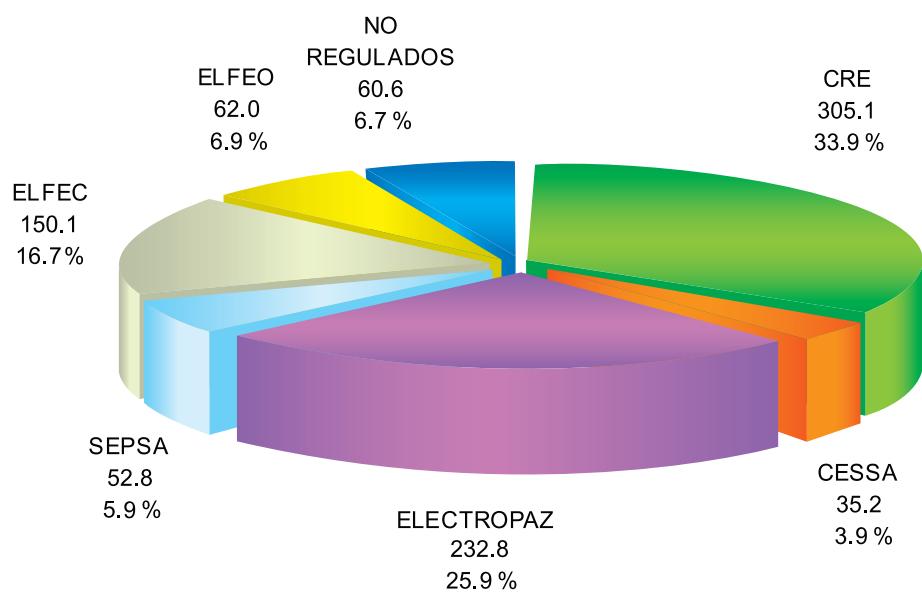
La demanda máxima de potencia del MEM en la gestión 2008, registrada por el Sistema de Medición Comercial en nodos de retiro del STI, fue de 898.7 MW, ocurrió el día miércoles 27 de agosto a horas 19:30. En el Cuadro 2, se presentan las demandas máximas registradas, durante las dos últimas gestiones en los principales departamentos del país.

**CUADRO 2**  
**DEMANDAS MÁXIMAS (MW)**

Consumidores	Gestión		Variación %
	2008	2007	
Santa Cruz	327.6	316.6	3.5
La Paz	261.2	263.1	-0.7
Cochabamba	146.8	150.1	-2.2
Oruro	65.3	60.7	7.5
Sucre	35.7	30.4	17.4
Potosí	33.2	25.8	28.7
Punutuma - Tupiza	15.7	15.6	0.6
No Regulados	68.5	63.6	7.8
Otros(*)	13.1	11.9	10.1
<b>Total Coincidental</b>	<b>898.7</b>	<b>895.4</b>	<b>0.4</b>

(\*) Chimoré, Don Diego, Sacaca, Mariaca y Ocurí

**GRÁFICO 3**  
**PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW) - AÑO 2008**





La potencia que los Consumidores remuneran a los Generadores, se basa en la participación de cada Agente cuando se registra la máxima demanda de todo el Mercado (Potencia de Punta) en el período anual eléctrico comprendido entre noviembre y octubre siguiente. En el año eléctrico, la Demanda Máxima del Merca-

do para efectos de remuneración, se registró el día miércoles 27 de agosto a horas 19:30 y el valor es 898.7 MW, que representa la Potencia de Punta Anual.

En el Cuadro 3 se presenta la comparación entre la Potencia de Punta de los periodos noviembre 2007 - octubre 2008 y noviembre 2006 - octubre 2007.

**CUADRO 3  
POTENCIA DE PUNTA POR PERÍODO ANUAL ELÉCTRICO (MW)**

Consumidores	Gestión		Variación %
	2008	2007	
CRE	305.1	308.5	-1.1
ELECTROPAZ	232.8	246.3	-5.5
ELFEC	150.1	151.5	-0.9
ELFEO	62.0	58.9	5.3
CESSA	35.2	29.4	19.9
SEPSA	52.8	43.7	20.8
NO REGULADOS	60.6	47.5	27.6
<b>Total Coincidental</b>	<b>898.7</b>	<b>885.8</b>	<b>1.5</b>

*Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras*





## OFERTA DE GENERACIÓN

### Capacidad de Generación

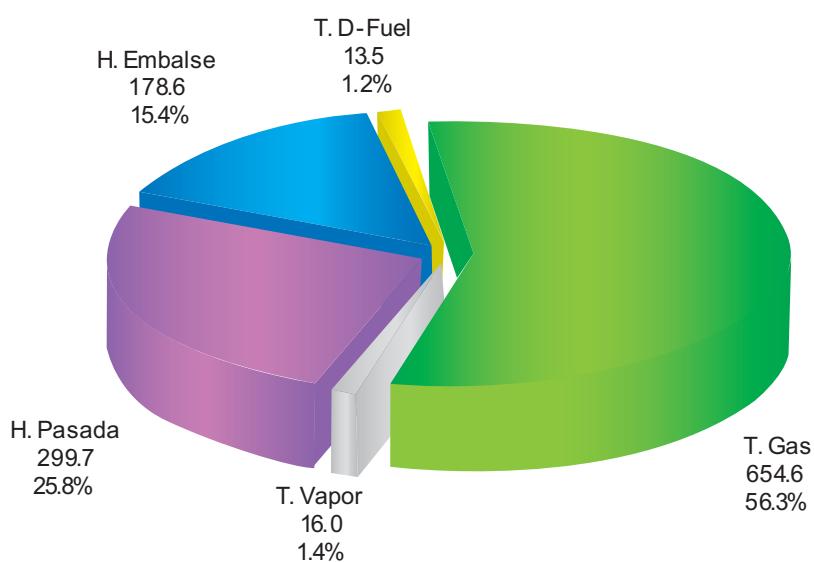
El parque hidroeléctrico esta compuesto por centrales de pasada (Zongo, Taquesi, Yura y Quehata), centrales con embalse (Corani y Miguillas) y una central cuya operación depende del abastecimiento de agua potable a la ciudad de Cochabamba (Kanata).

El parque termoeléctrico esta compuesto por turbinas a gas natural de ciclo abierto, una turbina a vapor que opera con bagazo de caña de azúcar, motores a gas natural (Aranjuez MG) y unidades Dual Fuel (Aranjuez DF) que utilizan gas natural y diesel oil.

En el Gráfico 4 se ha desagregado la Capacidad de Generación durante el año 2008 considerando los diferentes tipos de centrales eléctricas.

La Capacidad de Generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del año 2008 a nivel de bornes de generador, alcanzó a 1,162.4 MW; de los cuales 478.3 MW (41.1%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 684.1 MW (58.9%) a centrales termoeléctricas, tal como se muestra en el Cuadro 4. Esta capacidad térmica corresponde a la potencia efectiva en condiciones de temperatura media anual, en el sitio de cada central.

**GRÁFICO 4**  
**CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (MW) - AÑO 2008**





**CUADRO 4**  
**CAPACIDAD DE GENERACIÓN A FINALES DEL 2008**

Hidroeléctricas	Capacidad (MW)	Termoeléctricas (*)	Capacidad (MW)
Sistema Zongo	188.4	Guaracachi (25°C)	317.2
Sistema Corani	149.9	Carrasco (25°C)	111.9
Sistema Taquesí	90.4	Bulo Bulo (25°C)	89.6
Sistema Yura	19.1	Valle Hermoso (18°C)	74.2
Sistema Miguillas	21.1	Aranjuez (15°C)	43.2
Kanata	7.6	Kenko (10°C)	18.0
Quehata	1.9	Karachipampa (9°C)	13.9
		Guabirá (25°)	16.0
<b>Subtotal</b>	<b>478.3</b>	<b>Subtotal</b>	<b>684.1</b>
<b>Capacidad Total (Hidro + Termo) : 1,162.4 MW</b>			

(\*) A la temperatura media anual

En 2008, la oferta de generación se incrementó de la siguiente manera:

- El 1 de mayo se concluyó la repotenciación de la central Corani (2.9 MW),
- El 13 de agosto ingresaron las unidades ARJ13, ARJ14 y ARJ15 en la central Aranjuez de EGSA, cada una de (1.6 MW) con una capacidad total de (4.8 MW).
- El 14 de julio, ingresó la Unidad N° 3 en la central Angostura de COBEE (3.0 MW),
- El 1 de noviembre se aprobó la repotenciación de las centrales de Botijlaca y Cuticucho de COBEE (0.8 MW).

Para la máxima temperatura probable anual (98%) en la hora de punta, en las centrales termoeléctricas que corresponde a 35°C en Guaracachi, 36°C en Carrasco, 28°C en Valle Hermoso, 25°C en Aranjuez, 17°C en Kenko y 18°C en Karachipampa, la capacidad total en el sistema se reduce a 1,118.4 MW.

La capacidad neta para el despacho de carga varía según la oferta semestral de los generadores, la temperatura in situ de las termoeléctricas, la indisponibilidad programada o forzada de unidades generadoras y las condiciones hidrológicas en centrales hidroeléctricas de pasada.

La capacidad neta de generación fue suficiente para cubrir la demanda máxima del SIN a lo largo del año, el balance de potencia para la hora de máxima demanda mensual, a nivel de bornes de generador, se presenta en el Cuadro 5:



**CUADRO 5  
BALANCE DE POTENCIA EN BORNES (MW) - 2008**

MES	Capacidad Bruta			Potencia Indisponible	Potencia Limitada	Capacidad Total Disponible	Demanda Máxima		Margen de Reserva	
	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Total				Bornes	Retiros	MW	% (*)
Enero	654.2	471.4	1,125.6	23.9	2.5	1,099.2	922.3	884.1	176.9	16.1
Febrero	663.3	471.3	1,134.6	84.4	0.5	1,049.7	932.4	897.0	117.3	11.2
Marzo	656.1	471.3	1,127.4	46.3	11.5	1,069.6	935.0	896.9	134.6	12.6
Abril	660.6	471.3	1,131.9	88.7	7.6	1,035.6	910.9	875.4	124.7	12.0
Mayo	654.3	474.4	1,128.7	109.0	2.0	1,017.7	916.3	873.4	101.4	10.0
Junio	673.0	474.4	1,147.4	29.3	0.0	1,118.1	881.7	842.3	236.5	21.1
Julio	658.5	474.4	1,132.9	21.1	0.0	1,111.9	927.8	880.6	184.1	16.6
Agosto	637.9	477.4	1,115.3	32.3	11.8	1,071.2	946.4	898.7	124.8	11.7
Septiembre	646.2	477.4	1,123.6	10.5	14.7	1,098.4	937.7	892.2	160.6	14.6
Octubre	643.9	477.4	1,121.3	43.9	0.0	1,077.4	928.3	886.4	149.1	13.8
Noviembre	645.2	475.6	1,120.8	87.7	0.4	1,032.7	917.5	881.4	115.2	11.2
Diciembre	661.3	476.5	1,137.8	69.2	0.0	1,068.6	904.4	866.1	164.3	15.4

(\*) El margen de reserva de generación necesario para mantener el suministro de potencia para la demanda máxima de manera segura confiable es del 10%.

## OFERTA DE TRANSMISIÓN

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2008 estaba compuesto por 1,545.2 km de líneas en 230 kV, 669.4 km de líneas en 115 kV y 185.3 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 2,399.9 km de líneas de transmisión. La capacidad de transformación de este sistema es de 1,095 MVA. En los Cuadros 6 y 7 se presentan algunas características de líneas transmisión, transformadores, capacitores y reactores del STI.





**CUADRO 6**  
**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI**

Tensión	Tramo	Longitud (Km)
<b>230 kV</b>	Valle Hermoso - Santivañez	22.7
	Sucre - Punutuma	177.0
	Santivañez - Vinto	123.7
	Santivañez - Sucre	246.0
	San José - Valle Hermoso	59.6
	Mazocruz-Vinto Capacitor	193.4
	Carrasco - Chimoré	75.3
	Chimoré - San José	78.8
	Carrasco -Santivañez	225.6
	Carrasco -Guaracachi	179.0
	Carrasco - Arboleda	102.1
	Urubó - Arboleda	61.9
	<b>Total</b>	<b>1,545.2</b>
<b>115 kV</b>	Valle Hermoso- Vinto	148.0
	Tap Coboce - Valle Hermoso	45.5
	Tap Coboce - Sacaca	41.9
	Senkata-Mazocruz	7.8
	Santa Isabel - San José	8.9
	Ocurí - Potosí	84.4
	Kenko - Senkata	6.3
	Kenko - Senkata	8.0
	Corani-Valle Hermoso	43.5
	Corani -Santa Isabel	6.4
	Catavi - Vinto	76.7
	Catavi - Sacaca	43.4
	Catavi - Ocurí	97.8
	Arocagua - Valle Hermoso	5.4
	Arocagua - Santa Isabel	45.6
	<b>Total</b>	<b>669.4</b>
<b>69 kV</b>	Potosí - Punutuma	73.2
	Karachipampa - Potosí	10.0
	Don Diego - Mariaca	31.2
	Don Diego - Karachipampa	16.0
	Aranjuez - Mariaca	42.9
	Aranjuez - Sucre	12.0
	<b>Total</b>	<b>185.3</b>

**CUADRO 7**  
**TRANSFORMACIÓN, CAPACITORES Y REACTORES**

Tipo Subestación	Nombre	MVA/MVAr
<b>Transformación 230/115 kV</b>	Mazocruz	150
	San José	75
	Valle Hermoso	150
	Vinto	100
	Arboleda	100
	<b>Total (MVA)</b>	<b>575</b>
<b>Transformación 230/69 kV</b>	Guaracachi	150
	Punutuma	60
	Sucre	60
	Urubó	150
	<b>Total (MVA)</b>	<b>420</b>
	Catavi	25
<b>Transformación 115/69 kV</b>	Potosí	25
	Vinto	50
	<b>Total (MVA)</b>	<b>100</b>
	Aranjuez	7
<b>Capacitores</b>	Catavi	7
	Kenko	24
	Potosí	7
	Vinto	93
	<b>Total (MVAr)</b>	<b>138</b>
<b>Reactores</b>	Carrasco	12
	Guaracachi	21
	San José	21
	Santiváñez	28
	Vinto	21
	Punutuma	24
	Sucre	24
	Urubó	12
	<b>Total (MVAr)</b>	<b>163</b>

El 10 de julio, se realizó la conexión del autotransformador de 100 MVA 230/115 kV en la subestación Arboleda, siendo este un importante refuerzo de transmisión en

el área Oriental del SIN que contribuye a mejorar la confiabilidad de ésta parte del sistema.



## DESPACHO DE CARGA

El despacho de carga en la gestión 2008 se ha realizado en forma normal, excepto por algunos eventos. Los eventos más importantes que afectaron al despacho de carga programado fueron: la indisponibilidad de las unidades GCH01 (67 días), KEN02 (294 días), ANG01 (95 días), ANG02 (94 días), además del retraso en el ingreso de San Bartolomé.

La demanda del SIN ha sido atendida de manera normal en todo momento, exceptuando algunos periodos en los que se operó fuera de las Condiciones de Desempeño Mínimo establecidas en la normativa, en especial en el área Norte donde, en algunos periodos, se operó sin seguridad de áreas por falta de generación local.

**CUADRO 8**  
ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - 2008

Central	Programación Semestral	Despacho Realizado	Diferencia
<b>Hidroeléctricas</b>			
Sistema Zongo	902	903	1
Sistema Corani	793	862	68
Sistema Taquesi	311	317	6
Sistema Yura	75	72	-3
Sistema Miguillas	106	103	-3
Kanata	20	20	1
Quehata	9	3	-6
<b>Subtotal</b>	<b>2,216</b>	<b>2,281</b>	<b>65</b>
<b>Termoeléctricas</b>			
Guaracachi	1,409	1,288	-120
Carrasco	722	665	-58
Bulo Bulo	497	634	136
Valle Hermoso	248	182	-66
Aranjuez	199	172	-35
Kenko	57	34	-24
Karachipampa	88	78	-9
Guabirá	64	39	-25
<b>Subtotal</b>	<b>3,284</b>	<b>3,091</b>	<b>-192</b>
<b>Total</b>	<b>5,499</b>	<b>5,372</b>	<b>-127</b>

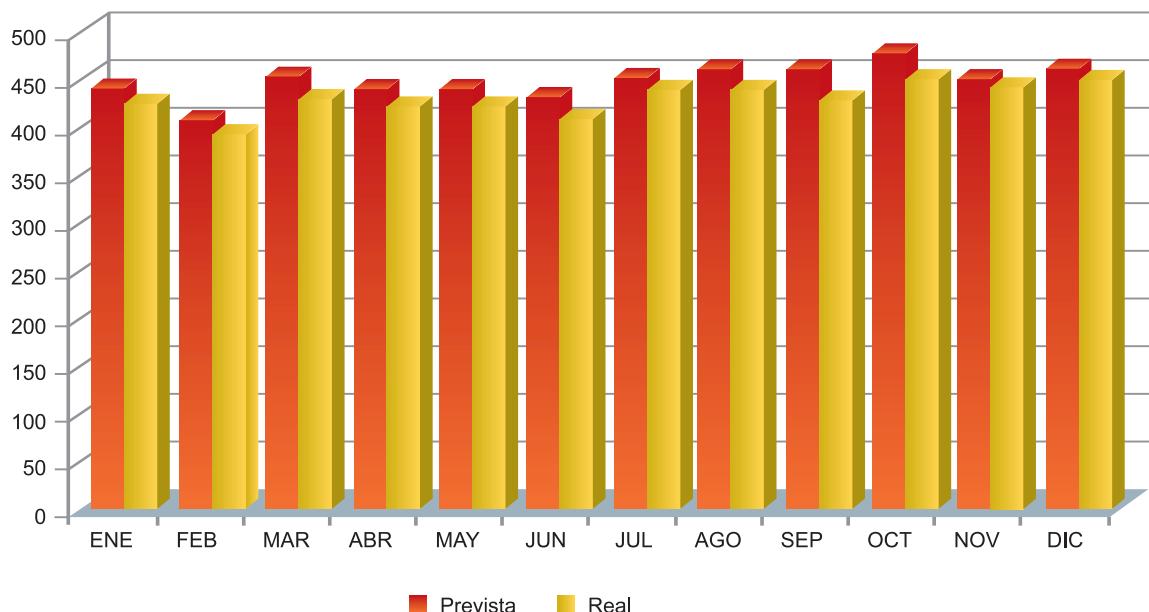
Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

## Ejecución de la programación del despacho de carga

Las desviaciones entre el despacho de carga programado y realizado, muestran

una diferencia anual de 2.6 % negativa (127 GWh), debido principalmente a una disminución de la demanda, estas desviaciones se ilustran en el Cuadro 8 y en el Gráfico 5.

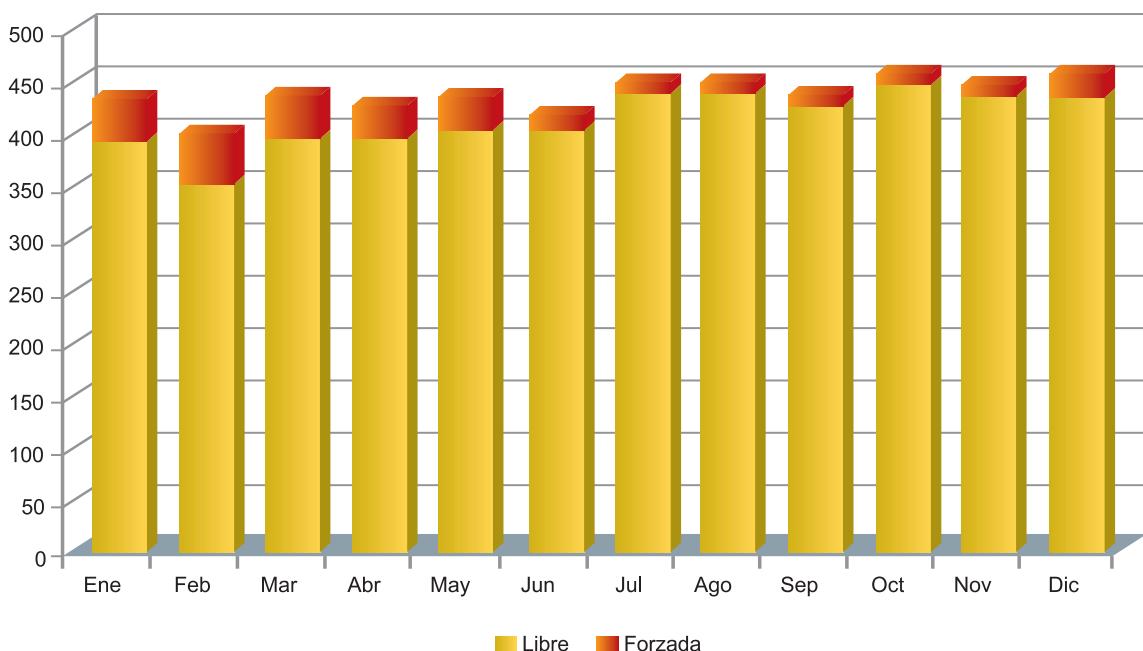
**GRÁFICO 5**  
ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2008





En el despacho de carga realizado, el 5.8% de la energía total despachada del año 2008, corresponde a generación forzada, la que fue necesaria por regulación de tensión en algunos nodos del SIN, según se ilustra en el Gráfico 6.

**GRÁFICO 6**  
COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN (GWh) - AÑO 2008



### Producción de energía

En el año 2008, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 5,372.0 GWh; este valor es 9.6 % mayor que la producción del año 2007. En esta gestión, la producción hidroeléctrica participó con el 42.5 % del total y la producción termoeléctrica con el 57.5 % restante según se ilustra en el Cuadro 9, donde además se compara con la gestión 2007.



**CUADRO 9**  
**PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA - (GWh)**

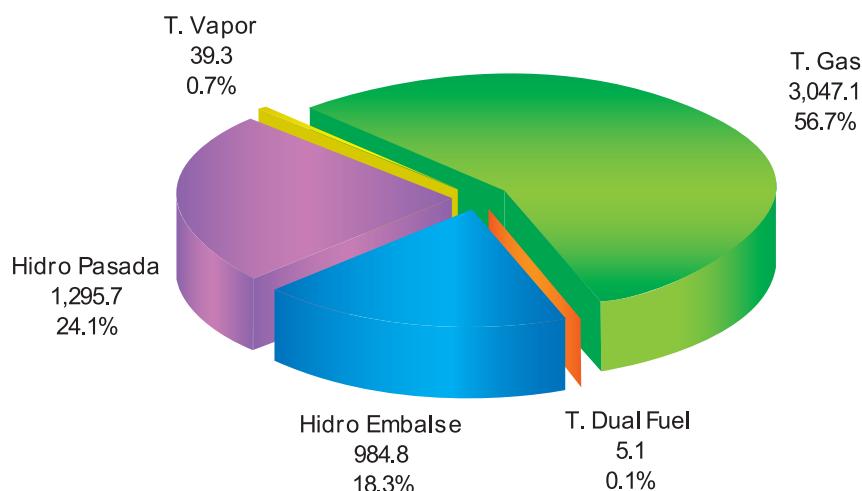
<b>Centrales</b>	<b>Gestión</b>		<b>Variación %</b>
	<b>2008</b>	<b>2007</b>	
<b>Hidroeléctricas</b>	<b>42.5%</b>	<b>46.8%</b>	
Sistema Zongo	903.3	981.8	-8.0
Sistema Corani	861.7	784.0	9.9
Sistema Taquesi	316.7	348.8	-9.2
Sistema Yura	72.3	65.2	10.9
Sistema Miguillas	102.6	96.2	6.7
Kanata	20.5	17.2	19.0
Quehata	3.4	0.9	258.6
<b>Subtotal</b>	<b>2,280.5</b>	<b>2,294.2</b>	<b>-0.6</b>
<b>Termoeléctricas</b>	<b>57.5%</b>	<b>53.2%</b>	
Guaracachi	1,288.4	1,026.8	25.5
Carrasco	664.6	648.6	2.5
Bulo Bulo	633.6	440.1	44.0
Valle Hermoso	182.0	182.6	-0.3
Aranjuez	171.6	158.4	8.4
Kenko	33.5	66.6	-49.7
Karachipampa	78.4	69.7	12.4
Guabirá	39.3	14.2	176.9
<b>Subtotal</b>	<b>3,091.5</b>	<b>2,607.0</b>	<b>18.6</b>
<b>Total</b>	<b>5,372.0</b>	<b>4,901.3</b>	<b>9.6</b>

*Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras*





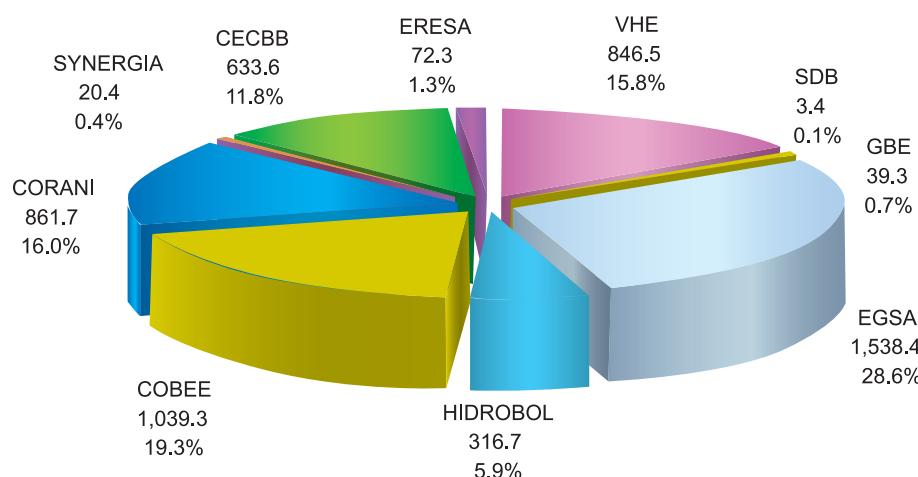
**GRÁFICO 7**  
GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - AÑO 2008



En el Gráfico 7 se presenta la Generación Bruta clasificada por el tipo de central: Termoeléctrica a Gas a Vapor y Dual Fuel y centrales Hidroeléctrica Embalse y de Pasada.

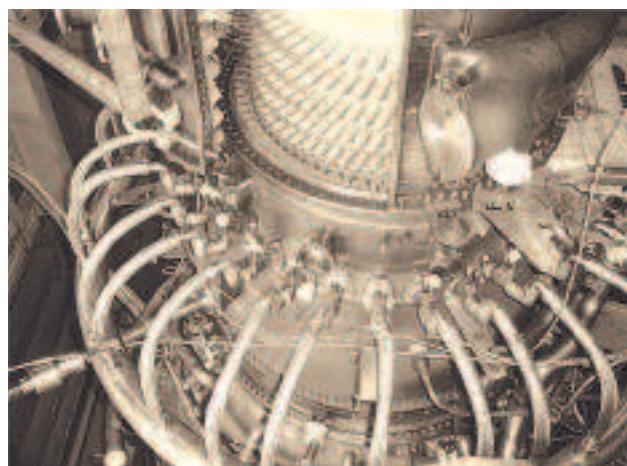
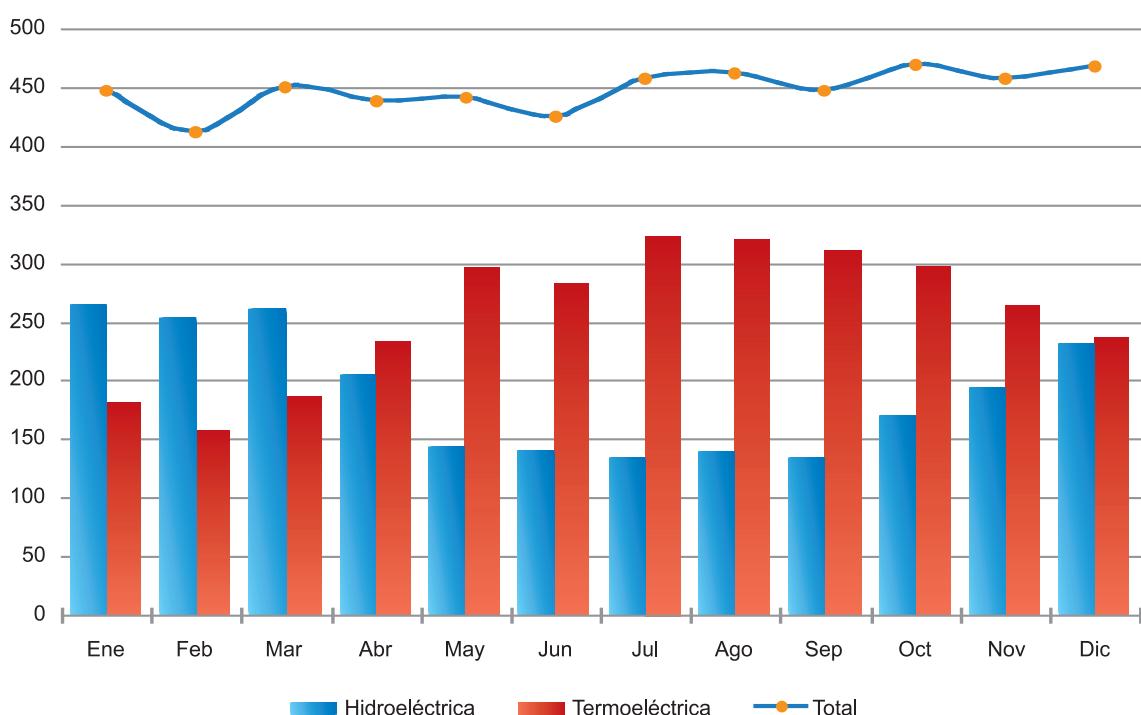
El Gráfico 8 explica la participación por Agentes Generadores que operan en el MEM, en la Generación Bruta durante esta Gestión.

**GRÁFICO 8**  
PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN LA GENERACIÓN BRUTA (GWh) - AÑO 2008



Durante el año, en el periodo seco, la generación hidroeléctrica disminuye, por lo tanto, para abastecer la demanda de energía se requiere incrementar la generación termoeléctrica; en el periodo lluvioso, esta situación se invierte tal como se puede observar en el Gráfico 9.

GRÁFICO 9  
GENERACIÓN MENSUAL (GWh) - AÑO 2008





## Inyecciones de Energía

La energía entregada por los Generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión, en el año 2008 fue de 5,238.5 GWh, es decir, 10% más que en el año 2007 como puede apreciarse en el Cuadro 10.

**CUADRO 10**  
**INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh)**

Centrales	Gestión		Variación %
	2008	2007	
<b>Hidroeléctricas</b>			
Sistema Zongo	865.6	941.8	-8.1
Sistema Corani	860.3	782.6	9.9
Sistema Taquesi	298.1	327.2	-8.9
Sistema Miguillas	98.2	92.2	6.5
Sistema Yura	68.2	61.7	10.6
Kanata	19.8	16.7	19.0
Quehata	3.3	0.9	267.5
<b>Subtotal</b>	<b>2,213.5</b>	<b>2,223.0</b>	<b>-0.4</b>
<b>Termoeléctricas</b>			
Guaracachi	1,267.5	1,008.7	25.7
Carrasco	647.7	625.2	3.6
Bulo Bulo	614.1	423.4	45.0
Valle Hermoso	177.2	178.9	-0.9
Aranjuez	169.9	156.8	8.4
Kenko	32.5	64.9	-49.9
Karachipampa	77.7	69.0	12.5
Guabirá	38.4	14.0	173.7
<b>Subtotal</b>	<b>3,025.0</b>	<b>2,540.9</b>	<b>19.1</b>
<b>Total</b>	<b>5,238.5</b>	<b>4,763.9</b>	<b>10.0</b>

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras



## Potencia Máxima Transmitida

Los flujos máximos transmitidos por el STI, en condiciones normales de operación, fueron los siguientes:

**CUADRO 11**  
**FLUJOS MÁXIMOS - AÑO 2008**

	Capacidad MW	Flujo Máximo MW
<b>Lineas de Transmisión</b>		
Santivañez - Sucre	142.5	81.5
Sucre - Punutuma	142.5	61.8
Carrasco - Urubó	142.5	83.4
Punutuma - San Cristóbal	142.5	56.9
Vinto - Mazocruz	130.0	147.7
Santivañez - Vinto	130.0	137.7
Carrasco - Santivañez	130.0	130.5
San José - V. Hermoso	130.0	128.6
Kenko - Mazocruz	130.0	135.5
V. Hermoso - Santivañez	130.0	127.7
Carrasco - San José	130.0	127.4
Carrasco - Guaracachi	130.0	104.7
Carrasco - Arboleda	130.0	88.6
Vinto - Santivañez	130.0	86.5
San Jose - Carrasco	130.0	73.6
S. Isabel - Arocagua	74.0	76.8
Corani - V. Hermoso	74.0	71.9
V. Hermoso - Arocagua	74.0	69.9
S. Isabel - San José	74.0	58.4
<b>Transformadores</b>		
Mazocruz 230	142.5	138.9
Urubó 230	142.5	81.6
V. Hermoso 230	142.5	76.4
Guaracachi 230 - 01	71.0	52.9
Guaracachi 230 - 02	71.0	50.6
Vinto 115 - 01	24.0	20.6
Vinto 115 - 02	24.0	21.1



## Potencia Firme de Generación y Potencia de Reserva Fría

El parque generador remunerado por Potencia Firme se determina semestralmente, sobre la base de la potencia de punta y la oferta de capacidad garantizada de las unidades generadoras realizada en el mes de febrero y agosto de cada año.

Como se muestra en el Cuadro 12, la Potencia Firme de los meses de noviembre y diciembre de 2008 se encuentra estimada, y la definitiva será determinada cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2008 – octubre 2009.

Los siguientes subperiodos se deben a cambios en la oferta de capacidad:

- 10 de julio, por el ingreso en operación comercial de la Subestación Arboleada.
- 13 de agosto, por el ingreso en operación comercial de las unidades ARJ13, ARJ14, ARJ15.
- 14 de agosto, por el ingreso en operación comercial de la unidad ANG3.

Mientras que los subperiodos que se inicien el 1 de mayo y el 1 de noviembre, corresponden a la oferta de capacidad garantizada por los Agentes generadores.

**CUADRO 12**  
**POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA DE UNIDADES GENERADORAS (MW)**

Periodo	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Reserva Fría
Del 01/11/07 al 30/04/08	454.2	454.4	
Del 01/05/08 al 09/07/08	457.1	451.7	
Del 10/07/08 al 12/08/08	457.1	451.6	
Del 13/08/08 al 13/08/08	457.1	451.7	
Del 14/08/08 al 31/10/08	458.2	450.5	
Del 01/11/08 al 31/12/08 (p)	460.8	480.0	22.7

(p) previsto





## DESEMPEÑO DEL SISTEMA

La disponibilidad operacional de las instalaciones de generación en el año 2008, expresada como el porcentaje de tiempo en el año en que estaban operando o en condición de operación, fue de 97.4%. En el cuadro 13 se indica que la disponibilidad

de las termoeléctricas fue de 96.2% y de las hidroeléctricas 99.1%.

La disponibilidad operacional del Sistema Troncal de Interconexión (STI) en 2008 fue de 98.3%.

**CUADRO 13**  
DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES - 2008

Instalaciones	Disponibilidad (%)
Unidades Hidroeléctricas	99.1
Unidades Termoeléctricas	96.2
Transmisión (STI)	98.3

En los Cuadros 14 y 15 se observa que el tiempo total de interrupción del suministro en el año 2008; medida como el cociente entre la energía no servida y la potencia

de punta, fue de 24.3 minutos y la energía interrumpida durante este lapso fue de 363.2 MWh respectivamente.

**CUADRO 14**  
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO -2008

Origen	Minutos
Fallas en Generación	5.6
Fallas en Transmisión	18.7
Total	24.3

**CUADRO 15**  
ENERGÍA INTERRUMPIDA – 2008

Consumidor	MWh
CRE	9.9
ELECTROPAZ	158.1
ELFEC	11.6
ELFEO	2.5
SEPSA	44.7
CESSA	23.0
EMVINTO	1.9
COBOCE	67.1
EMIRSA	2.3
EMSC	35.7
IAGSA	6.5
<b>Total</b>	<b>363.2</b>



Durante la gestión de 2008, las fallas más significativas fueron las siguientes:

- Colapso del área Norte el día 2 de octubre, por la desconexión de la línea Kenko – Mazocruz a causa de un globo aerostático de publicidad, que arrastró cables telefónicos próximos a la línea. El colapso se produjo mientras se transmitía por la línea Kenko – Mazocruz 117.6 MW del área Central al área Norte.
- Colapso del área de Oruro el día 29 de abril por la desconexión de las líneas Vinto – Sud y Huayñacota - Vinto por rotura de una grampa en la línea Vinto – Sud.

Otras fallas de menor significación fueron resueltas con la actuación del esquema de Alivio de Carga.

En general, la indisponibilidad de unidades de generación fué solucionada en forma oportuna. Aquellas indisponibilidades mayores a 30 días continuos se resumen en el Cuadro 16.

**CUADRO 16**  
**INDISPONIBILIDADES MAYORES**  
**A 30 DÍAS**

Unidad Generadora	Días
GCH01	67.2
VHE04	55.7
CUT02	37.4
CUT03	47.0
CUT04	34.6
ANG01	94.7
ANG02	93.8
KEN02	294.4
CJL02	69.5
CJL02	66.7
ARJ12	157.0
QUE02	30.9
GBE01	101.8
QUE01	30.5
ARJ15	52.6



## PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

### **Costos Marginales de Generación**

El cálculo de los costos marginales ha sufrido una modificación debido al Decreto Supremo N° 29599, de fecha 11 de junio de 2008.

El decreto establece que se debe tratar a las unidades de combustible líquido como unidades forzadas, variando el costo marginal previsto en el periodo mayo - octubre 2008 y consecuentemente el costo marginal operativo a partir de la fecha de emisión del decreto.

El costo marginal promedio anual del año 2008 fue 15.74 US\$/MWh (sin impuestos), con un mínimo de 14.07 US\$/MWh y un máximo de 16.89 US\$/MWh.

En todo el año 2008, los costos marginales de generación fueron inferiores a los previstos tal como se muestra en el Cuadro 17, esto debido principalmente, a la disminución de la demanda y mayor disponibilidad del parque generador.

Los eventos no previstos en la programación (cambios en la hidrología, en la demanda y en la indisponibilidad de unidades generadoras), han incidido en los costos marginales mostrando una diferencia entre los costos previstos en la programación semestral y del despacho de carga real de 8% (1.25 US\$/MWh) menor respecto a lo programado.

**CUADRO 17**  
**COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2008 (Sin IVA)**

Mes	Previsto	Real	Diferencia
Enero	15.62	14.23	-1.39
Febrero	15.66	14.07	-1.59
Marzo	18.46	14.50	-3.96
Abril	18.44	15.25	-3.19
Mayo	16.63	16.44	-0.19
Junio	17.23	16.12	-1.11
Julio	16.85	16.30	-0.55
Agosto	17.16	16.89	-0.27
Septiembre	17.26	16.70	-0.56
Octubre	17.17	16.21	-0.96
Noviembre	17.07	16.47	-0.60
Diciembre	16.27	15.65	-0.62
<b>Promedio</b>	<b>16.99</b>	<b>15.74</b>	<b>-1.25</b>

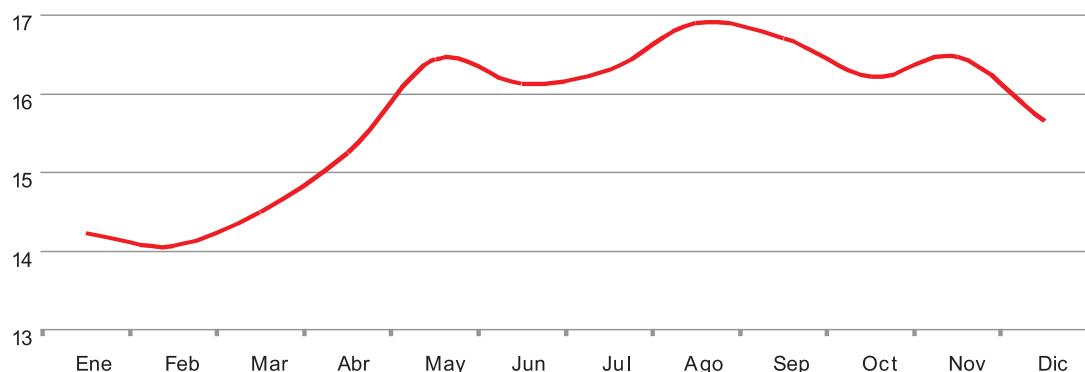


El costo marginal promedio anual de generación resultante del despacho de carga realizado en la gestión de 2008 (15.74 US\$/MWh), resulta ser 1.7 % superior al costo del año 2007 (15.47 US\$/MWh).

En el Gráfico 10 se presentan los costos marginales promedio mensuales, registrados durante la gestión 2008; en los meses correspondientes a la época seca se registran los costos marginales más elevados.



**GRÁFICO 10  
COSTOS MARGINALES REALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh)**



#### Precios de Energía en el Mercado Spot

Los precios de energía en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión STI (precios spot), han sido determinados por el despacho de carga efectuado y los costos marginales de generación en el año 2008. Los valores medios anuales que incluyen los precios de la energía forzada, se muestran en el Cuadro 18:

**CUADRO 18**  
**PRECIOS SPOT DE ENERGÍA -AÑO 2008 (SIN IVA)**

Agente	Nodo	US\$/MWh
CRE	GCH, URU, ARB	15.76
ELECTROPAZ	KEN	17.34
ELFEC	ARO, VHE, COB, CHI	16.00
ELFEO	VIN, CAT	16.39
CESSA	ARJ, MAR	16.85
SEPSA	VARIOS	17.23
IAG-SA	GCH	15.56
EMIRSA	VIN115	16.04
EMVINTO	VIN69	16.21
COBOCE	CBC	15.95
EMSC	PUN230	16.99
VHE para su contrato con EMSC	PUN230	17.18
COBEE para su contrato con ELECTROPAZ	KEN	16.00
COBEE para su contrato con ELFEO	VIN	16.22
COBEE para su contrato con EMSC	PUN230	15.41
<b>Promedio</b>		<b>16.23</b>

Los contratos de COBEE con ELFEO y ELECTROPAZ han concluido el 21 de diciembre de 2008. Los contratos de Minera San Cristóbal entraron en vigencia a partir del 17 de marzo con Valle Hermoso y a partir del 22 de diciembre de 2008 con COBEE.

Por lo anterior, las compras de energía de ELFEO y ELECTROPAZ se realizaron en el Mercado de Contratos hasta el 21 de diciembre y, a partir del 22 de diciembre, ambas empresas satisfacen todo su requerimiento de energía en el Mercado Spot.





## Precios de Potencia en el Mercado Spot

El precio básico de potencia, durante la gestión de 2008, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 49.5 MW ISO, con un costo total de 380.1 US\$ por kW de potencia efectiva in situ. El nodo de referencia se ubicó en Guaracachi.

El precio básico de potencia se aplica a la potencia firme de las unidades generadoras. En el periodo mayo - octubre de 2008, el precio básico de la potencia era de 5.34 US\$/kW - mes.



El precio básico de potencia, los factores de nodo por potencia y los descuentos por indisponibilidad de unidades generadoras, determinaron durante la gestión 2008 los precios medios en nodos detallados por Agente en el Cuadro 19.

**CUADRO 19  
PRECIOS SPOT DE POTENCIA – AÑO 2008 (SIN IVA)**

Agente	Nodo	US\$/kW-mes
CRE	GCH, URU, ARB	5.08
ELECTROPAZ	KEN	5.11
ELFEC	ARO, VHE, COB, CHI	5.18
ELFEO	VIN, CAT	5.33
CESSA	ARJ, MAR	5.43
SEPSA	VARIOS	5.78
IAGSA	GCH	5.16
EMIRSA	VIN115	5.24
EMVINTO	VIN69	5.27
COBOCE	CBC	5.27
EMSC	PUN230	5.60
VHE para su contrato con EMSC	PUN230	5.54
COBEE para su contrato con ELECTROPAZ	KEN	5.16
COBEE para su contrato con ELFEO	VIN	5.26
COBEE para su contrato con EMSC	PUN230	5.33
<b>Promedio</b>		<b>5.21</b>

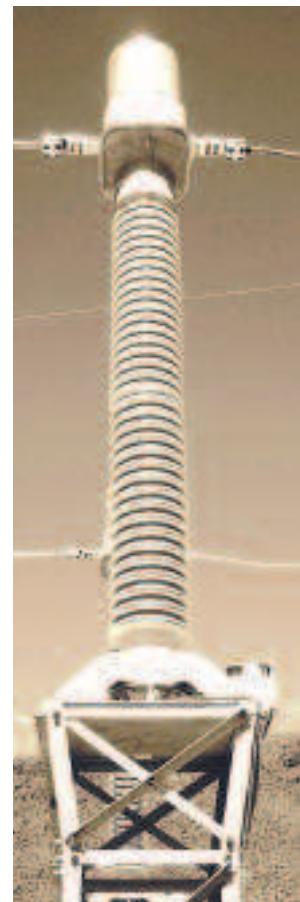
## Precios de Transporte en el STI

El costo del transporte de energía en el MEM corresponde al valor aprobado del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado. Dicho costo es asignado a generadores y consumidores de acuerdo con la metodología establecida, y se divide en "ingreso tarifario" (relacionado con las pérdidas marginales de transmisión) y "peaje". El ingreso tarifario está incluido en el precio de la energía en el nodo respectivo.

El peaje promedio anual en 2008 fue de 3.15 US\$/kW-mes, 8.2% mayor que en el 2007. Este valor incluye el peaje correspondiente a líneas de transmisión del sistema Larecaja y del sistema Punutuma – Tupiza, que no forman parte del Sistema Troncal de Interconexión.

## Precios Medios Monómicos

Los diferentes cargos señalados anteriormente, dan los valores medios monómicos descritos en el Cuadro 20:



**CUADRO 20**  
**PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS EN EL MERCADO SPOT (U\$S/MWh) - 2008 (Sin IVA)**

Consumidor	Nodo	Cargo por Energía	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Total
CRE	GCH,URU,ARB	15.76	10.70	7.11	33.57
ELECTROPAZ	KEN	17.34	7.62	5.03	29.99
COBEE para Electropaz	KEN	16.00	13.09	8.56	37.64
COBEE para Elfco	VIN	16.22	10.81	6.93	33.97
ELFEC	VARIOS	16.00	11.24	7.32	34.55
ELFO	VIN,CAT	16.39	12.22	7.73	36.34
SEPSA	VARIOS	17.23	13.79	8.04	39.07
CESSA	MAR, ARJ	16.85	12.58	7.81	37.25
IAGSA	GCH	15.56	0.00	0.00	15.56
EMIRSA	VIN	16.04	7.08	4.55	27.67
EMVINTO	VIN	16.21	8.84	5.65	30.70
COBOCE	COB	15.95	6.02	3.85	25.82
VHE para EMSC	PUN	17.18	9.01	5.49	31.68
EMSC	PUN	16.99	9.18	5.53	31.70
COBEE para EMSC	PUN	15.41	8.01	5.05	28.47
<b>Promedio</b>		<b>16.23</b>	<b>11.01</b>	<b>7.12</b>	<b>34.35</b>



## TRANSACCIONES ECONÓMICAS



Durante la gestión 2008 se emitieron 14 Documentos de Transacciones Económicas correspondientes a las transacciones de cada mes, recálculo de transacciones y la reliquidación por potencia de punta. La valorización de las transacciones se realizó por energía a costos marginales de generación de 15 minutos, por potencia y reserva fría a precios de nodo y por peajes de generadores y de consumidores. Los registros de energía y potencia valorizados en las Transacciones Económicas corresponden al Sistema de Medición Comercial (SMEC).

### Ventas en el MEM

Las ventas totales en el MEM, por generación y transporte de energía eléctrica en el año 2008 ascienden a 188.2 Millones de US\$. (Sin IVA) según el Cuadro 21.

**CUADRO 21**

VENTAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2008

Concepto	M US\$	Participación (%)
Generación		
Inyecciones de Energía	82,634	
Inyecciones de Potencia	55,971	
<b>Subtotal Ventas de Generadores</b>	<b>138,606</b>	<b>74</b>
Transmisión		
Peaje de Generadores	11,685	
Peaje de Consumidores	36,567	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	1,342	
<b>Subtotal Ventas de Transmisores</b>	<b>49,595</b>	<b>26</b>
<b>Total Ventas</b>	<b>188,200</b>	



Los contratos de compra – venta de energía durante el año 2008 fueron:

"COBEE que abasteció a ELFEO y ELETROPAZ, los mismos que concluyeron el 20 de diciembre de 2008".

"Minera San Cristóbal que firmó contrato de abastecimiento inicialmente con Valle Hermoso a partir del 17 de marzo y adicionalmente con COBEE a partir del 21 de diciembre".

Los demás Agentes del MEM operaron en el mercado Spot de energía.

### Compras en el MEM

Las compras valorizadas por energía, potencia y peajes se indican en el Cuadro 22:

**CUADRO 22  
COMPRAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2008**

Concepto	Consumidores	Generadores (*)	Total
Retiros de Energía	67,126	16,276	83,402
Retiros de Potencia	43,925	12,620	56,545
Peaje para Consumidores	28,364	8,204	36,567
<b>Subtotal compras por Consumos</b>	<b>139,415</b>	<b>37,100</b>	<b>176,514</b>
Peaje para Generadores		11,685	11,685
<b>Total Compras</b>	<b>139,415</b>	<b>48,785</b>	<b>188,200</b>

(\*) Las compras de generadores corresponden a las compras de COBEE y VHE para abastecer sus contratos de suministro.

### Fondos de Estabilización

Los Fondos de Estabilización se originan en las diferencias de las recaudaciones por transacciones de energía y potencia a "Precios de Aplicación" sancionados por la Superintendencia de Electricidad y las transacciones con Precios Spot resultantes del despacho de carga.

Al finalizar la gestión de 2008, el monto

acumulado en el Fondo ascendió a menos 32.5 millones de Bs.

Las variaciones de los Fondos de Estabilización entre las gestiones 2007 y 2008, para los Agentes generadores y transmisores se presentan en el Cuadro 23, y las variaciones para las empresas de distribución en el Cuadro 24. Finalmente en el Gráfico 11, se observa la evolución histórica de los Fondos de Estabilización durante el periodo 2002 y 2008.



**CUADRO 23**  
**FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)**

Generador / Transmisor	Saldo a Dic. 2007	Variación en 2008	Saldo a Dic. 2008
CORANI	14,347	(18,144)	(3,797)
EGSA	15,709	(33,476)	(17,767)
VHE	23,000	(15,325)	7,675
COBEE	124	(1,389)	(1,265)
CECBB	6,002	(10,952)	(4,950)
ERESA	215	(2,005)	(1,791)
HB	(29)	(8,451)	(8,480)
SYNERGIA	208	(660)	(453)
GBE	(280)	(628)	(908)
SDB	(38)	(124)	(161)
TDE (Ingreso Tarifario)	578	(919)	(340)
ISA (Ingreso Tarifario)	18	(227)	(209)
<b>Total</b>	<b>59,853</b>	<b>(92,301)</b>	<b>(32,447)</b>

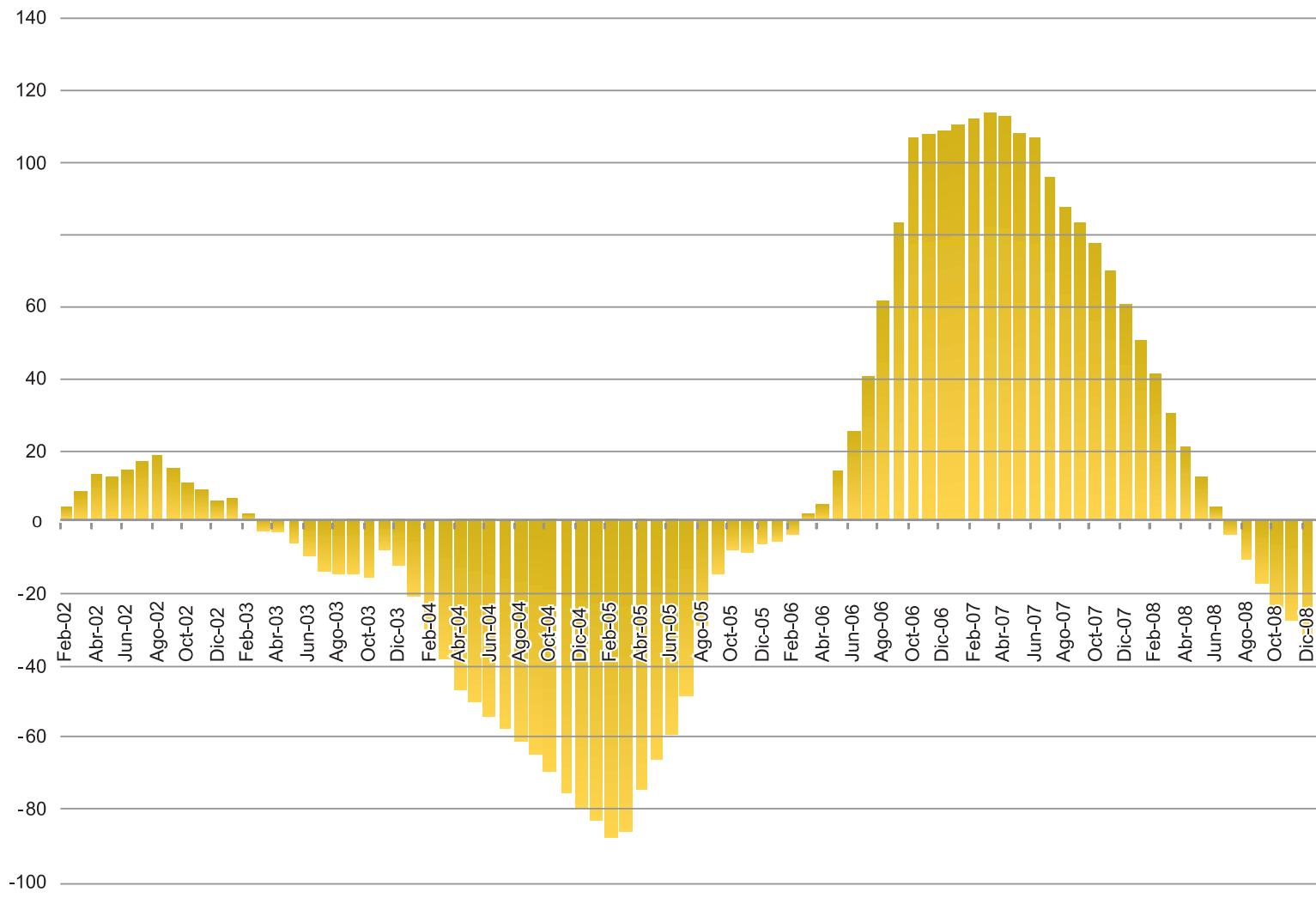
*Nota: Los valores positivos del cuadro anterior indican saldos a favor de los Agentes*

**CUADRO 24**  
**FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)**

Distribuidor	Saldo a Dic. 2007	Variación en 2008	Saldo a Dic. 2008
CRE	2,629	(41,033)	(38,404)
ELECTROPAZ	57,830	(31,334)	26,496
ELFEC	18,688	4,317	23,005
ELFEO	(4,238)	(7,142)	(11,381)
SEPSA	(391)	(11,707)	(12,098)
CESSA	(14,664)	(5,401)	(20,065)
<b>Total</b>	<b>59,853</b>	<b>(92,301)</b>	<b>(32,447)</b>



GRÁFICO 11  
FONDO DE ESTABILIZACIÓN ACUMULADO (MM Bs.)





## ESTADÍSTICA DEL PERÍODO 1996 - 2008

**CUADRO 25**  
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2008

ADICIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN			
Año	Empresa	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
1996	VHE	CAR01, CAR02	104.3
1997	COBEE	TIQ, ZON, SRO03	18.5
1998	COBEE HIDROBOL	CUT05, BOT03 CHJ01	17.1 0.9
1999	EGSA SYNERGIA COBEE	GCH09, GCH10 KAN HUA01, HUA02	118.4 7.5 30.5
2000	CECBB	BUL01, BUL02	88.1
2001	ERESA	KIL03, LAN03	9.1
2002	HIDROBOL	CHJ02, YAN	89.5
2004	CORANI	SIS05	19.2
2006	COBEE EGSA	SRO01, SRO02 AR9, ARJ10, ARJ11, ARJ12	17.5 7.2
	EGSA	GCH11	63.4
2007	GUABIRÁ	GBE01	16.6
	SDB	QUE01, QUE02	1.9
2008	COBEE CORANI EGSA	ANG03 BOT, CUT COR01, COR02, COR03 ARJ13, ARJ14, ARJ15	3.0 0.8 2.9 4.8
<b>Total</b>			<b>621.2</b>
		<i>Hidro</i>	<i>218.4</i>
		<i>Termo</i>	<i>402.8</i>
RETIROS DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN			
Año	Empresa	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
2001	EGSA	GCH05 ARJ04, ARJ07	19.2 5.4
2002	EGSA	GCH03	19.1
2003	COBEE	ACH	4.0
<b>Total</b>			<b>47.7</b>

GRÁFICO 12  
DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA DEL SIN (GWh)

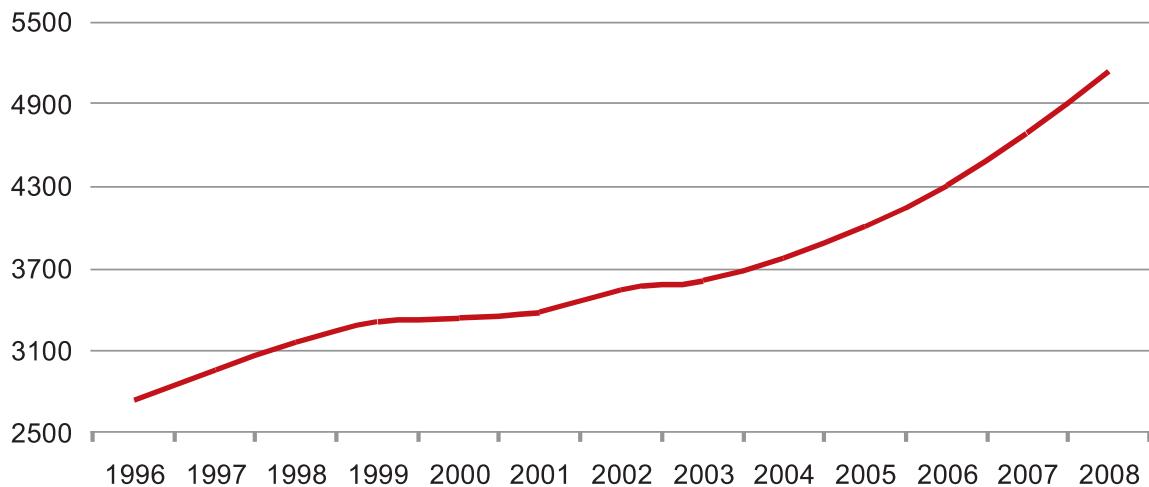


GRÁFICO 13  
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh)

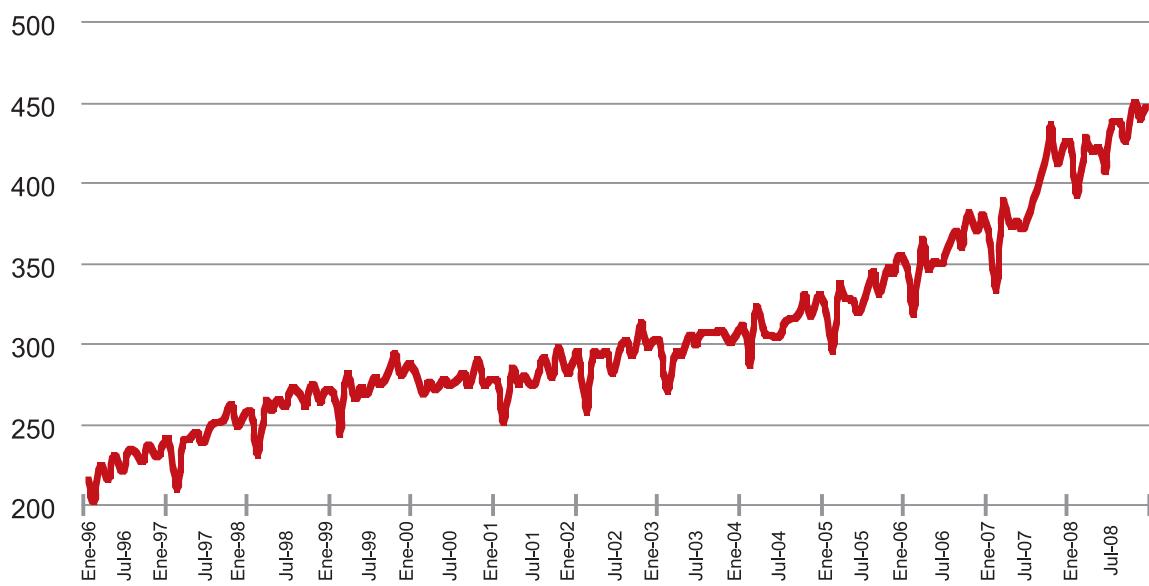


GRÁFICO 14  
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS DEL SIN (GWh)

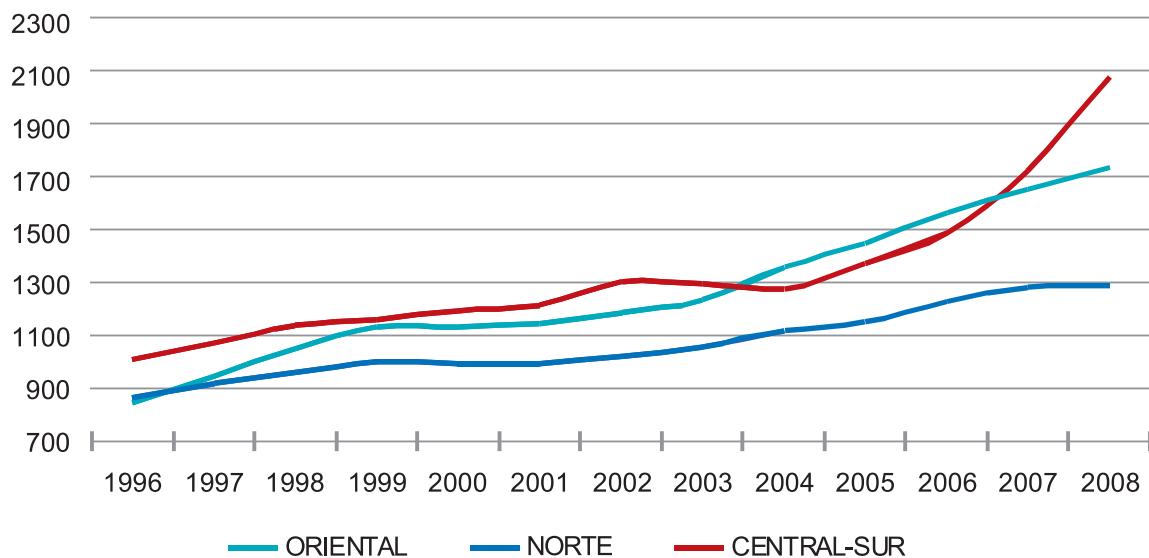


GRÁFICO 15  
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

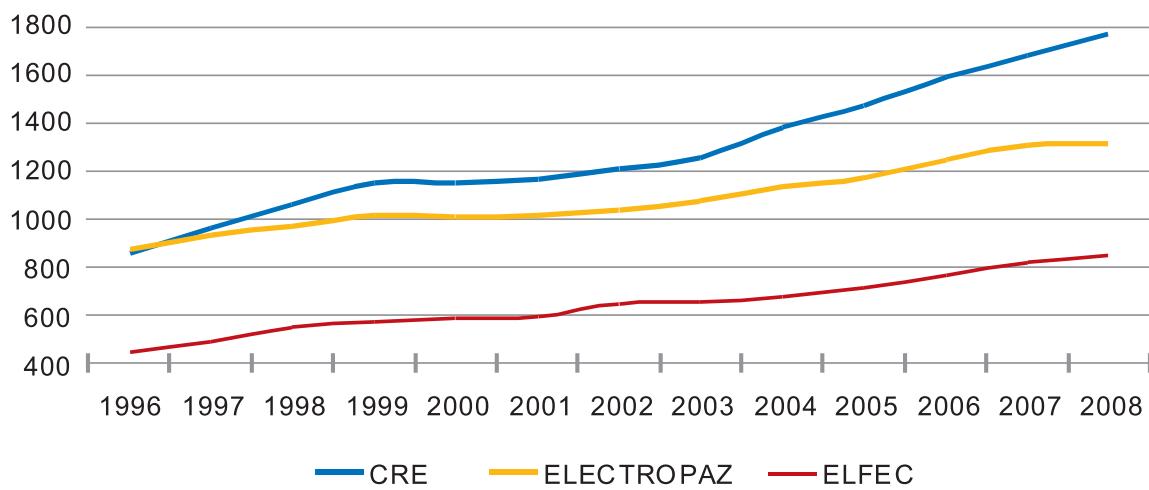


GRÁFICO 16  
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

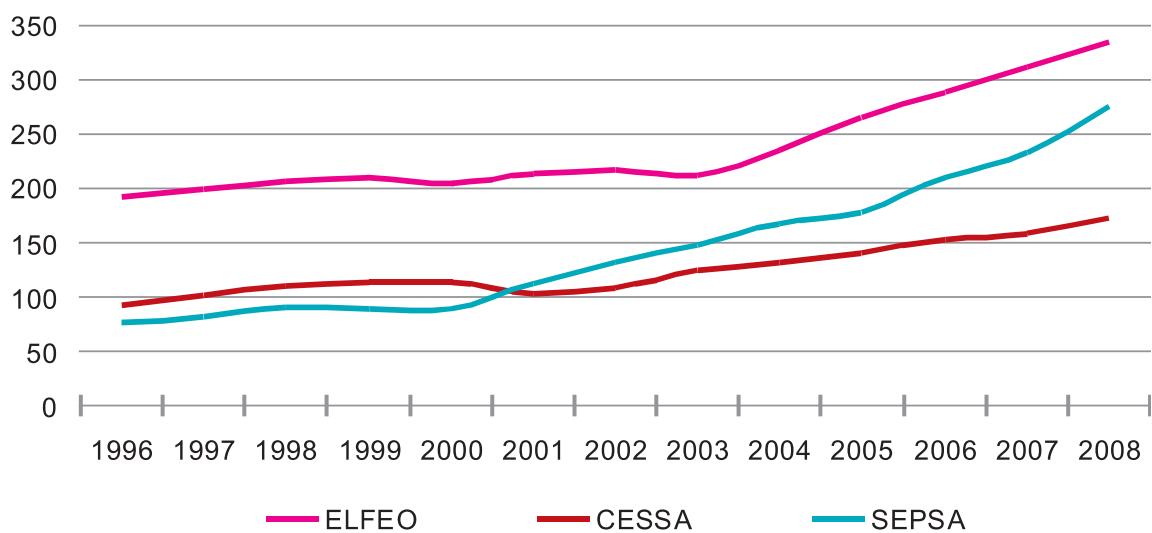
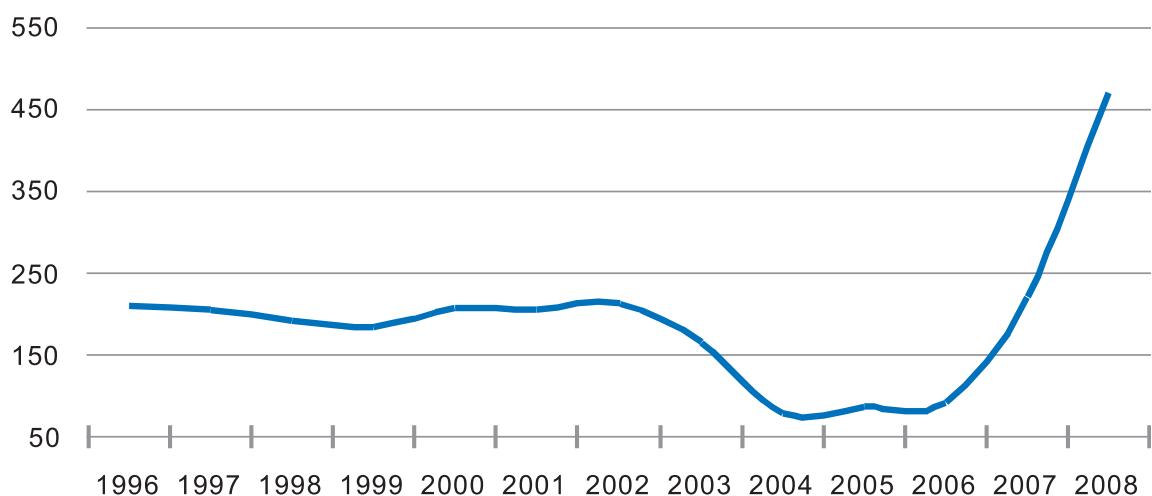


GRÁFICO 17  
DEMANDA DE CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL SIN (GWh)



**CUADRO 26**  
**CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Año	Energía GWh	Potencia Máxima MW	Incremento Anual	
			Energía (%)	Potencia (%)
1996	2,716.4	544.6		
1997	2,945.9	583.7	8.4	7.2
1998	3,159.8	622.7	7.3	6.7
1999	3,308.6	644.3	4.7	3.5
2000	3,335.5	644.9	0.8	0.1
2001	3,371.7	646.8	1.1	0.3
2002	3,532.2	674.3	4.8	4.2
2003	3,603.8	684.1	2.0	1.5
2004	3,771.0	704.8	4.6	3.0
2005	3,994.3	759.1	5.9	7.7
2006	4,305.8	813.1	7.8	7.1
2007	4,686.4	895.4	8.8	10.1
2008	5,138.0	898.7	9.6	0.4

**GRÁFICO 18**  
**CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)**

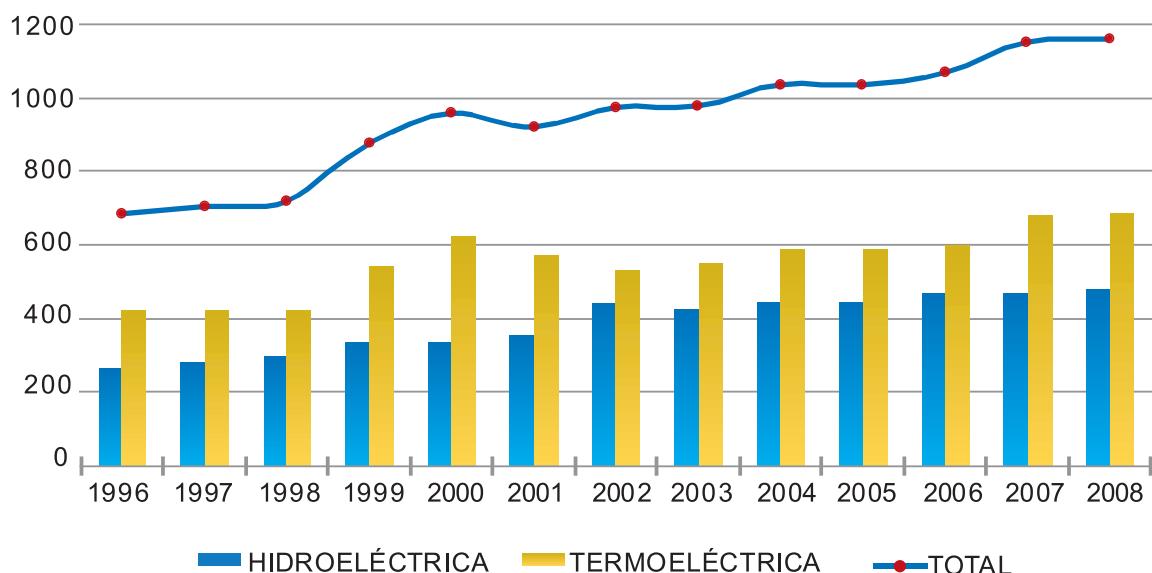


GRÁFICO 19  
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (GWh)

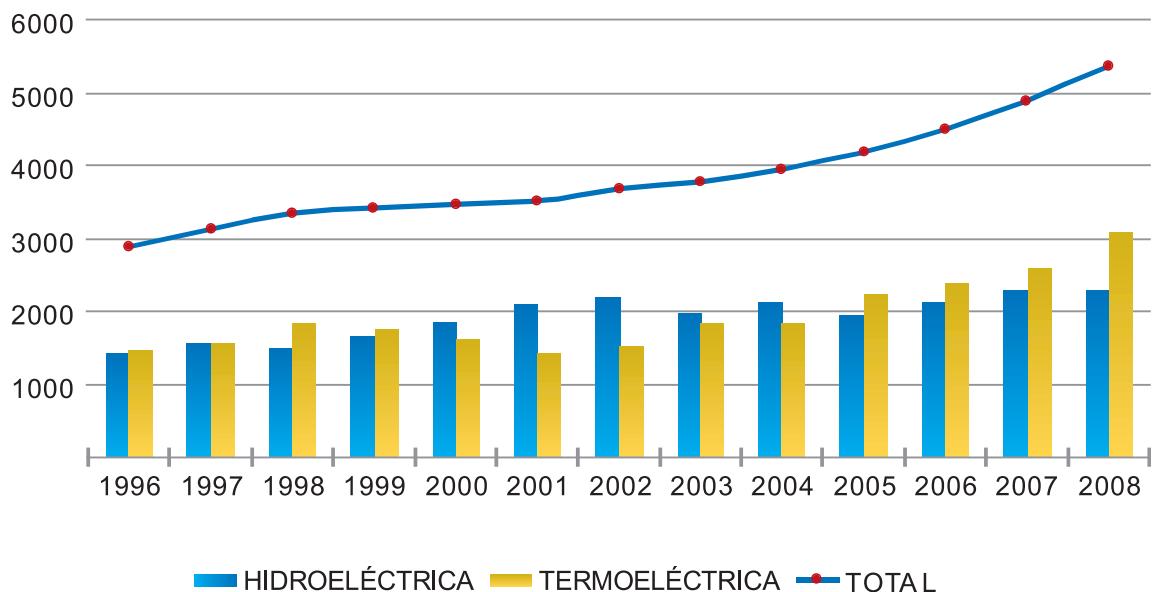


GRÁFICO 20  
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (MINUTOS)

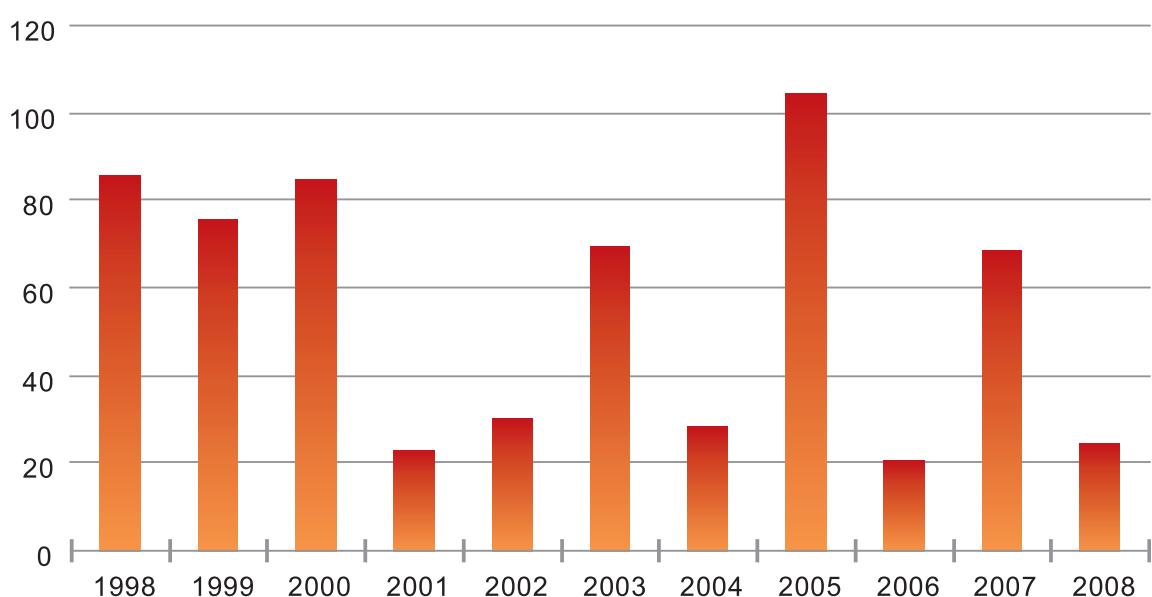




GRÁFICO 21

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN Y PRECIOS SPOT DE ENERGÍA (US\$/MWh) (Sin IVA)

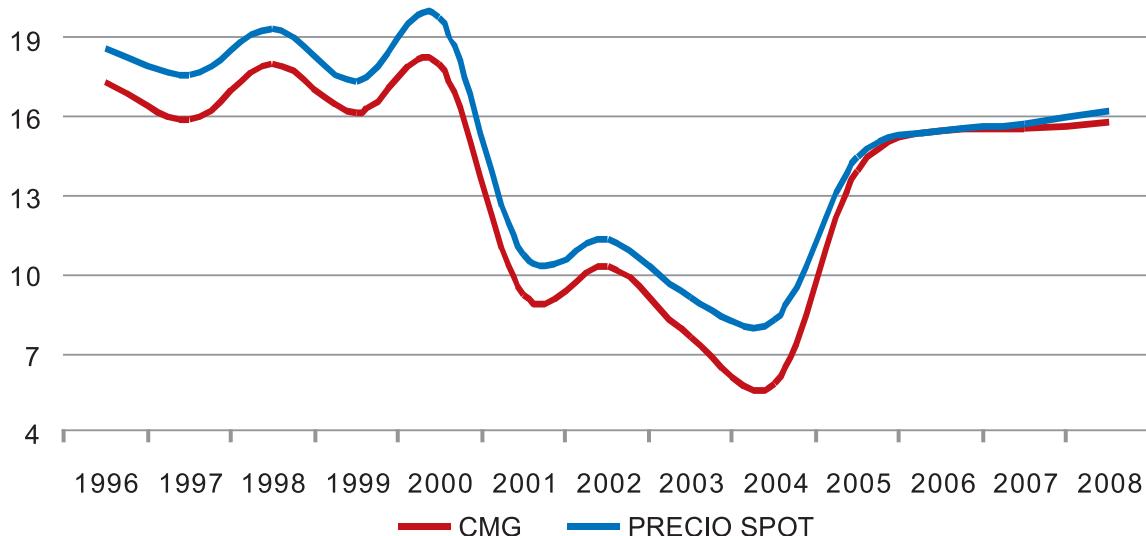
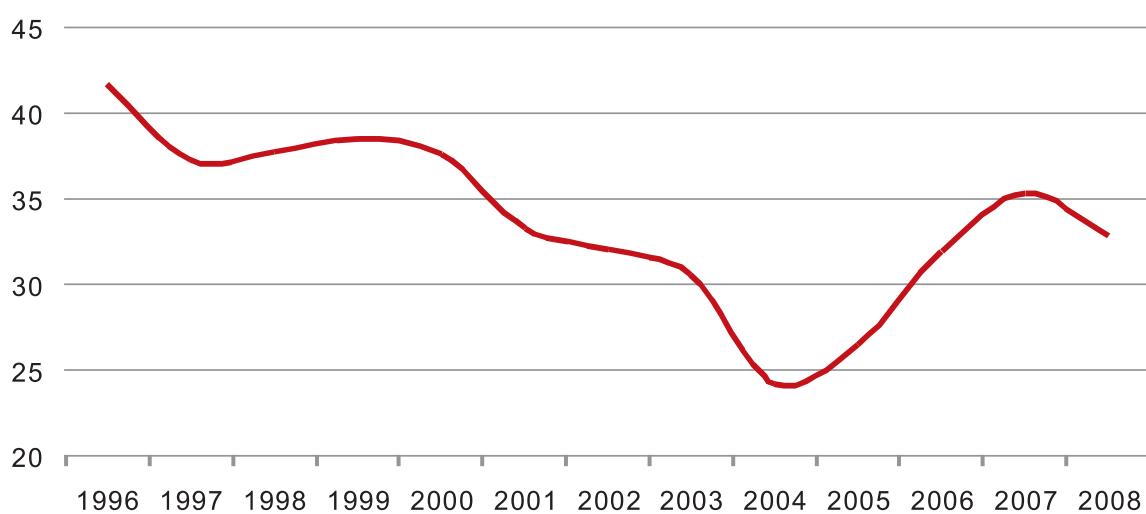


GRÁFICO 22

PRECIOS MONÓMICOS (US\$/MWh) (Sin IVA)





# ANEXOS

# RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SIN

## ÍNDICE DE ANEXOS

### **AÑO 2008**

Capacidad de Generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del 2008.....	1
Oferta de Capacidad de Transmisión en el STI en Diciembre de 2008.....	2
Producción Bruta De Energía.....	3
Inyecciones y Retiros de Energía en el STI.....	4
Potencias Máximas en Nodos del STI.....	5
Potencias Coincidentales con la Máxima del Sistema en el STI .....	6
Curva de Carga en día de Máxima Demanda.....	7
Potencia Máxima Instantánea en Principales Tramos del STI.....	8
Indisponibilidad de Instalaciones de Generación .....	9
Indisponibilidad de Instalaciones de Transmisión.....	10
Potencia de Punta y Potencia Firme.....	11
Fallas más Significativas de Generación y Transmisión.....	12
Costos Marginales de Generación sin IVA.....	13
Precios de Energía en Nodos Principales del STI sin IVA.....	14
Precios Medios sin IVA .....	15
Precios de Gas Natural Declarados por los Generadores con IVA.....	16
Precios de Gas Natural Declarados por los Generadores sin IVA.....	16
Evolución del Volumen Embalsado - Corani (hm <sup>3</sup> ).....	17
Evolución del Volumen Embalsado (hm <sup>3</sup> ).....	18
Evolución de Caudales Semanales al Embalse Corani (m <sup>3</sup> /s).....	19

### **PERÍODO 1996 – 2008**

Demanda de Energía por Áreas.....	20
Demanda de Energía por Empresas.....	20
Demanda Mensual de Energía.....	21
Demanda Máxima Anual.....	21
Capacidad de Generación.....	22
Producción Bruta.....	22
Tiempo Equivalente de Interrupción.....	22
Colapsos en Áreas del SIN.....	23
Costos Marginales de Generación sin IVA.....	24
Precios Spot de Emergencia sin IVA.....	24
Precios Semestrales .....	25
Agentes del MEM Gestión 2008.....	26
Diagrama Unifilar del Sistema Interconectado Nacional.....	27

## CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2008

Agente	Central	Número de Unidades	Capacidad Efectiva (MW)	Agente	Central	Unidad	Capacidad Efectiva (MW)
COBEE	ZONGO	1	10.5	EGSA	GUARACACHI (25° C)	GCH01	22.23
	TIQUIMANI	1	9.40			GCH02	19.81
	BOTIJLACA	3	7.30			GCH04	20.33
	CUTICUCHO	5	23.70			GCH06	21.41
	SANTA ROSA BC	1	7.00			GCH07	21.67
	SANTA ROSA AC	1	10.50			GCH08	21.62
	SAINANI	1	10.20			GCH09	63.39
	CHURURAQUI	2	25.30			GCH10	63.39
	HARCA	2	26.50			GCH11	63.39
	CAHUA	2	27.50				
	HUAJI	2	30.50				
<b>Subtotal</b>		<b>21</b>	<b>188.40</b>	<b>Subtotal</b>			<b>317.20</b>
CORANI	CORANI	4	56.70	CECBB	BULO BULO (25° C)	BUL01	44.82
	SANTA ISABEL	5	93.18			BUL02	44.82
<b>Subtotal</b>		<b>9</b>	<b>149.90</b>	<b>Subtotal</b>			<b>89.60</b>
HIDROBOL	CHOJLLA	1	38.40	VHE	CARRASCO (25° C)	CAR01	55.93
	YANACACHI	1	51.10			CAR02	55.93
	CHOJLLA ANTIGUA	1	0.85				
<b>Subtotal</b>		<b>3</b>	<b>90.40</b>	<b>Subtotal</b>			<b>111.90</b>
COBEE	MIGUILLA	2	2.40	VHE	VALLE HERMOSO (18° C)	VHE01	18.49
	ANGOSTURA	3	6.50			VHE02	18.58
	CHOQUETANGA	3	6.10			VHE03	18.58
<b>Subtotal</b>	CARABUCO	1	6.10			VHE04	18.58
				<b>Subtotal</b>			<b>74.20</b>
RÍO ELÉCTRICO	KILPANI	3	11.45	EGSA	ARANJUEZ (15° C)	ARJ08	18.49
	LANDARA	3	5.20			ARJ09	1.60
	PUNUTUMA	1	2.40			ARJ10	1.60
<b>Subtotal</b>		<b>7</b>	<b>19.10</b>			ARJ11	1.60
<b>SYNERGIA</b>	KANATA	1	7.60			ARJ12	1.60
<b>SDB</b>	QUEHATA	1	2.00			ARJ13	1.60
<b>TOTAL</b>		<b>51</b>	<b>478.30</b>			ARJ14	1.60
						ARJ15	1.60
						ARJ01	2.70
						ARJ02	2.70
						ARJ03	2.70
						ARJ05	2.70
						ARJ06	2.70
<b>Subtotal</b>				<b>Subtotal</b>			<b>43.20</b>
COBEE	KENKO (10° C)			COBEE	KENKO (10° C)	KEN01	9.00
						KEN02	9.00
<b>Subtotal</b>				<b>Subtotal</b>			<b>18.00</b>
<b>EGSA</b>	KARACHIPAMPA (0° C)			<b>EGSA</b>	KARACHIPAMPA (0° C)	KAR01	13.90
<b>GBE</b>	GUABIRÁ (Vapor)			<b>GBE</b>	GUABIRÁ (Vapor)	GBE	16.00
<b>TOTAL</b>				<b>TOTAL</b>		34	<b>684.10</b>

CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN A FINES DE 2008 1,162.41 MW

## OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI EN DICIEMBRE DE 2008

Empresa	Línea de Transmisión	Tensión kV	Conductor	Longitud km	Capacidad MW
TDE	Carrasco - Chimoré	230	RAIL	75.3	130
TDE	Carrasco - Guaracachi	230	RAIL	179.0	130
TDE	Carrasco - Santiváñez	230	RAIL	225.6	130
TDE	Chimoré - San José	230	RAIL	78.8	130
TDE	Mazocruz-Vinto Capacitor	230	RAIL	193.4	130
TDE	Santiváñez - Vinto	230	RAIL	123.7	130
TDE	San José - Valle Hermoso	230	RAIL	59.6	130
TDE	Valle Hermoso - Santiváñez	230	RAIL	22.7	130
TDE	Arocagua - Santa Isabel	115	IBIS	45.6	74
TDE	Arocagua - Valle Hermoso	115	IBIS	5.4	74
TDE	Catavi - Ocurí	115	IBIS	97.8	74
TDE	Catavi - Sacaca	115	IBIS	43.4	74
TDE	Catavi - Vinto	115	IBIS	76.7	74
TDE	Tap Coboce - Sacaca	115	IBIS	41.9	74
TDE	Tap Coboce - Valle Hermoso	115	IBIS	45.5	74
TDE	Corani -Santa Isabel	115	IBIS	6.4	74
TDE	Corani-Valle Hermoso	115	IBIS	43.5	74
TDE	Kenko - Senkata	115	IBIS	6.3	74
TDE	Kenko - Senkata	115	RAIL	8.0	117
TDE	Ocurí - Potosí	115	IBIS	84.4	74
TDE	Senkata-Mazocruz	115	RAIL	7.8	130
TDE	Santa Isabel - San José	115	IBIS	8.9	74
TDE	Valle Hermoso- Vinto	115	IBIS	148.0	74
TDE	Aranjuez - Mariaca	69	PARTRIDGE	42.9	22
TDE	Aranjuez - Sucre	69	IBIS	12.0	42
TDE	Don Diego - Karachipampa	69	PARTRIDGE	16.0	22
TDE	Don Diego - Mariaca	69	PARTRIDGE	31.2	22
TDE	Karachipampa - Potosí	69	PARTRIDGE	10.0	23
TDE	Potosí - Punutuma	69	IBIS	73.2	30
ISABOL	Carrasco - Arboleda	230	ACARD	102.1	143
ISABOL	Urubó - Arboleda	230	ACARD	61.9	143
ISABOL	Santiváñez - Sucre	230	RAIL	246.0	143
ISABOL	Sucre - Punutuma	230	DRAKE	177.0	143

EMPRESA	SUBESTACIÓN	Tensión kV	CAPACIDAD	SUBESTACIÓN	Tensión kV	CAPACIDAD
TDE	Guaracachi (*)	230/69	6 X 25 MVA	Vinto (*)	230/115	3 X 33.3 MVA
	Guaracachi	230	21 MVar	Vinto	120/72	2 X 25 MVA
	Aranjuez	69	7.2 MVar	Vinto	115	24 MVar
	Kenko	115	12 MVA	Vinto	69	13.8 MVA
	Kenko	69	12 MVA	Vinto	230	21 MVA
	Potosí	120/72	25 MVA	Vinto	28.13	54.85 MVA
	Potosí	69	7.2 MVA	San José (*)	230/115	3 X 25 MVA
	Catavi	120/72	25 MVA	San José	230	21 MVA
	Catavi	69	7.2 MVA	Mazocruz (*)	230/115	3 X 50 MVA
	Valle Hermoso (*)	230/115	3 X 50 MVA	Santiváñez	230	15.6 MVA
ISABOL	Carrasco	230	12 MVA	Santiváñez	230	12 MVA
	Punutuma (*)	230/69	3 X 20 MVA	Sucre	230	2 X 12 MVA
	Punutuma	230	2 X 12 MVA	Urubó (*)	230/69	3 X 50 MVA
	Sucre (*)	230/69	3 X 20 MVA	Urubó	230	12 MVA
Arboleda						
230/15						
3X3.33 MVA						

(\*) Monofásico

## PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2008

Empresa		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
<b>Hidroeléctrica</b>														
Zongo	COBEE	112,902	104,706	101,211	96,831	59,796	56,996	53,337	40,677	34,725	59,661	80,231	102,183	903,255
Corani	CORANI	80,077	82,878	90,029	65,854	56,065	59,412	55,253	74,695	76,508	80,189	72,137	68,622	861,718
Taquesi	HIDROBOL	53,687	49,381	52,228	27,501	13,325	9,536	9,098	10,115	7,955	14,451	25,796	43,661	316,733
Miguillas	COBEE	9,144	8,230	8,787	7,297	8,516	8,481	8,996	7,462	8,091	9,144	8,510	9,901	102,559
Yura	ERESA	7,127	6,374	6,622	5,831	5,542	6,064	6,240	6,100	5,659	5,530	5,404	5,848	72,341
Kanata	SYNERGIA	2,737	2,378	2,317	1,247	1,088	1,207	1,385	1,647	1,700	1,739	1,640	1,390	20,476
Quehata	SDB	355	399	303	415	106	538	271	114	42	247	245	371	3,406
<b>Subtotal</b>		<b>266,028</b>	<b>254,345</b>	<b>261,496</b>	<b>204,976</b>	<b>144,438</b>	<b>142,235</b>	<b>134,581</b>	<b>140,809</b>	<b>134,679</b>	<b>170,962</b>	<b>193,962</b>	<b>231,976</b>	<b>2,280,487</b>
<b>Termoeléctrica</b>														
Guaracachi	EGSA	65,236	61,059	69,458	91,285	129,990	116,635	130,745	139,770	133,245	131,362	116,851	102,798	1,288,433
Bulo Bulo	CECBB	53,926	44,166	52,701	53,341	55,956	53,486	56,429	47,085	53,789	53,803	53,977	54,967	633,626
Carrasco	VHE	41,825	34,027	43,774	59,516	66,667	61,146	70,818	68,302	63,797	61,083	48,797	44,812	664,563
Aranjuez - TG	EGSA	8,013	8,203	9,273	9,381	11,171	11,265	11,580	8,343	11,255	10,563	10,223	10,019	119,290
Aranjuez - MG	EGSA	3,404	3,348	3,408	3,494	3,385	3,311	2,901	4,272	4,957	5,400	4,488	4,881	47,248
Karachipampa	EGSA	4,790	3,701	2,244	6,635	8,193	3,555	8,191	9,166	8,683	8,771	6,874	7,609	78,411
Kenko	COBEE	67	185	215	520	3,912	5,362	5,724	5,584	5,492	3,797	2,063	598	33,518
Valle Hermoso	VHE	2,627	2,490	5,111	7,850	14,237	22,341	31,210	31,562	25,734	18,168	13,245	7,429	182,003
Aranjuez - DF	EGSA	134	14	1,622	73	414	752	172	1,142	322	192	124	142	5,102
Guabirá	GBE	712	0	0	1,229	3,268	5,195	4,741	5,096	4,550	5,136	7,141	2,249	39,318
<b>Subtotal</b>		<b>180,736</b>	<b>157,192</b>	<b>187,805</b>	<b>233,323</b>	<b>297,191</b>	<b>283,048</b>	<b>322,511</b>	<b>320,322</b>	<b>311,824</b>	<b>298,274</b>	<b>263,782</b>	<b>235,505</b>	<b>3,091,513</b>
<b>TOTAL</b>		<b>446,764</b>	<b>411,537</b>	<b>449,302</b>	<b>438,299</b>	<b>441,629</b>	<b>425,283</b>	<b>457,092</b>	<b>461,131</b>	<b>446,503</b>	<b>469,236</b>	<b>457,744</b>	<b>467,481</b>	<b>5,372,000</b>
Total Generación bruta		446,764	411,537	449,302	438,299	441,629	425,283	457,092	461,131	446,503	469,236	457,744	467,481	5,372,000

## INYECCIONES Y RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2008

Inyecciones	Nodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
GUARACACHI	GCH	63,961	59,829	68,077	89,725	128,060	114,835	128,757	137,546	131,466	129,267	114,908	101,080	1,267,510
ARANJUEZ	ARJ	11,435	11,448	14,160	12,818	14,820	15,175	14,507	13,619	16,369	15,993	14,686	14,892	169,923
KARACHIPAMPA	KAR	4,742	3,675	2,222	6,569	8,111	3,520	8,163	9,074	8,596	8,683	6,806	7,533	77,693
<b>TOTAL GUARACACHI</b>		<b>80,139</b>	<b>74,952</b>	<b>84,459</b>	<b>109,111</b>	<b>150,990</b>	<b>133,529</b>	<b>151,427</b>	<b>160,240</b>	<b>156,430</b>	<b>153,943</b>	<b>136,400</b>	<b>123,505</b>	<b>1,515,126</b>
ZONGO	KEN	108,006	100,151	97,082	92,836	57,543	54,794	51,214	38,836	33,030	57,184	77,048	97,909	865,633
KENKO	KEN	27	146	173	480	3,809	5,234	5,583	5,444	5,356	3,694	1,992	546	32,484
MIGUILAS	VIN	8,734	7,863	8,395	6,967	8,150	8,121	8,620	7,137	7,750	8,768	8,167	9,506	98,179
<b>TOTAL COBEE</b>		<b>116,768</b>	<b>108,161</b>	<b>105,650</b>	<b>100,282</b>	<b>69,502</b>	<b>68,149</b>	<b>65,417</b>	<b>51,417</b>	<b>46,136</b>	<b>69,646</b>	<b>87,207</b>	<b>107,961</b>	<b>996,296</b>
CORANI	COR	29,786	32,073	35,227	26,333	23,026	24,724	23,086	31,208	31,838	32,754	28,318	26,697	345,070
SANTA ISABEL	SÍS	50,177	50,698	54,684	39,404	32,914	34,567	32,046	43,367	44,555	47,313	43,704	41,805	515,235
<b>TOTAL CORANI</b>		<b>79,963</b>	<b>82,771</b>	<b>89,917</b>	<b>65,737</b>	<b>55,940</b>	<b>59,292</b>	<b>55,132</b>	<b>74,575</b>	<b>76,394</b>	<b>80,067</b>	<b>72,022</b>	<b>68,502</b>	<b>860,305</b>
CARRASCO	CAR	40,647	33,016	42,528	58,008	64,995	59,625	69,097	66,648	62,398	59,596	47,540	43,566	647,665
VALLE HERMOSO	VHE	2,488	2,338	4,889	7,586	13,849	21,806	31,140	30,201	25,159	17,678	12,881	7,175	177,190
<b>TOTAL V. HERMOSO</b>		<b>43,136</b>	<b>35,354</b>	<b>47,417</b>	<b>65,594</b>	<b>78,844</b>	<b>81,431</b>	<b>100,237</b>	<b>96,849</b>	<b>87,557</b>	<b>77,275</b>	<b>60,421</b>	<b>50,741</b>	<b>824,855</b>
BULO BULO	CAR	51,956	42,630	50,885	51,695	54,479	52,462	54,709	45,726	52,251	52,023	52,161	53,111	614,088
TAQUESI	KEN	50,309	46,324	49,031	26,071	12,661	8,966	8,539	9,515	7,465	13,647	24,434	41,136	298,097
YURA	PUN	6,807	6,099	6,312	5,526	5,213	5,710	5,846	5,671	5,284	5,177	5,069	5,486	68,199
KANATA	ARO	2,654	2,305	2,249	1,208	1,054	1,168	1,341	1,594	1,646	1,684	1,588	1,346	19,836
GUABIRÁ	GCH	690	0	0	1,175	3,177	5,097	4,630	4,985	4,450	5,024	7,020	2,194	38,441
QUEHATA	VIN	340	383	289	397	100	519	261	109	37	237	235	356	3,262
<b>TOTAL INYECCIONES</b>		<b>432,762</b>	<b>398,977</b>	<b>436,203</b>	<b>426,796</b>	<b>431,960</b>	<b>416,323</b>	<b>447,538</b>	<b>450,680</b>	<b>437,650</b>	<b>458,721</b>	<b>446,555</b>	<b>454,339</b>	<b>5,238,504</b>
Retiros	Nodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
CRE	GCH	110,457	101,956	111,256	117,255	128,728	120,882	133,117	135,476	131,965	141,600	135,100	130,687	1,498,479
CRE	URU	38,942	36,764	37,497	25,293	7,033	4,904	7,389	4,322	4,577	10,469	14,119	24,157	215,467
CRE	ARB	0	0	0	0	0	0	2,226	3,522	3,335	6,738	9,537	9,921	35,279
<b>Total CRE</b>		<b>149,399</b>	<b>138,720</b>	<b>148,754</b>	<b>142,548</b>	<b>135,760</b>	<b>125,786</b>	<b>142,732</b>	<b>143,321</b>	<b>139,877</b>	<b>158,807</b>	<b>158,756</b>	<b>164,765</b>	<b>1,749,226</b>
<b>ELECTROPAZ</b>		<b>109,131</b>	<b>101,434</b>	<b>111,002</b>	<b>108,337</b>	<b>110,587</b>	<b>108,129</b>	<b>112,196</b>	<b>110,988</b>	<b>105,518</b>	<b>110,213</b>	<b>102,459</b>	<b>107,914</b>	<b>1,297,889</b>
ELFEC	ARO	48,588	46,308	50,350	47,719	48,904	48,539	51,293	50,506	50,588	53,427	50,248	50,738	597,209
ELFEC	VHE	16,179	14,816	15,564	16,624	16,906	16,553	17,270	18,095	17,255	18,555	17,624	17,701	203,141
ELFEC	CBC	617	614	740	801	789	830	891	778	827	901	746	648	9,183
ELFEC	CHI	2,286	2,157	2,468	2,368	2,362	2,147	2,510	2,522	2,340	2,546	2,587	2,646	28,941
<b>Total ELFEC</b>		<b>67,671</b>	<b>63,895</b>	<b>69,124</b>	<b>67,512</b>	<b>68,961</b>	<b>68,069</b>	<b>71,964</b>	<b>71,901</b>	<b>71,010</b>	<b>75,430</b>	<b>71,204</b>	<b>71,732</b>	<b>838,474</b>
ELFEO	VIN69	21,650	19,435	21,501	20,732	20,831	20,917	21,826	20,035	19,992	21,232	20,313	21,067	249,530
ELFEO	CAT	5,878	4,904	6,009	6,257	8,015	8,095	8,359	8,111	8,716	8,049	6,922	6,003	85,318
<b>Total ELFEO</b>		<b>27,528</b>	<b>24,339</b>	<b>27,510</b>	<b>26,990</b>	<b>28,846</b>	<b>29,012</b>	<b>30,185</b>	<b>28,145</b>	<b>28,708</b>	<b>29,281</b>	<b>27,235</b>	<b>27,070</b>	<b>334,848</b>
SEPSA	OCU	154	165	190	199	187	200	220	207	201	209	170	173	2,276
SEPSA	POT	11,702	11,075	12,690	12,775	14,145	12,009	16,217	15,394	15,173	16,295	14,375	14,088	165,938
SEPSA	PUN	6,468	6,075	6,739	6,837	7,123	7,152	7,413	6,975	7,131	7,153	6,394	5,537	80,997
SEPSA	DDI	2,031	1,942	2,016	2,027	2,188	1,972	2,422	2,292	2,248	2,542	1,687	1,264	24,632
SEPSA	SAC	117	83	0	12	125	130	135	138	141	141	107	105	1,235
SEPSA	KAR	6	6	6	23	21	26	34	25	20	21	15	18	222
<b>Total SEPSA</b>		<b>20,478</b>	<b>19,346</b>	<b>21,642</b>	<b>21,874</b>	<b>23,790</b>	<b>21,488</b>	<b>26,442</b>	<b>25,030</b>	<b>24,914</b>	<b>26,361</b>	<b>22,750</b>	<b>21,185</b>	<b>275,301</b>
CESSA	ARJ	11,247	11,596	14,369	15,224	15,783	14,049	14,966	16,146	15,540	14,264	14,661	14,803	172,649
CESSA	MAR	14	15	15	16	16	18	17	16	16	18	15	17	194
<b>Total CESSA</b>		<b>11,261</b>	<b>11,612</b>	<b>14,384</b>	<b>15,240</b>	<b>15,799</b>	<b>14,068</b>	<b>14,983</b>	<b>16,162</b>	<b>15,556</b>	<b>14,282</b>	<b>14,676</b>	<b>14,820</b>	<b>172,843</b>
EMVINTO	VIN69	2,118	1,919	1,924	1,905	2,913	2,538	1,914	3,366	3,130	3,633	3,267	3,462	32,087
COBOCE	CBC	3,758	3,305	3,420	3,651	3,805	3,629	3,702	3,438	3,511	3,597	3,529	2,477	41,822
EMSC	PUN	31,312	25,680	29,216	30,253	31,194	33,310	32,401	35,868	32,920	26,480	33,365	32,452	374,449
EMIRSA	VIN115	1,771	1,534	1,475	1,478	1,566	1,481	1,637	1,648	1,441	1,546	1,573	1,685	18,837
IAGSA	GCH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	747	1,192	276	2,216
<b>TOTAL RETIROS</b>		<b>424,428</b>	<b>391,783</b>	<b>428,450</b>	<b>419,789</b>	<b>423,220</b>	<b>407,510</b>	<b>438,157</b>	<b>439,848</b>	<b>426,585</b>	<b>450,376</b>	<b>440,006</b>	<b>447,838</b>	<b>5,137,991</b>

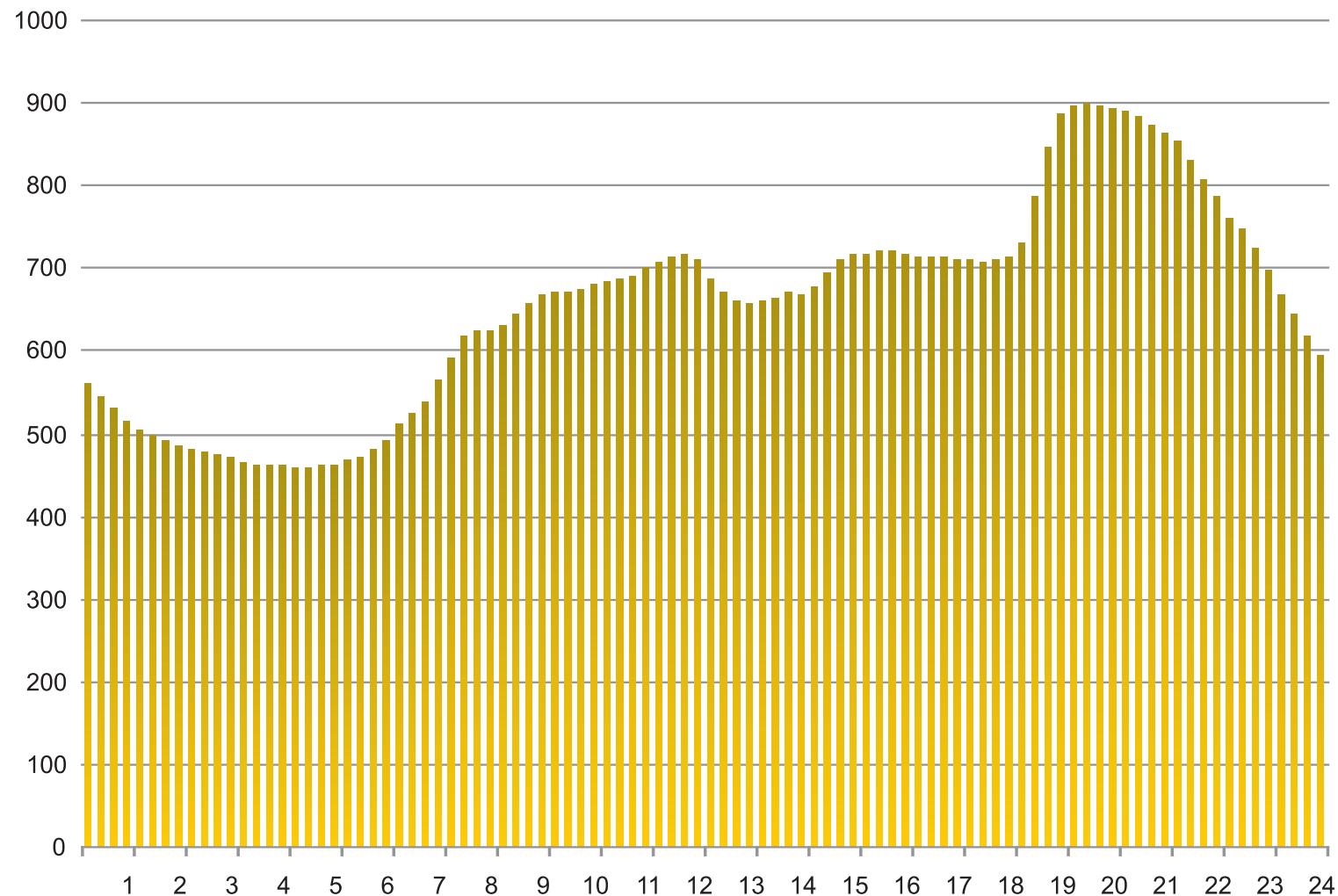
## POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2008

Inyecciones	Nodo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Año
Guaracachi	GCH	221.6	266.1	268.6	285.5	283.9	250.5	252.9	290.0	291.2	277.2	249.2	246.2	291.2
Aranjuez	ARJ	32.5	23.2	32.6	32.3	33.7	34.2	32.8	34.2	34.9	32.8	30.0	29.8	34.9
Karachipampa	KAR	12.7	12.8	13.2	13.8	13.6	13.4	13.2	14.2	14.1	13.2	13.2	13.6	14.2
Sistema Zongo	KEN	163.7	162.9	161.5	160.0	154.3	158.8	155.8	150.4	128.9	154.6	159.3	163.2	163.7
Kenko	KEN	16.2	16.2	8.2	8.2	8.3	8.4	8.4	9.1	9.1	8.2	8.2	9.4	16.2
Sistema Miguillas	VIN	12.7	12.6	12.9	15.6	17.5	15.6	15.6	17.2	17.3	17.5	16.9	18.3	18.3
Corani	COR	56.9	55.4	56.9	55.2	55.9	55.4	55.4	56.2	54.0	54.0	54.7	55.0	56.9
Santa Isabel	SIS	92.9	89.9	89.5	89.0	90.2	88.6	88.9	90.6	91.2	90.7	89.4	90.3	92.9
Carrasco	CAR	100.3	106.9	101.0	103.8	106.4	106.2	104.5	103.2	106.1	103.0	100.0	103.5	106.9
Valle Hermoso	VHE	63.4	64.6	68.2	64.0	50.9	66.5	68.0	71.3	70.2	66.6	66.7	68.7	71.3
Bulo Bulo	CAR	83.4	78.9	81.7	82.8	86.1	87.2	86.1	85.6	86.1	83.9	82.8	85.0	87.2
Sistema Taquesi	KEN	82.0	83.6	85.0	83.0	77.6	76.7	73.4	71.9	67.8	79.1	78.4	81.1	85.0
Sistema Yura	PUN	16.9	17.1	16.9	16.8	17.8	16.8	16.8	18.0	17.6	16.9	16.7	16.8	18.0
Kanata	ARO	7.1	6.6	6.7	6.6	6.5	6.6	6.6	6.6	7.2	6.6	6.6	7.1	7.2
Guabirá Energía	GCH	11.4	0.0	0.0	11.3	8.9	9.0	8.8	9.2	9.4	9.0	12.1	14.1	14.1
Quehata	VIN	1.7	1.7	1.2	1.7	1.7	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7	1.8	1.7	1.8
Retiros	Nodo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Año
CRE	GCH	263.4	281.6	284.7	277.4	282.2	266.3	269.2	289.6	292.2	282.1	282.0	273.5	292.2
CRE	URU	75.5	80.5	67.9	66.9	40.5	41.3	40.8	42.6	32.9	48.1	55.7	71.0	80.5
CRE	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4	8.2	8.5	18.6	27.8	27.9	27.9
ELECTROPAZ	KEN	252.9	260.4	261.2	249.8	243.4	241.9	241.8	241.9	236.4	236.5	229.3	228.0	261.2
ELFEC	ARO	105.4	107.7	108.7	104.5	102.3	100.0	101.8	103.4	103.4	104.7	104.2	102.7	108.7
ELFEC	VHE	51.0	37.7	37.0	46.5	47.6	38.9	38.8	49.0	39.9	41.4	40.0	38.4	51.0
ELFEC	CBC	4.2	3.1	2.0	2.1	2.0	2.0	2.7	2.1	2.1	2.1	1.7	1.8	4.2
ELFEC	CHI	5.7	5.8	6.2	6.2	6.2	6.0	6.2	6.5	6.5	6.0	6.2	6.0	6.5
ELFEO	VIN69	43.2	44.0	45.2	46.3	47.5	48.2	48.1	46.4	46.4	45.4	42.3	41.4	48.2
ELFEO	CAT	15.5	15.7	16.1	17.6	18.0	19.0	16.9	17.8	18.1	16.3	15.2	13.7	19.0
CESSA	ARJ	26.7	31.7	32.4	33.3	33.3	33.2	33.4	35.2	35.7	35.5	34.8	34.0	35.7
CESSA	MAR	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
SEPSA	POT	24.9	25.1	26.1	26.6	31.6	31.9	33.1	31.8	32.0	32.0	28.3	27.6	33.1
SEPSA	PUN	13.4	13.3	13.8	14.6	15.0	15.5	15.7	15.1	15.0	15.4	13.8	12.9	15.7
SEPSA	DDI	4.6	4.9	5.1	5.3	5.4	5.3	5.4	5.5	5.5	5.4	5.3	4.8	5.5
SEPSA	OCU	0.6	0.7	0.7	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.6	0.8
SEPSA	SAC	0.4	0.4	0.0	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.5	0.4	0.6
SEPSA	KAR	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2
EMIRSA	VIN115	2.9	2.7	2.5	2.5	2.7	2.6	2.8	2.7	2.5	2.7	2.7	2.8	2.9
EMVINTO	VIN69	3.4	3.4	3.3	3.4	5.7	5.2	5.3	5.3	5.9	5.8	5.8	5.9	5.9
COBOCE	CBC	5.9	5.7	5.7	5.8	5.9	5.9	5.9	5.8	5.7	5.7	5.8	5.8	5.9
EMSC	PUN	51.2	49.5	51.6	52.2	55.5	54.5	53.8	55.2	55.6	51.2	51.9	53.3	55.6
IAGSA	GCH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	1.8	0.0	1.8

## POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2008

Inyecciones	Nodo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Guaracachi	GCH	216.4	266.1	265.6	261.4	273.4	220.5	252.9	285.6	283.4	243.5	247.8	197.2
Aranjuez	ARJ	20.3	21.9	20.6	22.1	33.7	20.7	21.6	13.5	32.6	23.5	28.5	12.3
Karachipampa	KAR	12.4	12.2	12.2	12.4	12.5	12.6	12.4	13.7	13.3	12.7	12.6	21.8
Sistema Zongo	KEN	157.8	150.2	122.1	143.6	131.5	151.0	116.3	110.1	91.7	124.4	153.3	145.2
Kenko	KEN	6.2	15.8	7.8	8.0	4.9	7.7	8.1	7.7	9.1	8.0	7.8	8.0
Sistema Miguillas	VIN	12.5	7.2	12.4	15.5	15.5	15.5	15.4	15.6	15.5	12.6	16.5	16.6
Corani	COR	51.0	51.6	52.1	53.0	54.3	51.0	53.6	52.6	52.4	51.5	50.1	51.7
Santa Isabel	SIS	86.7	84.9	85.0	85.3	88.4	75.7	87.7	86.3	86.1	83.3	86.3	84.4
Carrasco	CAR	94.0	96.6	95.0	97.1	96.0	100.0	96.1	96.4	97.8	91.9	46.8	98.2
Valle Hermoso	VHE	63.2	64.1	62.7	48.0	47.7	42.3	65.7	62.1	67.3	64.1	62.0	63.7
Bulo Bulo	CAR	76.2	38.1	76.2	77.8	77.8	78.4	77.3	85.0	83.9	75.1	76.7	76.7
Sistema Taquesi	KEN	75.7	76.0	75.8	34.2	25.8	48.3	57.6	57.9	46.0	76.5	67.3	76.6
Sistema Yura	PUN	16.1	16.3	16.5	16.3	16.2	16.2	16.6	16.1	16.2	16.1	15.9	14.9
Kanata	ARO	6.5	6.4	6.4	6.4	6.4	6.5	6.4	6.4	6.5	6.4	6.4	6.4
Guabirá Energía	GCH	0.0	0.0	0.0	9.0	6.5	8.1	8.1	8.1	7.2	8.1	10.8	-0.1
Quehata	VIN	1.6	1.6	1.1	1.1	0.0	1.6	1.6	0.0	1.6	0.0	1.6	1.6
<b>TOTAL INYECCIONES</b>		<b>896.5</b>	<b>908.9</b>	<b>911.6</b>	<b>891.1</b>	<b>890.4</b>	<b>856.2</b>	<b>897.6</b>	<b>917.2</b>	<b>910.7</b>	<b>897.6</b>	<b>890.5</b>	<b>875.0</b>
Retiros	Nodo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CRE	GCH	263.4	281.6	284.2	272.1	278.2	237.9	268.9	288.7	290.7	275.0	280.4	250.3
CRE	URU	46.8	25.9	27.8	15.4	14.6	19.6	17.3	8.4	12.4	26.9	24.6	45.3
CRE	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	8.0	8.5	18.5	19.4	17.8
ELECTROPAZ	KEN	247.1	254.7	248.0	247.2	235.7	236.2	237.4	232.8	228.8	233.3	225.8	227.3
ELFEO	VIN69	43.2	43.4	45.1	45.3	42.7	45.5	45.8	45.6	44.3	42.0	40.7	39.9
ELFEO	CAT	14.3	15.0	16.1	15.8	15.5	16.0	16.9	16.4	16.8	16.1	13.9	12.4
ELFEC	ARO	105.2	107.2	106.3	101.4	98.6	98.2	100.2	101.8	100.7	102.3	99.4	98.3
ELFEC	VHE	36.4	36.9	35.3	35.4	38.0	38.0	37.7	40.1	38.8	40.8	38.1	37.7
ELFEC	CBC	0.8	1.8	1.9	2.1	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	1.8	1.5	1.5
ELFEC	CHI	5.7	5.1	6.1	6.2	6.2	5.7	6.1	6.4	5.6	6.0	6.2	5.4
CESSA	ARJ	26.3	26.1	27.9	32.6	31.9	31.9	32.6	35.2	35.4	28.6	34.8	29.2
CESSA	MAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1
SEPSA	POT	23.4	24.9	25.8	25.8	27.5	31.9	28.7	31.5	29.0	30.5	27.0	24.5
SEPSA	PUN	12.8	13.0	13.7	14.3	14.7	14.1	14.3	14.7	14.6	14.0	9.1	12.3
SEPSA	DDI	2.9	4.9	4.8	5.0	5.2	5.2	4.5	5.3	5.0	3.9	3.0	2.7
SEPSA	OCU	0.5	0.6	0.6	0.8	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.6	0.5
SEPSA	SAC	0.4	0.4	0.0	0.0	0.4	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4
SEPSA	KAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EMIRSA	VIN115	2.7	2.6	1.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.1	2.3	2.5	2.2	2.6
EMVINTO	VIN69	1.8	3.2	2.4	3.1	5.0	4.3	3.2	4.7	4.0	3.9	3.2	5.3
COBOCE	CBC	2.7	3.4	2.4	3.6	3.6	3.7	3.5	3.6	3.7	3.7	3.7	2.9
EMSC	PUN	47.5	46.2	47.2	47.0	50.8	48.9	50.6	50.3	48.4	33.7	45.9	49.8
IAGSA	GCH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	1.7	0.0
<b>MAXIMA</b>		<b>884.1</b>	<b>897.0</b>	<b>896.9</b>	<b>875.4</b>	<b>873.4</b>	<b>842.3</b>	<b>880.6</b>	<b>898.7</b>	<b>892.2</b>	<b>886.4</b>	<b>881.4</b>	<b>866.1</b>
día		Miércoles 16	Martes 19	Jueves 27	Martes 22	Martes 20	Jueves 05	Martes 29	Miércoles 27	Lunes 29	Miércoles 15	Jueves 27	Miércoles 17
hora		20:15	20:00	19:45	19:45	19:00	19:15	19:15	19:30	19:30	19:30	20:00	20:00

CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW)  
MIÉRCOLES 27 DE AGOSTO DE 2008



## POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2008

Componente	Capacidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Máxima
<b>Líneas de Transmisión</b>														
SAN-SUC230	142	60.5	63.1	67.6	68.6	72.5	72.1	72.9	81.5	77.0	65.7	70.0	63.8	81.5
SUC-PUN230	142	52.8	51.3	56.6	56.9	61.8	58.6	57.8	57.9	57.0	54.7	57.0	53.4	61.8
PUN-SCR230	140	52.3	50.5	51.1	53.1	56.9	55.2	54.7	56.1	56.7	52.0	53.0	54.6	56.9
VIN-MAZ230	130	63.6	37.0	62.3	112.1	113.3	113.0	116.7	132.4	135.8	147.7	117.8	126.7	147.7
SAN-VIN230	130	81.3	60.8	77.8	116.9	122.0	110.7	114.0	132.9	135.2	137.7	87.8	74.5	137.7
CAR-SAN230	130	73.9	69.7	71.3	96.4	101.6	105.7	110.4	105.2	130.5	130.5	107.6	60.1	130.5
SJO-VHE230	130	81.7	76.2	79.1	128.6	102.3	93.9	117.0	110.4	108.9	99.6	84.1	64.7	128.6
KEN-MAZ115	130	135.5	133.0	132.5	130.7	28.3	23.1	5.3	3.4	0.0	69.7	119.1	128.5	135.5
VHE-SAN230	130	67.9	57.6	70.6	98.2	90.1	94.1	116.2	110.5	127.7	101.1	81.8	73.6	127.7
CAR-SJO230	130	71.2	66.4	66.0	120.3	109.6	112.0	127.4	109.0	106.1	95.7	93.0	65.9	127.4
CAR-GCH230	130	95.2	89.7	83.4	81.7	44.9	88.5	40.1	48.4	31.7	104.7	69.9	79.8	104.7
CAR-URU230	142	79.6	83.4	70.6	69.4	41.5	43.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	83.4
CAR-ARB230	130	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	46.6	51.3	40.6	56.6	73.5	88.6	88.6
VIN-SAN230	130	84.4	86.5	84.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	27.5	64.7	74.6	86.5
SJO-CAR230	130	63.9	73.6	64.5	51.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.7	9.5	30.7	73.6
SIS-ARO115	74	60.7	61.0	59.3	71.3	76.8	66.7	70.9	72.3	70.3	63.0	59.6	58.7	76.8
COR-VHE115	74	56.1	58.0	55.9	63.4	59.9	60.1	57.6	71.9	60.2	62.6	57.3	62.1	71.9
VHE-ARO115	74	50.0	50.3	52.0	47.8	48.1	47.4	46.3	68.1	53.3	50.6	52.6	69.9	69.9
SIS-SJO115	74	58.4	58.3	53.4	50.5	34.2	38.3	37.2	52.0	41.7	45.3	50.3	55.9	58.4
<b>Transformadores</b>														
ATMAZ230	142	133.2	132.5	131.1	129.0	108.1	106.8	110.0	122.8	128.5	138.9	117.7	127.1	138.9
ATURU230	142	77.5	81.6	68.7	68.4	41.1	43.0	39.9	44.5	33.7	49.1	56.3	74.7	81.6
ATVHE230	142	44.5	43.2	38.3	60.2	76.4	48.2	51.3	49.2	52.6	50.8	49.5	48.9	76.4
ATGCH23001	71	48.4	45.4	42.2	41.1	23.0	44.9	20.8	24.0	16.2	52.9	35.4	40.4	52.9
ATGCH23002	71	46.0	43.6	40.6	39.6	22.0	42.8	19.4	23.3	15.4	50.6	33.9	38.6	50.6
ATVIN11501	24	16.2	18.9	17.5	17.9	20.6	18.2	18.6	17.8	18.1	17.5	16.2	15.3	20.6
ATVIN11502	24	16.6	19.3	18.1	18.4	21.1	18.7	19.1	18.4	18.6	18.0	16.7	15.7	21.1

### INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (Hrs.) - AÑO 2008

Unidad	Programada	No Programada	Total	Unidad	Programada	No Programada	Total	Unidad	Programada	No Programada	Total
ANG01	2469.7	140.0	2,609.6	CHU01	293.7	0.3	294.0	KAR	466.0	768.8	1,234.9
ANG02	2449.9	136.8	2,586.7	CHU02	303.9	0.4	304.3	KEN01	167.2	67.1	234.3
ANG03	154.8	105.8	260.7	CJL01	8.0	32.3	40.2	KEN02	7,064.9	42.7	7,107.5
ARJ01	411.0	53.7	464.6	CJL02	13.8	4,356.5	4,370.3	KIL01	0.0	9.0	9.0
ARJ02	411.0	107.6	518.5	COR01	62.9	14.1	77.0	KIL02	0.0	102.3	102.3
ARJ03	411.0	248.9	659.8	COR02	72.0	10.3	82.3	KIL03	0.0	38.8	38.8
ARJ05	45.6	14.7	60.2	COR03	76.4	3.1	79.4	LAN01	91.8	32.5	124.3
ARJ06	39.4	79.0	118.5	COR04	78.9	7.7	86.5	LAN02	67.2	18.5	85.6
ARJ08	299.5	10.0	309.5	CRB	147.9	17.1	165.0	LAN03	67.2	19.7	86.8
ARJ09	307.6	1,036.2	1,343.8	CUT01	525.7	73.6	599.3	MIG01	83.1	4.4	87.5
ARJ10	208.3	1,261.9	1,470.1	CUT02	1,064.0	70.0	1,133.9	MIG02	91.2	5.0	96.2
ARJ11	298.7	963.7	1,262.4	CUT03	1,201.1	164.3	1,365.4	PUH	359.2	117.3	476.5
ARJ12	73.3	4,472.0	4,545.3	CUT04	992.0	72.3	1,064.3	QUE01	60.0	2,199.3	2,259.3
ARJ13	53.0	629.8	682.8	CUT05	194.1	39.3	233.4	QUE02	60.0	2,233.7	2,293.7
ARJ14	63.7	33.2	96.9	GBE01	2,376.0	1,228.3	3,604.3	SAI	126.3	11.9	138.2
ARJ15	10.0	1,908.1	1,918.1	GCH01	12.7	1,631.4	1,644.1	SIS01	71.7	20.3	92.0
BOT01	27.0	1.0	28.0	GCH02	9.6	14.3	23.9	SIS02	76.0	0.3	76.3
BOT02	25.1	14.8	39.8	GCH04	7.2	0.0	7.2	SIS03	77.9	14.9	92.7
BOT03	31.1	2.2	33.3	GCH06	7.2	1.9	9.1	SIS04	68.0	11.4	79.3
BUL01	163.3	55.5	218.8	GCH07	15.2	7.0	22.2	SIS05	70.9	14.7	85.6
BUL02	392.7	39.2	431.9	GCH08	7.2	4.0	11.2	SRO01	116.3	60.3	176.6
CAH01	399.5	8.0	407.5	GCH09	294.5	35.1	329.6	SRO02	246.0	66.7	312.6
CAH02	751.8	70.0	821.7	GCH10	771.4	90.1	861.5	TIQ	146.6	114.2	260.8
CAR01	328.3	25.0	353.2	GCH11	405.1	25.5	430.6	VHE01	60.0	109.1	169.1
CAR02	399.5	138.6	538.1	HAR01	405.3	6.0	411.2	VHE02	147.3	28.4	175.6
CHJ	355.8	24.1	379.9	HAR02	427.7	6.4	434.2	VHE03	142.4	31.0	173.4
CHO01	40.8	8.4	49.2	HUA01	361.2	6.2	367.4	VHE04	1,345.0	31.1	1,376.1
CHO02	31.8	9.9	41.6	HUA02	376.2	5.4	381.6	YAN	106.6	133.3	239.8
CHO03	31.1	4.5	35.6	KAN	8.1	63.6	71.6	ZON	241.8	2.1	243.9

### INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (Hrs.) - AÑO 2008

Componente	Programada	No Programada	Total	Componente	Programada	No Programada	Total
ARJ-MAR069	31.8	0.1	31.9	CPARJ069	8.8	0.8	9.5
ARJ-SUC069	4.0	0.0	4.0	CPCAT069	0.0	0.1	0.1
ARO-SIS115	11.2	0.5	11.6	CPKEN115	11.0	0.0	11.0
ARO-VHE115	1.2	0.0	1.2	CPPOT069	23.7	4.4	28.1
ATARB230	9.3	0.0	9.3	CPVIN06901	1.0	0.9	1.9
ATCAT115	8.9	0.0	8.9	CPVIN06902	15.4	2.0	17.3
ATGCH23001	23.0	4.8	27.8	CPVIN11501	19.5	1.3	20.8
ATGCH23002	20.0	6.7	26.6	CPVIN11502	22.9	1.6	24.5
ATKEN11501	4.4	0.0	4.4	DDI-KAR069	1.3	0.1	1.3
ATKEN11502	4.5	0.0	4.5	DDI-MAR069	1.3	0.1	1.3
ATMAZ230	31.0	1.0	32.0	KAR-POT069	17.5	0.6	18.1
ATPOT115	18.5	0.7	19.2	KEN-SEN11501	31.0	1.3	32.2
ATPUN230	13.0	0.0	13.0	KEN-SEN11502	31.0	1.3	32.2
ATSJO230	16.6	2.9	19.4	OCU-POT115	26.4	1.3	27.6
ATURU230	197.6	0.0	197.6	POT-PUN069	6.6	1.0	7.6
ATVHE230	15.3	0.0	15.3	PUN-SCR230	10.5	1.0	11.4
ATVIN230	9.0	0.1	9.1	REGCH230	10.3	0.0	10.3
BUL-CAR230	0.0	0.2	0.2	REPUN23001	9.9	0.0	9.9
CAR-ARB230	14.1	0.2	14.3	REPUN23002	9.9	0.0	9.9
CAR-CHI230	24.5	0.1	24.6	RESCR23001	11.3	0.0	11.3
CAR-GCH230	29.3	3.8	33.1	RESCR23002	0.0	0.2	0.2
CAR-SAN230	8.1	0.4	8.5	RESUC23001	8.8	0.0	8.8
CAR-URU230	197.6	0.0	197.6	RESUC23002	8.8	0.0	8.8
CAT-OCU115	22.8	1.3	24.1	SAN-SUC230	8.8	0.2	9.0
CAT-SAC115	5.2	12.2	17.4	SAN-VIN230	0.0	0.0	0.0
CAT-VIN115	5.0	0.0	5.0	SEN-MAZ115	31.0	1.3	32.2
CBC-SAC115	5.2	32.1	37.3	SIS-SJO115	25.4	3.2	28.6
CBC-VHE115	0.3	1.7	2.0	SJO-VHE230	7.8	0.1	8.0
CHI-SJO230	15.2	0.2	15.3	SUC-PUN230	10.0	0.1	10.1
COR-SIS115	22.6	2.7	25.3	VHE-SAN230	8.4	0.2	8.6
COR-VHE115	321.7	1.1	322.8	VHE-VIN115	19.5	0.3	19.8
COS-KEN115	3.8	1.1	4.8				

## POTENCIA DE PUNTA Y POTENCIA FIRME (MW) - AÑO 2008

Potencia de Punta				Potencia Firme							
Consumidor	Nodo	Periodo		Generador	Nodo	Periodo					
		Del 01/01/08 al 31/10/08 (1)	Del 01/11/08 al 31/12/08 (2)			Del 01/01/08 al 30/04/08	Del 01/05/08 al 09/07/08	Del 10/07/08 al 12/08/08	Del 13/08/08 al 13/08/08	Del 14/08/08 al 31/10/08	Del 01/11/08 al 31/12/08 (3)
CRE	GCH	288.7	280.4	ZONGO	KEN	179.4	179.4	179.4	179.4	179.4	180.6
CRE	URU	8.4	24.6	CORANI	COR	145.6	148.5	148.5	148.5	148.5	148.5
CRE	ARB	8.0	19.4	TAQUESI	KEN	84.8	84.8	84.8	84.8	84.8	84.7
ELECTROPAZ	KEN	232.8	225.8	MIGUILLAS	VIN	17.3	17.3	17.3	17.3	18.4	20.1
ELFEC	ARO	101.8	99.4	YURA	PUN	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
ELFEC	VHE	40.1	38.1	KANATA	ARO	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
ELFEC	CBC	6.4	6.2	QUEHATA	VIN	1.9	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
ELFEC	CHI	1.9	1.5	TOTAL HIDRO		454.2	457.1	457.1	457.1	458.2	460.8
ELFEO	VIN69	45.6	40.7								
ELFEO	CAT	16.4	13.9								
CESSA	ARJ	35.2	34.8	GUARACACHI	GCH	217.1	206.2	206.1	206.7	205.6	218.9
CESSA	MAR	0.0	0.1	BULO BULO	CAR	61.4	66.1	66.1	66.1	66.1	66.2
SEPSA	POT	31.5	27.0	CARRASCO	CAR	78.2	82.9	82.9	82.9	82.9	83.0
SEPSA	PUN	14.7	9.1	ARANJUEZ	ARJ	29.5	30.4	30.4	29.8	29.8	23.1
SEPSA	DDI	5.3	3.0	KARACHIPAMPA	KAR	10.1	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6
SEPSA	OCU	0.7	0.6	KENKO	KEN	13.4	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2
SEPSA	SAC	0.5	0.4	V. HERMOSO	VHE	31.7	33.9	33.9	33.9	33.9	51.0
SEPSA	KAR	0.0	0.0	GUABIRÁ	GCH	13.1	7.4	7.4	7.4	7.4	13.1
EMIRSA	VIN115	2.1	2.2	TOTAL TERMO		454.4	451.7	451.6	451.7	450.5	480.0
EMVINTO	VIN69	4.7	3.2								
COBOCE	CBC	3.6	3.7								
EMSC	PUN	50.3	45.9								
IAGSA	GCH	0.0	1.7								
<b>TOTAL</b>		<b>898.7</b>	<b>881.4</b>	<b>TOTAL</b>		<b>908.6</b>	<b>908.7</b>	<b>908.7</b>	<b>908.7</b>	<b>908.7</b>	<b>940.9</b>

(1) Miércoles 27 de agosto de 2008 a hrs. 19:30

(2) Jueves 27 de noviembre de 2008 a hrs. 20:00

(3) La Potencia Firme a partir del 1/11/2008 es estimada y corresponde a la Potencia Firme prevista para el año 2008

## FALLAS MÁS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN - AÑO 2008

Mes	Día	Componente	Desconexión	Origen de la Falla	Agentes Afectados
MAR	01	Disparo Unidad Generadora GCH11	143.0 minutos	Problema termocupla de escape	ELECTROPAZ, ELFEO, ELFEC, CRE, SEPSA, CESSA, COBOCE, EMIRSA, CMVINTO, EMSC
MAR	29	Desconexión Línea SAI-TIQ69	7.0 minutos	Descarga atmosférica	ELFEC, CRE, ELFEO, EMIRSA, SEPSA
ABR	29	Líneas en 69kV SUD-VIN, VIN-HUY y CSG-SUD	6.0 minutos	Cuello abierto en S/E ESTE	Colapso de Oruro
ABR	29	Desconexión Línea CAR-CHI230	1.0 minuto	Descarga atmosférica	Todos los Agentes Excepto CRE
OCT	02	Desconexión Línea en 115kV Kenko-Mazocruz y Colapso del Área Norte	14.0 minutos	Globo aerostático impactó sobre la línea	ELECTROPAZ (Colapso del Área Norte)
OCT	25	GCH01	67.2 días	Operación de relé diferencial del transformador	
DIC	06	Desconexión (Disparo) CAR02	9.4 horas	Disparo por alta temperatura de gases de escape	ELECTROPAZ, CRE, ELFEO, CESSA, EMSC, EMIRSA, IAGSA
DIC	07	Desconexión de GCH10 y CAR02	6.0 horas	Falla en el Sistema de Enfriamiento de aceite de turbina y falla en el Sistema de automatización	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, EMSC, EMIRSA, CMVINTO, IAGSA
DIC	08	Desconexión CAR02	40.9 horas	Falla en el Sistema Hidráulico de Control	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, EMSC, COBOCE, EMIRSA, CMVINTO, IAGSA
DIC	23	Desconexión de la Unidad Generadora GCH10	11.8 horas	Baja presión en el sistema Hidráulico de Control	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, EMSC, COBOCE, EMIRSA, CMVINTO
DIC	29	Desconexión Línea Carrasco-Bulo Bulo, Disparo BUL01 y BUL02	12.0 minutos	Descargas atmosféricas	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, EMSC, COBOCE, EMIRSA, CMVINTO

### COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (Sin IVA) en US\$/MWh - AÑO 2008

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	13.86	13.55	13.77	14.62	15.81	16.22	16.14	16.12	16.14	15.67	15.75	14.93	15.21
2	13.63	13.34	13.41	14.47	15.84	16.02	16.18	16.16	15.94	15.56	15.74	14.73	15.09
3	13.51	13.12	13.26	14.35	15.56	15.98	16.12	16.12	15.80	15.19	15.70	14.59	14.94
4	13.37	13.05	13.25	14.16	14.92	15.97	16.14	15.98	15.70	14.94	15.69	14.63	14.81
5	13.33	13.00	13.19	14.06	14.69	15.93	16.09	15.87	15.56	14.84	15.43	14.71	14.73
6	13.30	13.01	13.39	14.26	15.01	15.94	16.08	15.94	15.56	14.92	15.14	14.68	14.77
7	13.36	13.26	13.60	14.61	15.97	16.05	16.04	16.09	15.93	15.18	14.94	14.58	14.97
8	13.46	13.48	13.64	14.73	15.64	15.75	15.83	15.86	15.79	15.45	15.56	14.66	14.99
9	13.78	13.64	13.87	14.92	15.62	15.81	15.83	16.09	15.86	15.61	15.92	15.28	15.19
10	14.19	13.92	14.25	15.04	15.74	15.91	16.15	16.73	16.25	16.09	16.44	16.03	15.56
11	14.23	14.15	14.51	15.14	15.84	15.90	16.37	17.15	16.76	16.45	16.80	16.33	15.80
12	14.46	14.20	14.59	15.26	15.94	16.04	16.48	17.49	16.96	16.63	16.99	16.46	15.96
13	14.10	13.68	14.00	15.14	16.04	16.05	16.39	17.20	16.86	16.68	17.00	16.03	15.77
14	13.83	13.49	13.90	14.98	16.04	16.07	16.38	17.10	16.83	16.68	16.98	15.64	15.66
15	13.96	13.78	14.32	15.34	16.21	16.54	16.49	17.32	17.22	16.92	17.24	16.05	15.95
16	14.17	14.11	14.67	15.49	16.54	16.89	16.71	17.62	17.49	17.26	17.31	16.35	16.22
17	14.09	13.93	14.59	15.41	16.56	16.28	16.83	17.62	17.54	17.18	17.23	16.11	16.11
18	14.08	13.71	14.16	15.16	16.48	16.17	16.70	17.42	17.53	16.76	16.85	15.76	15.90
19	13.79	13.42	14.04	15.57	18.62	16.18	16.43	17.07	17.11	16.44	16.18	14.86	15.81
20	15.29	15.70	17.12	17.49	19.66	16.28	16.49	17.71	17.55	16.96	17.28	16.27	16.98
21	16.33	16.34	16.85	16.63	18.26	16.28	16.41	17.67	17.53	16.87	17.37	16.85	16.95
22	15.75	15.64	15.99	15.86	16.63	16.11	16.21	17.50	17.29	16.36	16.81	16.46	16.38
23	14.31	14.22	14.55	14.89	15.69	16.01	16.14	16.81	16.57	15.79	16.21	15.57	15.56
24	13.71	13.65	13.85	14.64	15.77	16.06	16.09	16.28	16.08	15.58	15.88	14.97	15.21
<b>PROMEDIO</b>	<b>14.23</b>	<b>14.07</b>	<b>14.50</b>	<b>15.25</b>	<b>16.44</b>	<b>16.12</b>	<b>16.30</b>	<b>16.89</b>	<b>16.70</b>	<b>16.21</b>	<b>16.47</b>	<b>15.65</b>	<b>15.74</b>

Los valores son promedios ponderados.

## PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2008

<b>Consumidor</b>	<b>Nodo</b>	<b>ENE</b>	<b>FEB</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAY</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SEP</b>	<b>OCT</b>	<b>NOV</b>	<b>DIC</b>	<b>PROMEDIO</b>
CRE	GCH	14.80	14.90	15.07	15.39	16.01	15.80	16.02	16.72	16.50	16.06	16.32	15.68	15.82
CRE	URU	14.17	14.08	14.31	14.72	16.11	16.03	16.35	16.77	16.69	16.14	16.59	15.77	14.96
CRE	ARB							14.84	16.73	14.97	16.07	16.25	15.57	16.08
ELECTROPAZ	KEN	13.72	13.58	14.25	15.39	17.68	17.44	17.85	19.00	18.84	17.43	16.74	15.35	16.45
ELFEC	ARO	14.21	14.03	14.45	15.28	16.65	16.42	16.67	17.39	17.15	16.45	16.52	15.70	15.93
ELFEC	VHE	14.23	14.05	14.63	15.33	16.86	16.71	16.81	17.56	17.29	16.63	16.66	15.92	16.11
ELFEC	CBC	14.18	14.19	14.62	15.48	16.89	16.66	16.93	17.78	17.48	16.68	16.70	15.71	16.21
ELFEC	CHI	13.96	13.89	14.25	14.95	16.22	15.91	16.13	16.86	16.65	16.00	16.15	15.38	15.55
ELFEO	VIN69	14.11	13.90	14.43	15.37	17.14	16.92	17.22	18.13	17.89	16.87	16.68	15.59	16.18
ELFEO	CAT	14.45	14.46	14.89	15.90	17.32	17.13	17.41	18.22	17.97	17.06	17.04	16.03	16.69
CESSA	ARJ	14.96	14.81	15.88	15.96	17.35	17.28	17.61	18.30	17.73	17.64	17.13	16.25	16.83
SEPSA	DDI	15.11	15.03	16.26	16.23	17.75	17.80	17.70	18.56	18.10	17.22	17.34	16.75	17.04
SEPSA	POT	15.32	15.18	16.41	16.33	17.92	18.03	17.97	18.94	18.46	17.52	17.67	16.68	17.31
SEPSA	PUN	15.24	14.98	16.17	16.26	17.72	17.74	17.73	18.75	18.23	17.25	17.55	16.65	17.07
EMIRSA	VIN115	13.96	13.70	14.16	15.21	16.83	16.87	17.15	17.91	17.67	16.75	16.51	15.47	16.00
EM VINTO	VIN69	13.96	13.69	14.20	15.34	17.01	16.91	17.18	17.94	17.74	16.76	16.50	15.45	16.27
COBOCE	CBC	14.07	13.87	14.22	15.16	16.51	16.62	16.86	17.50	17.22	16.51	16.53	15.39	15.89
EMSC	PUN	14.98	13.70	15.95	16.01	17.73	17.61	17.66	18.50	18.08	17.48	17.38	16.51	17.32
<b>Total MEM</b>		<b>14.36</b>	<b>14.28</b>	<b>14.80</b>	<b>15.45</b>	<b>16.93</b>	<b>16.76</b>	<b>16.99</b>	<b>17.85</b>	<b>17.58</b>	<b>16.74</b>	<b>16.67</b>	<b>15.73</b>	<b>16.20</b>

Los valores son promedios ponderados.

## PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2008

	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/KW-mes	Peaje US\$/KW-mes	Monómico US\$/MWh
Guararacachi	15.8	5.1	3.4	35.1
Urubó	15.3	5.0	3.4	22.3
Arboleda	15.7	5.0	3.4	36.7
<b>TOTAL CRE</b>	<b>15.8</b>	<b>5.1</b>	<b>3.4</b>	<b>33.6</b>
<b>ELECTROPAZ</b>	<b>17.3</b>	<b>5.1</b>	<b>3.4</b>	<b>30.0</b>
Retiros Cobee para Electropaz	16.0	5.2	3.4	37.6
Retiros Cobee para Elfeo	16.2	5.3	3.4	34.0
Retiros Cobee para EMSC	15.4	5.3	3.4	28.5
<b>TOTAL - Cobee</b>	<b>16.0</b>	<b>5.2</b>	<b>3.4</b>	<b>37.2</b>
Arocagua	16.0	5.2	3.4	33.6
VHE	16.1	5.2	3.4	36.7
Irpa Irpa	16.2	5.3	3.4	38.4
Chimoré	15.6	5.0	3.4	37.6
<b>TOTAL - Elfec</b>	<b>16.0</b>	<b>5.2</b>	<b>3.4</b>	<b>34.6</b>
Vinto	16.2	5.3	3.4	35.7
Catavi	16.7	5.5	3.4	37.6
<b>TOTAL - Elfeo</b>	<b>16.4</b>	<b>5.3</b>	<b>3.4</b>	<b>36.3</b>
Sacaca	16.6	5.4	3.4	60.0
Ocurí	17.0	5.7	3.4	49.7
Potosí	17.3	5.9	3.4	38.7
Punutuma	17.1	5.6	3.4	36.7
Don Diego	17.1	5.8	3.4	41.1
Complej. Karachipampa	17.3	5.6	3.4	N/A
<b>TOTAL - Sepsa</b>	<b>17.2</b>	<b>5.8</b>	<b>3.4</b>	<b>39.1</b>
Mariaca	16.9	5.6	3.4	28.4
Sucre	16.8	5.4	3.4	37.3
<b>TOTAL - Cessa</b>	<b>16.8</b>	<b>5.4</b>	<b>3.4</b>	<b>37.2</b>
IAGSA	15.6	5.2	3.4	15.6
EMIRSA	16.0	5.2	3.4	27.7
EMVINTO	16.2	5.3	3.4	30.7
COBOCE	16.0	5.3	3.4	25.8
Retiros VHE para EMSC	17.2	5.5	3.4	31.7
<b>EMSC</b>	<b>17.0</b>	<b>5.6</b>	<b>3.4</b>	<b>31.7</b>
<b>Total</b>	<b>16.2</b>	<b>5.2</b>	<b>3.4</b>	<b>34.4</b>

Tipo de cambio promedio: 7.90 Bs./US\$

**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES  
(CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2008**

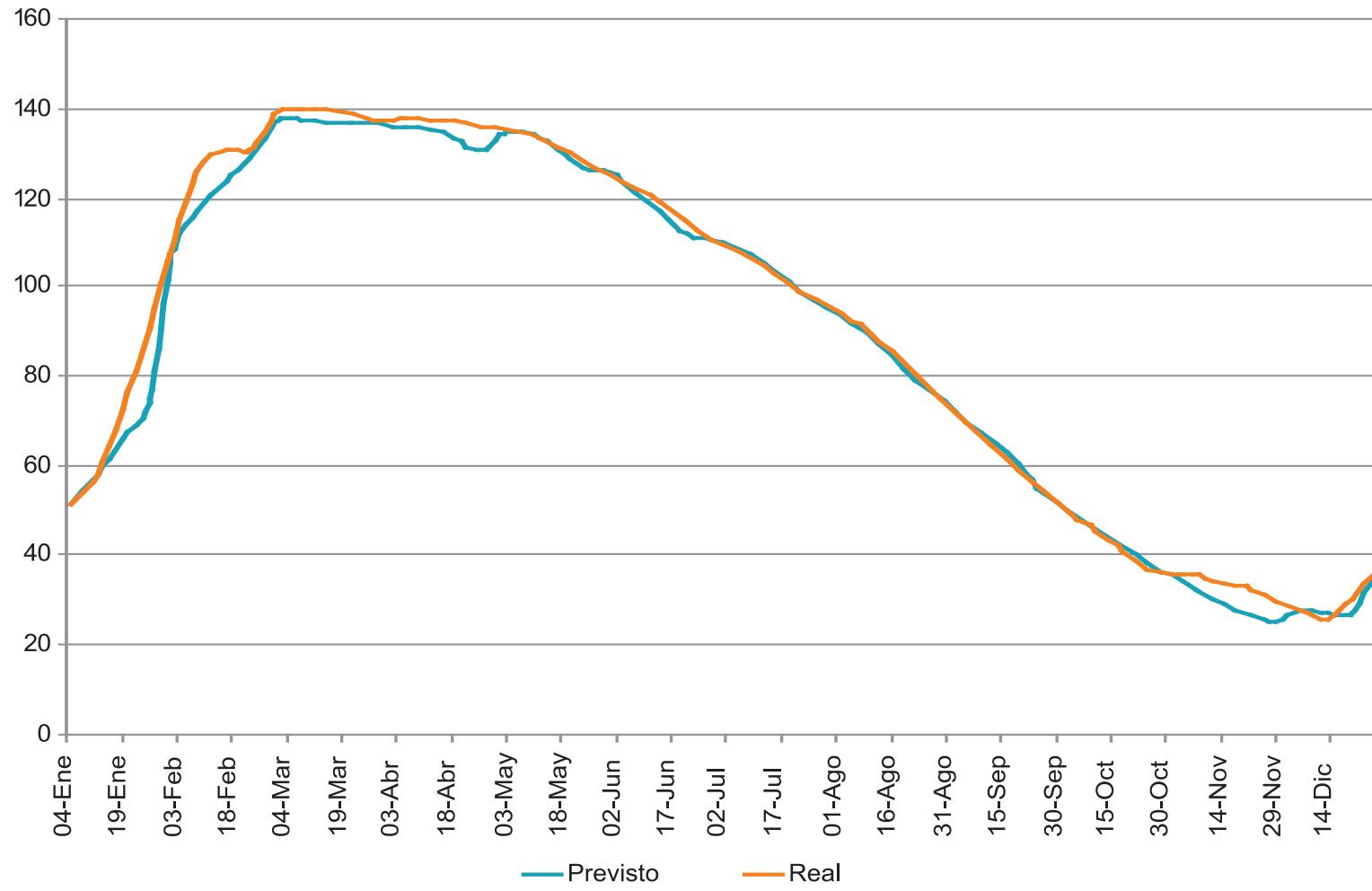
Central	Periodo		
	Nov/07-Abr/08	May/08-Oct/08	Nov/08-Abr/09
GUARACACHI	1.30	1.30	1.30
CARRASCO	1.25	1.30	1.30
BULO BULO	1.30	1.30	1.30
VHE01	1.30	1.30	1.30
VHE02, 03, 04	1.27	1.30	1.30
ARANJUEZ	1.30	1.30	1.30
KARACHIPAMPA	1.30	1.30	1.30
KENKO	1.30	1.30	1.30
<b>Promedio</b>	<b>1.29</b>	<b>1.30</b>	<b>1.30</b>

**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2008**

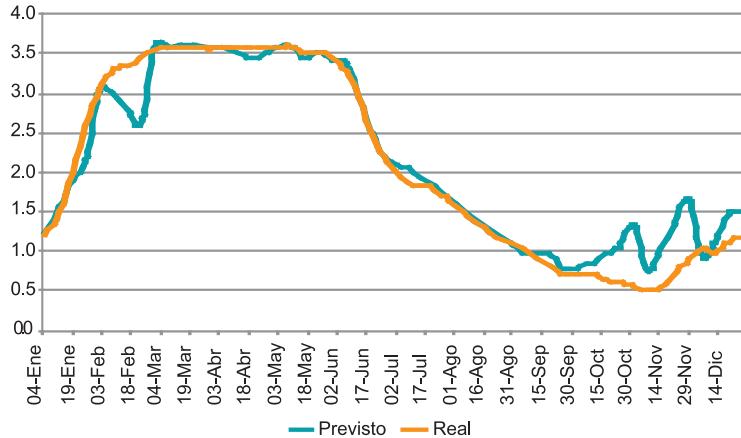
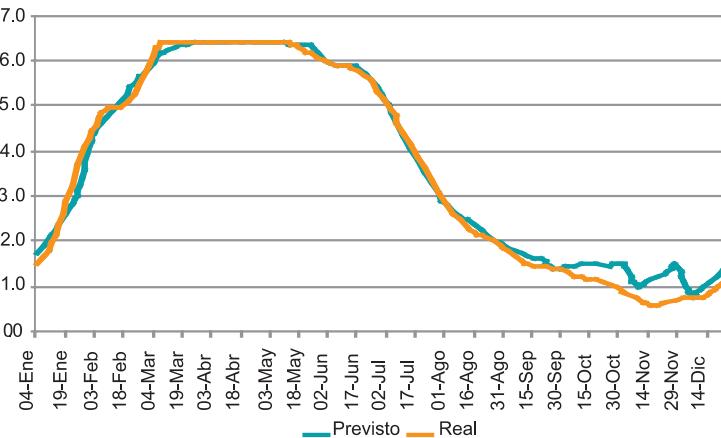
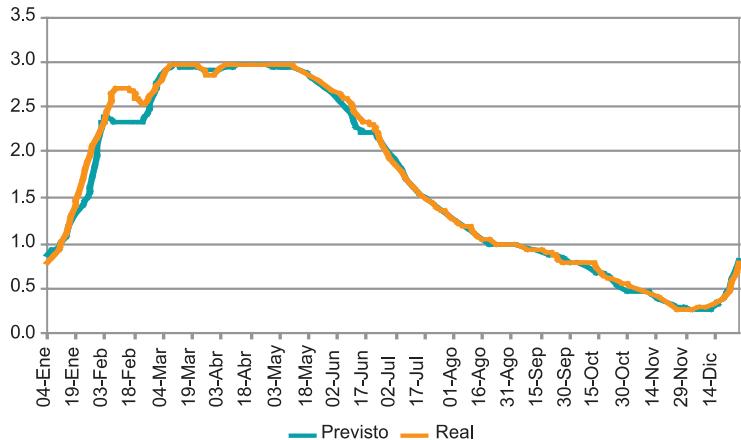
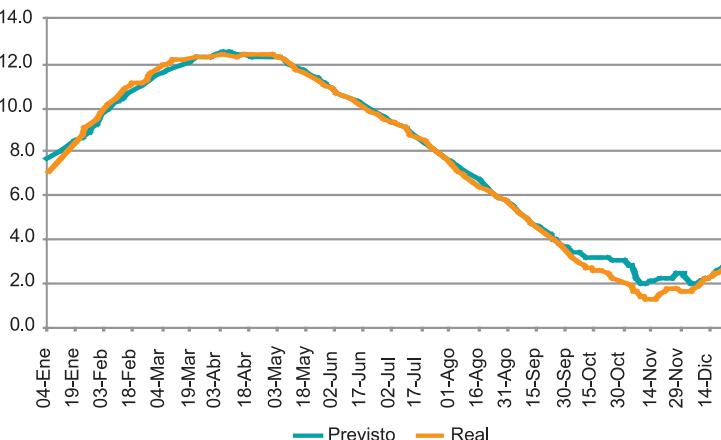
	Guaracachi	Carrasco	Bulo Bulo	VHE 1	VHE 2	Aranjuez	Karachipampa	Kenko
Enero	1.1781	1.1885	1.2210	1.1968	1.1692	1.2210	1.1588	1.1968
Febrero	1.1794	1.1859	1.2190	1.1956	1.1680	1.1600	1.1600	1.1956
Marzo	1.1781	1.1846	1.2206	1.1918	1.1643	1.1529	1.1529	1.1918
Abrial	1.1794	1.1782	1.2181	1.1968	1.1692	1.1576	1.1576	1.1968
Mayo	1.1781	1.2307	1.2202	1.2006	1.2006	1.1529	1.1529	1.2006
Junio	1.1781	1.2334	1.2224	1.1943	1.1943	1.1529	1.1529	1.1943
Julio	1.1769	1.2307	1.2227	1.1943	1.1943	1.1553	1.1553	1.1943
Agosto	1.1757	1.2320	1.2226	1.1905	1.1905	1.1541	1.1541	1.1905
Septiembre	1.1745	1.2334	1.2210	1.1855	1.1855	1.1541	1.1541	1.1855
Octubre	1.1745	1.2334	1.2214	1.1868	1.1868	1.1612	1.1612	1.1868
Noviembre	1.1757	1.2293	1.2210	1.1880	1.1880	1.1636	1.1636	1.1880
Diciembre	1.1757	1.2293	1.2210	1.1880	1.1880	1.1636	1.1636	1.1880
<b>Promedio</b>	<b>1.1770</b>	<b>1.2158</b>	<b>1.2209</b>	<b>1.1924</b>	<b>1.1832</b>	<b>1.1624</b>	<b>1.1572</b>	<b>1.1924</b>

1: Para la Unidad VHE01

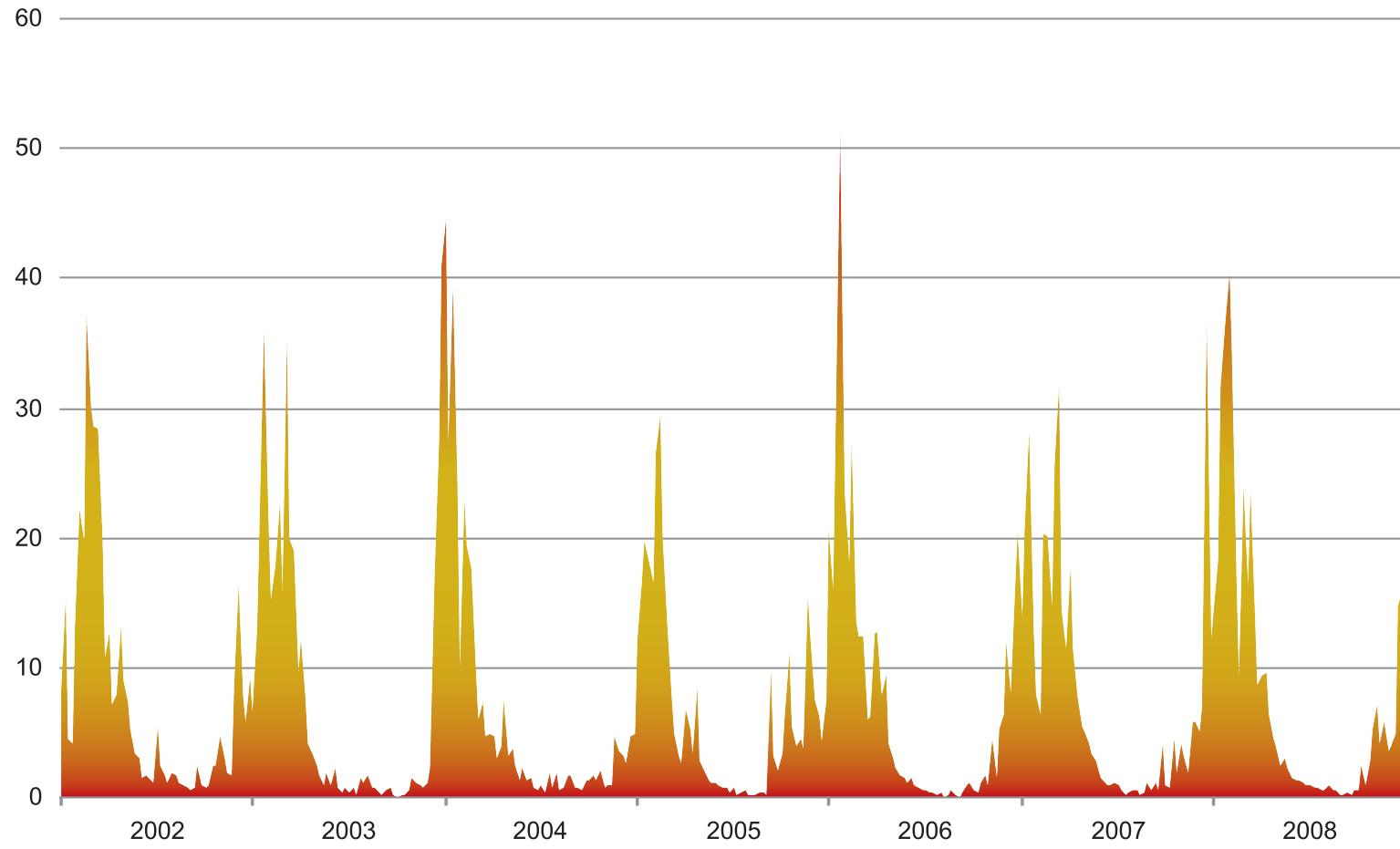
2: Para las Unidades VHE02, VHE03, VHE04

**EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (hm<sup>3</sup>) - AÑO 2008**

### EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (hm<sup>3</sup>) - AÑO 2008

**ZONGO****TIQUIMANI****MIGUILLAS****ANGOSTURA**

### EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m<sup>3</sup>/s) – PERÍODO 2002- 2008



### DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) – PERÍODO 1996 - 2008

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Área Oriental	847.4	951.8	1,050.5	1,137.2	1,138.7	1,150.1	1,192.9	1,241.6	1,366.4	1,455.7	1,572.4	1,660.8	1,749.2
Área Norte	865.9	921.8	962.8	1,005.0	998.0	1,000.6	1,028.7	1,060.8	1,120.5	1,157.2	1,234.0	1,290.9	1,297.9
Área Centro-Sur	1,012.4	1,072.3	1,146.7	1,166.4	1,198.7	1,221.0	1,310.6	1,301.4	1,284.2	1,381.4	1,499.4	1,734.6	2,090.9
<b>Total</b>	<b>2,725.8</b>	<b>2,945.9</b>	<b>3,160.0</b>	<b>3,308.6</b>	<b>3,335.5</b>	<b>3,371.7</b>	<b>3,532.2</b>	<b>3,603.8</b>	<b>3,771.0</b>	<b>3,994.3</b>	<b>4,305.8</b>	<b>4,686.4</b>	<b>5,138.0</b>

### DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) – PERÍODO 1996 - 2008

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
CRE	847.4	951.8	1,050.5	1,137.3	1,138.7	1,150.1	1,192.9	1,241.6	1,366.4	1,455.7	1,572.4	1,660.8	1,749.2
ELECTROPAZ	865.9	921.8	962.8	1,005.0	998.0	1,000.6	1,028.7	1,060.8	1,120.5	1,157.2	1,234.0	1,290.9	1,297.9
ELFEC	444.2	486.3	548.9	568.2	583.8	590.5	642.1	653.2	674.2	711.3	758.4	812.9	838.5
ELFEO	191.1	198.7	205.5	210.2	203.6	212.6	217.1	212.2	234.1	264.3	287.0	311.7	334.8
CESSA	92.2	101.4	110.7	114.1	114.1	102.2	108.2	124.4	131.2	140.1	152.8	157.9	172.6
SEPSA	76.2	82.3	89.9	89.5	89.4	112.4	131.8	147.4	166.5	178.0	210.1	232.9	275.5
NO REGULADOS	208.8	203.4	191.1	184.2	207.3	203.3	211.4	164.3	78.2	87.7	91.0	219.1	469.4
<b>Total</b>	<b>2,725.8</b>	<b>2,945.7</b>	<b>3,159.4</b>	<b>3,308.5</b>	<b>3,334.9</b>	<b>3,371.7</b>	<b>3,532.2</b>	<b>3,603.8</b>	<b>3,771.0</b>	<b>3,994.3</b>	<b>4,305.8</b>	<b>4,686.4</b>	<b>5,138.0</b>

### DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) – PERÍODO 1996 - 2008

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	217.1	241.5	258.5	269.1	283.7	277.5	294.4	298.0	311.6	324.7	346.3	371.0	424.4
Febrero	202.5	210.1	231.2	244.6	269.1	251.5	258.9	271.3	287.8	296.3	318.8	334.1	391.8
Marzo	225.5	241.1	265.1	282.2	277.4	285.1	295.4	295.9	324.3	337.2	366.1	388.2	428.5
Abril	217.0	241.6	258.9	266.8	271.7	276.4	293.1	293.1	308.1	328.9	346.7	373.1	419.8
Mayo	231.4	245.5	265.7	273.7	278.7	280.8	296.3	306.6	305.8	327.5	352.3	377.3	423.2
Junio	221.6	239.6	261.6	269.1	275.1	275.3	282.9	299.7	304.5	319.9	350.2	372.2	407.5
Julio	233.6	250.2	273.7	279.3	277.5	282.5	299.6	308.2	314.3	334.5	360.4	383.9	438.2
Agosto	234.2	252.5	270.2	276.0	282.6	292.0	302.2	308.2	316.0	346.2	370.3	396.6	439.8
Septiembre	236.7	252.4	261.4	283.0	274.5	280.3	294.0	308.0	318.6	331.4	360.5	414.2	426.6
Octubre	238.5	263.7	276.3	294.5	290.8	298.6	313.7	308.4	331.4	348.0	381.7	436.7	450.4
Noviembre	229.9	249.3	264.7	281.4	274.7	282.9	298.1	300.6	317.3	344.1	371.3	412.8	440.0
Diciembre	237.8	258.3	272.0	288.9	279.0	288.8	303.6	305.8	331.2	355.7	381.2	426.3	447.8
<b>Total</b>	<b>2,725.8</b>	<b>2,945.7</b>	<b>3,159.4</b>	<b>3,308.5</b>	<b>3,334.9</b>	<b>3,371.7</b>	<b>3,532.2</b>	<b>3,603.8</b>	<b>3,771.0</b>	<b>3,994.3</b>	<b>4,305.8</b>	<b>4,686.4</b>	<b>5,138.0</b>

### DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) – PERÍODO 1996 - 2008

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Total</b>	<b>544.6</b>	<b>583.7</b>	<b>622.7</b>	<b>644.3</b>	<b>644.9</b>	<b>646.8</b>	<b>674.3</b>	<b>684.1</b>	<b>704.8</b>	<b>759.1</b>	<b>813.1</b>	<b>895.4</b>	<b>898.7</b>

### CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW) – PERIODO 1996 - 2008

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
HIDROELÉCTRICA	263.0	281.3	298.4	335.7	335.7	355.0	444.0	428.1	446.2	448.3	469.5	471.5	478.3
TERMOELÉCTRICA	424.0	424.0	424.0	543.7	625.8	569.0	532.0	552.5	589.4	589.4	600.9	680.1	684.1
<b>Total</b>	<b>687.0</b>	<b>705.3</b>	<b>722.4</b>	<b>879.4</b>	<b>961.5</b>	<b>924.0</b>	<b>976.0</b>	<b>980.6</b>	<b>1,035.6</b>	<b>1,037.7</b>	<b>1,070.4</b>	<b>1,151.6</b>	<b>1,162.4</b>

### PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) – PERIODO 1996 - 2008

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
HIDROELÉCTRICA	1,425.1	1,571.6	1,498.1	1,669.1	1,855.6	2,106.1	2,182.3	1,969.2	2,129.4	1,941.1	2,131.4	2,294.2	2,280.5
TERMOELÉCTRICA	1,464.0	1,557.8	1,839.5	1,763.5	1,611.4	1,423.0	1,513.3	1,821.2	1,829.7	2,247.7	2,375.0	2,607.0	3,091.5
<b>Total</b>	<b>2,889.1</b>	<b>3,129.3</b>	<b>3,337.6</b>	<b>3,432.6</b>	<b>3,467.0</b>	<b>3,529.1</b>	<b>3,695.6</b>	<b>3,790.4</b>	<b>3,959.0</b>	<b>4,188.8</b>	<b>4,506.3</b>	<b>4,901.3</b>	<b>5,372.0</b>

### TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) – PERIODO 1998 - 2008

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
MINUTOS	86.0	76.0	85.0	23.0	30.0	69.6	28.2	104.6	20.5	68.7	24.3

### COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN - 2008

Año	Fecha	Área(s)	Duración Min.
1998	15-Nov	POTOSÍ	27
1999	7-Nov	SUCRE	5
	26-Nov	SUR	55
	23-Dic	ORIENTAL	14
	29-Dic	SUCRE	5
	2-Feb	NORTE	45
2000	24-Mar	SUR	12
	25-Jun	SUCRE	95
	21-Ago	SUCRE	62
	17-Oct	ORIENTAL	17
	25-Oct	SUR	5
	22-Dic	ORIENTAL	12
	28-Dic	ORIENTAL	7
	18-Mar	SUR	37
2001	20-Sep	SUCRE	3
	29-Jul	NORTE	8
2002	13-Ago	ORIENTAL	9
	20-Mar	ORIENTAL	23
2003	18-Jul	CENTRAL, SUR, NORTE	47
	24-Oct	NORTE	8
	26-Nov	NORTE, CENTRAL	29
	29/Feb	ORIENTAL	16
2005	1-Ene	SUR	8
	9-Ene	SUCRE	3
	10-Ene	SUR	16
	20-Ene	ORIENTAL	16
	3-Feb	SUR	36
	27-May	SUCRE	5
	10-Sep	NORTE	4
	2-Oct	ORIENTAL	21
2006	9-Feb	ORIENTAL	25
	23-Nov	SUR, SUCRE	14
2007	17-Mar	ORIENTAL	37
	7-Abr	NORTE	86
	13-Jun	NORTE	30
2008	29-Abr	CENTRAL (ORURO)	85
	2-Oct	NORTE	14

### COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA – PERÍODO 1996 - 2008

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
COSTO MARGINAL	17.2	15.9	18.0	16.1	17.9	9.2	10.3	7.5	5.8	13.9	15.4	15.5	15.7

### PRECIOS SPOT DE ENERGÍA SIN IVA – PERÍODO 1996 - 2008

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
ENERGÍA (US\$/MWh)	18.5	17.5	19.3	17.3	19.7	10.7	11.2	9.1	8.2	14.4	15.5	15.7	16.2
POTENCIA (US\$/kW-m)	6.2	7.8	7.2	7.2	7.3	7.6	7.0	7.6	6.2	5.9	5.5	5.4	5.2
PEAJE TRANSM.(US\$/kW-m)	0.9	0.9	1.7	1.6	1.4	1.8	1.8	1.8	1.8	2.1	3.0	2.9	3.1
MONÓMICO (US\$/MWh)	39.8	38.0	40.1	37.7	40.2	32.3	31.4	30.5	26.0	32.5	34.9	34.8	34.9

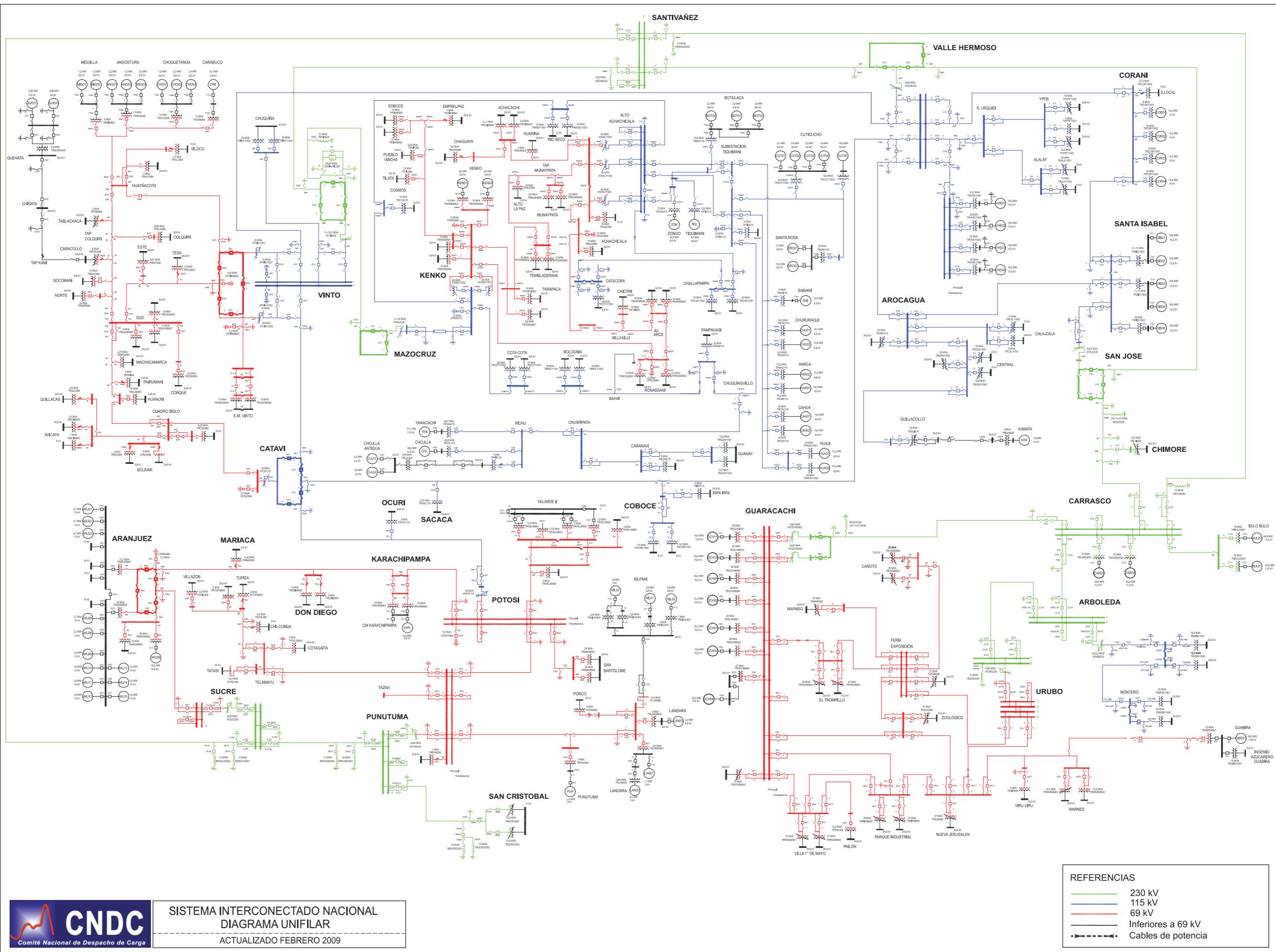
**PRECIOS SEMESTRALES – PERÍODO 1996 - 2008**

Semestre	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/kW-mes	Peaje US\$/kW-mes	Monómico US\$/MWh
May 96 - Oct 96	19.6	5.5	0.9	39.8
Nov 96 - Abr 97	17.5	8.1	0.9	38.5
May 97 - Oct 97	18.3	7.7	0.8	37.9
Nov 97 - Abr 98	18.4	7.5	1.6	39.3
May 98 - Oct 98	20.4	7.0	1.7	40.8
Nov 98 - Abr 99	19.0	6.9	1.7	39.2
May 99 - Oct 99	15.9	7.3	1.6	36.4
Nov 99 - Abr 00	18.6	7.4	1.7	39.4
May 00 - Oct 00	20.6	7.5	1.1	40.3
Nov 00 - Abr 01	13.5	7.3	1.7	34.9
May 01 - Oct 01	10.3	7.8	1.7	32.4
Nov 01 - Abr 02	11.8	8.2	1.8	34.9
May 02 - Oct 02	11.6	7.9	1.8	33.4
Nov 02 - Abr 03	9.1	7.5	1.8	30.9
May 03 - Oct 03	7.8	8.1	1.8	30.1
Nov 03 - Abr 04	8.6	6.2	1.8	26.7
May 04 - Oct 04	9.4	6.3	1.7	27.3
Nov 04 - Abr 05	9.5	6.4	1.7	28.0
May 04 - Oct 05	17.2	5.8	1.9	34.1
Nov 05 - Abr 06	13.5	5.5	3.0	32.7
May 06 - Oct 06	17.3	5.7	3.0	36.4
Nov 06 - Abr 07	14.1	6.1	2.7	35.3
May 07 - Oct 07	16.7	5.1	2.9	34.8
Nov 07 - Abr 08	14.8	5.1	3.0	33.4
May 08 - Oct 08	17.1	5.4	3.2	36.2



## AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2008

EMPRESAS DE GENERACIÓN	SIGLAS
COMPAÑÍA BOLIVIANA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.	COBEE
EMPRESA ELÉCTRICA GUARACACHI S.A.,	EGSA
EMPRESA ELÉCTRICA CORANI S.A.	CORANI
EMPRESA ELÉCTRICA VALLE HERMOSO S.A	VHE
COMPAÑÍA ELÉCTRICA CENTRAL BULO BULO	CECBB
EMPRESA RÍO ELÉCTRICO S.A.	ERESA
HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA S.A.	HIDROBOL
SOCIEDAD INDUSTRIAL ENERGÉTICA Y COMERCIAL ANDINA	SYNERGIA
SERVICIOS DE DESARROLLO DE BOLIVIA S.A.	SDB
GUABIRÁ ENERGÍA S.A.	GBE
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN	
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD S.A.	TDE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA BOLIVIA	ISA
SAN CRISTÓBAL TESA	SCTESA
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	
COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACIÓN	CRE
ELECTRICIDAD DE LA PAZ	ELECTROPAZ
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA COCHABAMBA S.A.	ELFEC
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA ORURO S.A.	ELFEO
COMPAÑÍA ELÉCTRICA SUCRE S.A.	CESSA
SERVICIOS ELÉCTRICOS POTOSÍ	SEPSA
CONSUMIDORES NO REGULADOS	
EMPRESA MINERA INTI RAYMI S.A.	EMIRSA
EMPRESA METALÚRGICA VINTO	EMVINTO
COBOCE LTDA.	COBOCE
EMPRESA MINERA SAN CRISTÓBAL	EMSC
INGENIO AZUCARERO GUABIRÁ S.A.	IAGSA





## 13 AÑOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

- Operando el Sistema Interconectado Nacional
- Administrando el Mercado Eléctrico Mayorista
- Planificando la expansión óptima del Sistema Interconectado Nacional a partir del 2008, bajo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.