



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

Ministerio de
**HIDROCARBUROS
& ENERGÍA**



MEMORIA 2014

RESULTADOS DE LA
OPERACIÓN DEL SIN







CNDC

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



MEMORIA ANUAL 2014



**RESULTADOS DE LA
OPERACIÓN DEL SIN**



ANEXOS



CNDC

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA





MEMORIA ANUAL 2014



CONTENIDO

PRESENTACIÓN DEL PRESIDENTE DEL CNDC



Presidente del CNDC

Durante la gestión 2014, en el Sector Eléctrico Boliviano se obtuvieron resultados importantes, lográndose un alto nivel de seguridad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico en el ámbito del Sistema Interconectado Nacional (SIN), expandiendo la frontera eléctrica y avanzando en el objetivo de universalización al acceso a la energía eléctrica conforme al mandato de la Constitución Política del Estado. Salvo en cortos periodos de tiempo, debido a los programas de mantenimiento de unidades grandes y la indisponibilidad de unidades térmicas, se ha operado dentro de los límites establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo, manteniendo las reservas adecuadas. Sólo se confrontaron dos situaciones de falla significativas, una en el área Oriental y una en el área Oruro.

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) ha participado activamente dentro de las diferentes acciones llevadas a cabo en el sector eléctrico, brindando apoyo técnico a las autoridades del sector así como a las empresas que integran el Sistema Eléctrico Boliviano.

Durante la gestión 2014, se ha continuado con los procesos de capacitación del personal de las diferentes gerencias, tanto en los procesos de operación en tiempo real, administración y planificación, con el propósito de lograr el nivel adecuado de formación que exige la prestación del servicio de energía eléctrica, en el ámbito de la actual Constitución.



Edificio del CNDC

Es importante destacar los aportes significativos de las empresas, tanto en la operación del SIN, como en la incorporación de instalaciones nuevas en los distintos estamentos, generación, transmisión y distribución, así como en la adecuación de la normativa. Durante esta gestión se incorporaron al SIN: la línea Tarija-Yaguacua, la central Termoeléctrica del Sur, la tercera unidad en Bulu Bulu, los excedentes de UNAGRO, los sistemas aislados de Villamontes y Yacuiba, así como la incorporación parcial del sistema Tarija. Se resalta también el desarrollo de las redes de distribución que lograron integrar importantes poblaciones, principalmente del departamento del Beni.

Es importante destacar la participación activa y apoyo de los miembros del Comité de Representantes en la administración del Sistema Eléctrico.

Finalmente deseo, en esta ocasión, agradecer el decidido apoyo de todo el personal del CNDC y contar con su participación en el desarrollo futuro de nuestra institución.

Ing. Hernán Jaldín Florero
Presidente del CNDC

PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC

EL CNDC

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es una entidad sin fines de lucro, que se constituye en un actor estratégico importante de la Industria Eléctrica Boliviana.

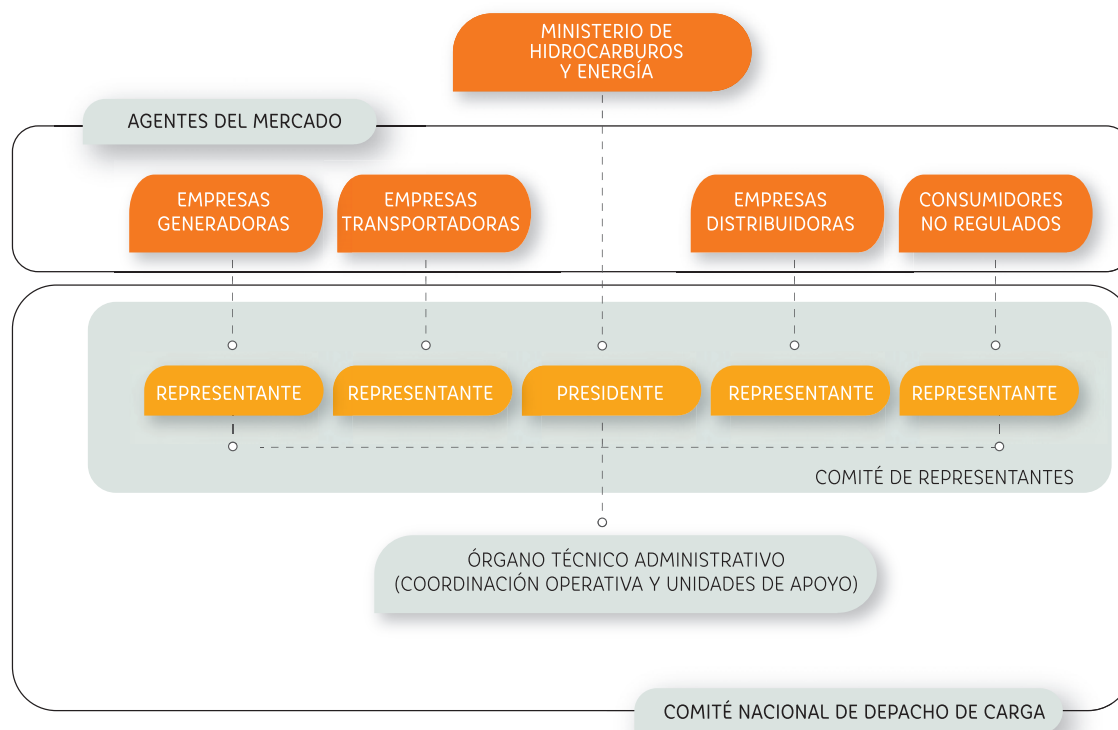
CREACIÓN

El CNDC fue creado según lo dispone el Artículo 18 de la Ley 1604 (Ley de Electricidad) de fecha 21 de diciembre de 1994, el cual está reglamentado a través del Decreto Supremo Nro. 29624.

ORGANIZACIÓN

El CNDC está conformado por el Comité de Representantes y el Órgano Técnico Administrativo que funciona bajo la responsabilidad ejecutiva del Presidente del CNDC.

Mediante Decreto Supremo Nro. 29624, se aprueba el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, modificado por la disposición Final Segunda del Decreto Supremo N° 071 y N° 29894 de 07 de febrero de 2009, que establece que el Presidente del CNDC, es la máxima autoridad ejecutiva del CNDC, quien representa al Ministerio de Hidrocarburos y Energía y ejerce la representación legal del mismo.



El Comité de Representantes realiza reuniones periódicas para tratar asuntos relacionados con el funcionamiento del MEM. La conformación del Comité de Representantes, está compuesta por: el Presidente que es nominado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, un Representante de las Empresas de Generación, un Representante de las Empresas de Distribución, un Representante de las Empresas de Transmisión y un Representante de los Consumidores No Regulados.



Comité de Representantes Gestión 2014

POR EL MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL Nº 115-14 (desde el 04/06/14)	
Presidente:	Ing. Hernán Jaldín Florero
Por las Empresas Generadoras	
Titular:	Ing. Hugo Villarroel Senzano
Alternó:	Ing. Ramiro Ernesto Becerra Flores
Por las Empresas Transportadoras	
Titular:	Ing. Ramiro Mendizabal Vega
Alternó:	Ing. Luis Enrique Lara Menacho
Por las Empresas Distribuidoras	
Titular:	Ing. Víctor René Ustariz Aramayo
Por los Consumidores No Regulados	
Titular:	Ing. Samuel Emerano Nin Zabala
Alternó:	Ing. Carlos Fernando Gemio Chopitea

ÓRGANO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DEL CNDC

El Órgano Técnico Administrativo del CNDC, cuenta con un equipo de profesionales técnicos altamente capacitados con especialización y experiencia en análisis de sistemas eléctricos de potencia, programación operativa, optimización de sistemas hidrotérmicos, despacho de carga en tiempo real, planificación de sistemas eléctricos, administración de sistemas eléctricos, sistemas de medición y administración de transacciones económicas en mercados eléctricos; lo cual permite responder a los exigentes desafíos de desempeño durante las 24 horas del día y los 365 días del año.



FUNCIONES

Las principales funciones del CNDC y su Órgano Técnico Administrativo, se encuentran definidas en el Artículo 19 de la Ley de Electricidad N° 1604 de fecha 21 de diciembre de 1994 y en el Decreto Supremo N° 29624 de fecha 2 de julio de 2008 "Reglamento de Funciones y Organización del CNDC", que fue modificado por la disposición Final Segunda del Decreto Supremo N° 071 de fecha 09 de abril de 2009 y el Decreto Supremo N° 29894 de fecha 07 de febrero de 2009; en dichas disposiciones, se establece que las funciones del CNDC son sumamente importantes para un adecuado funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional y de la Industria Eléctrica en general y que deben estar acordes con las prioridades estratégicas del Sector, en el Plan Nacional de Desarrollo.



Oficinas del CNDC

Se debe destacar que el CNDC está encargado de:

- Coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga en tiempo real del SIN, atendiendo la demanda horaria de forma segura, confiable y a costo mínimo.
- Administrar el Sistema Eléctrico Nacional asegurando el funcionamiento, el suministro seguro y confiable, basados en principios de calidad, velando por el uso óptimo de los recursos energéticos disponibles para la generación de energía eléctrica y respondiendo a las exigencias de la normativa vigente. Promoviendo, el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica nacional, asegurando la confianza de los Agentes del MEM que realizan transacciones de compra - venta y transporte de energía eléctrica en el SIN, a través de la elaboración del balance valorado del movimiento de electricidad resultante de la operación integrada, garantizando los derechos y obligaciones que les faculta la Ley de Electricidad, sus reglamentos y demás disposiciones vigentes.
- Participar en la planificación de la Expansión del SIN, bajo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, buscando el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica, aprovechando las fuentes energéticas de forma racional y promoviendo las condiciones de acceso universal al servicio de energía eléctrica, a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda futura, manteniendo los niveles de calidad requeridos por las condiciones de desempeño mínimo a menor costo.

RECURSOS OPERATIVOS

El CNDC cuenta con una infraestructura de comunicaciones que cubre todos los nodos de interconexión del SIN: un Sistema de Control SCADA para la operación en tiempo real y un Sistema de Medición Comercial que le permite obtener información horaria sobre Inyecciones y Retiros aplicables a las Transacciones Económicas. Asimismo, cuenta con herramientas informáticas especializadas para realizar de manera óptima la programación a corto, mediano y largo plazo, la medición comercial de energía, la planificación y el análisis posterior al despacho de carga.



Presidencia - Staff

MISIÓN, VISIÓN Y VALORES

Misión

"El Comité Nacional de Despacho de Carga en el ámbito de su competencia, es la entidad responsable de la Coordinación y Supervisión de la Operación del Sistema Interconectado Nacional, de la Administración del Sector Eléctrico Boliviano y participa en la Planificación de la Expansión del SIN, con criterios de calidad, transparencia, eficiencia, continuidad, adaptabilidad y neutralidad, buscando el desarrollo y sostenibilidad de la industria eléctrica y promoviendo las condiciones para el acceso universal al servicio de energía eléctrica".

Visión

"El Comité Nacional de Despacho de Carga será una entidad que haya logrado: Mantener o mejorar los niveles de seguridad, confiabilidad y costo mínimo en la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN); ser protagonista en la evolución

del Sector Eléctrico Boliviano. Consolidar el rol del CNDC en la Planificación de la Expansión del SIN a largo plazo, posibilitando la incorporación y el uso de energías con recursos renovables y promoviendo las condiciones para universalizar el acceso al servicio de energía eléctrica en el país; coadyuvar en la integración energética internacional.

Fomentar integralmente el conocimiento y talento humano, promoviendo el desarrollo de competencias y la aplicación efectiva de nuevas tecnologías".

Valores

El personal está comprometido con los valores institucionales de brindar un servicio con integridad, lealtad, imparcialidad, transparencia, confidencialidad, responsabilidad, trabajo en equipo, vocación de servicio, equidad y adaptación al cambio.

CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2014

Durante el primer semestre de la gestión 2014, se han presentado condiciones operativas críticas que han afectado la operación del sistema eléctrico, particularmente del área Norte, debido a:

- Indisponibilidad de unidades generadoras.
- Limitaciones de potencia en unidades de generación por altas temperaturas.
- Márgenes de reserva rotante inferiores a los establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo.

Para resolver estos problemas fue necesario solicitar a los Agentes transmisores, la operación de algunas líneas por encima de su capacidad operativa y cuando no hubo reserva rotante se operó con bajos voltajes y solo en dos oportunidades se administró carga de forma manual.

Las fallas presentadas en los autotransformadores de Vinto y Guaracachi ocasionaron en cada caso, el colapso de las áreas de Oruro y Oriental, respectivamente, que requirió de una oportuna respuesta de los Operadores, con el objetivo de minimizar el tiempo de restitución.

CONTRIBUCIONES A CORTO PLAZO

En toda la extensión del SIN se han reducido los efectos de las condiciones críticas de operación que se presentarón, con el apoyo decidido y la amplia participación de todas las empresas eléctricas que operan en el SIN, mediante acciones oportunas de tipo operativo, de oferta y la demanda.

Personal Unidad de Administración y Finanzas



1. Acciones de Tipo Operativo

- a) En el marco de la Ley de Electricidad, sus Reglamentos y Normas Operativas, cuando ha sido necesario, se han reducido los impactos negativos de déficits de potencia permanentes mediante:
 - La priorización de la continuidad de servicio y seguridad del sistema, sobre el despacho económico.
 - En dos oportunidades resultó inevitable la administración manual de carga en coordinación con los consumidores no regulados.
 - En coordinación con la TDE se operó con 15 % de porcentaje de sobrecarga el corredor de 230 kV desde subestación Carrasco hasta subestación Kenko.
- b) Con el propósito de disponer de personal capacitado para la supervisión, control y coordinación del SIN, se ejecutaron tareas de capacitación interna y externa en las áreas de Sistema de potencia y Restitución del Sistema.
- c) Se utilizó el sistema de alerta temprana, que presenta la información del predespacho y de la operación en tiempo real en forma gráfica; en el sitio Web del CNDC (www.cndc.bo), que permite notificar sobre las condiciones de operación previstas, en función del comportamiento de las instalaciones en tiempo real.

2. Acciones Sobre la Oferta

El CNDC ha llevado a cabo reuniones periódicas con todas las empresas de generación para coordinar mantenimientos de unidades de generación para la programación estacional y de corto plazo (Programa de Mantenimiento Mensual); dichas reuniones, han sido realizadas los últimos días de cada mes, para obtener el Programa de Mantenimiento del mes siguiente, buscando de esta manera, minimizar el impacto de la indisponibilidad programada de unidades de generación en la seguridad y calidad del suministro.

Personal CNDC



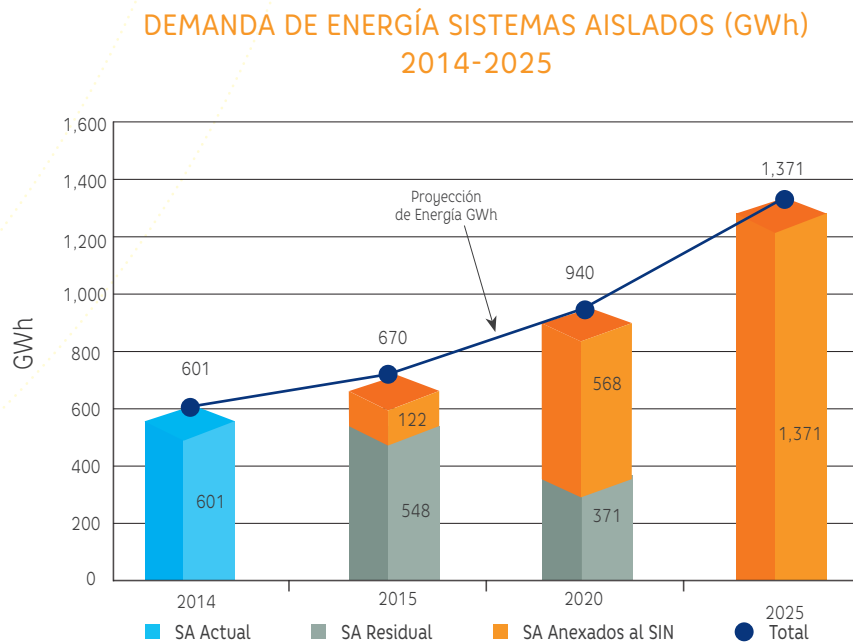
CONTRIBUCIONES A MEDIANO Y LARGO PLAZO

Análisis y Proyección de la Demanda de Bolivia 2025

En el marco del Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia al 2025, la demanda eléctrica de Bolivia fue proyectada para el periodo 2015 - 2025, donde por instrucción del VMEEA se incorpora las demandas de ampliación de la cobertura (nuevos hogares integrados al sistema eléctrico), interconexión de sistemas aislados y los proyectos productivos (agroindustriales, industriales, mineros y de transporte) informados por COMIBOL, ECEBOL, Mutún, Ministerio de Obras Públicas y el Servicio de Desarrollo de las Empresas Públicas Productivas (SEDEM).

Para la proyección de estas demandas, se utilizaron métodos econométricos, métodos basados en interpolación de tasas de crecimiento y métodos basados en la evolución del consumo específico por categorías.

El análisis de la demanda contempla también la proyección de la demanda eléctrica de los diferentes sistemas aislados de Bolivia para su incorporación gradual al SIN.



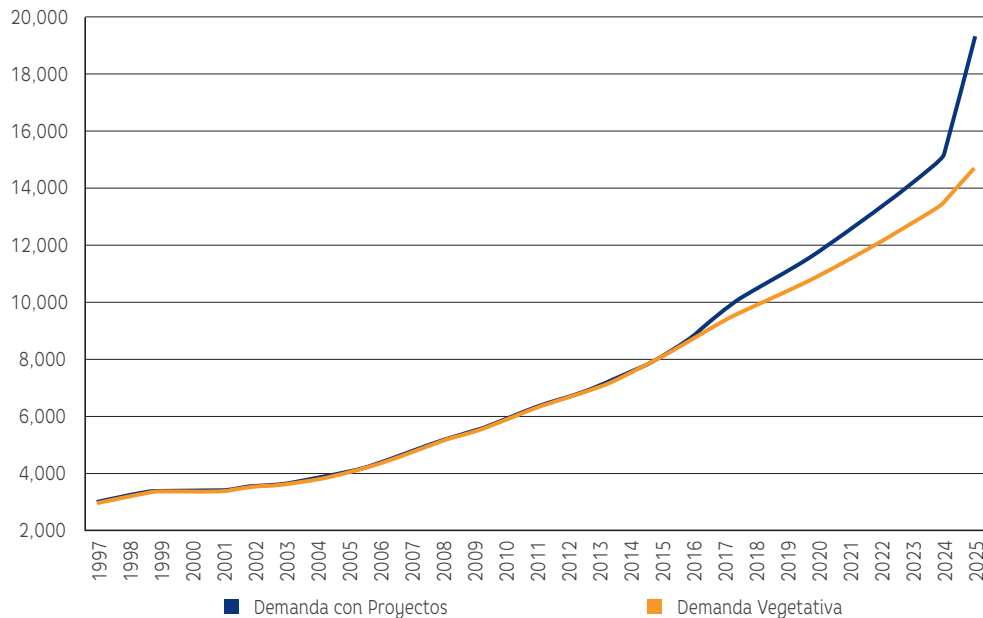
La proyección de la demanda de energía y potencia total del SIN al año 2025, se presenta en el siguiente cuadro:

Proyección Demanda de Energía y Potencia Total del SIN

Año	Energía		Potencia		Factor de Carga
	(GWh)	Tc	(MW)	Tc	
2014	7,478	6.6%	1,298	8.0%	0.67
2015	8,128	8.5%	1,393	7.3%	0.67
2020	11,760	7.7%	1,978	7.3%	0.68
2025	19,254	10.7%	3,138	9.9%	0.70

El crecimiento tendencia de la demanda se muestra en el siguiente gráfico:

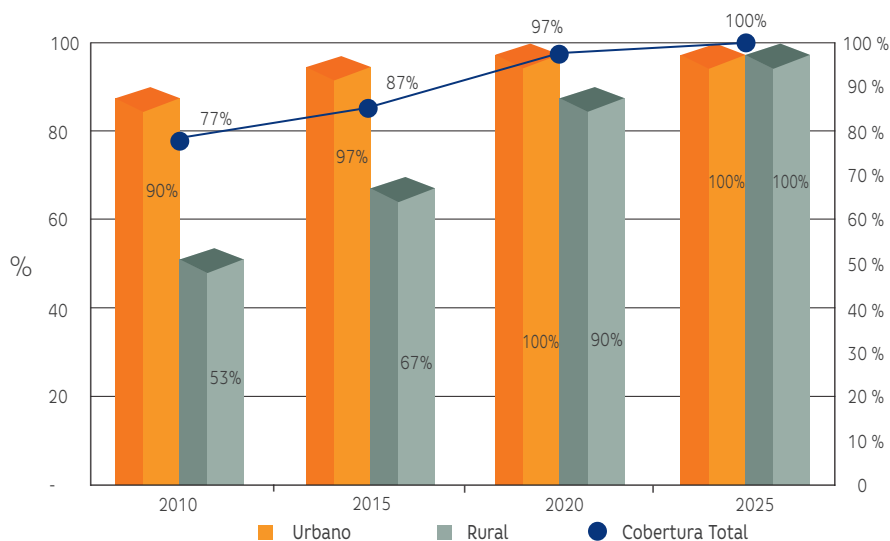
Demanda de Energía del SIN (GWh)



En el gráfico, el cambio de pendiente que muestra la Demanda en el año 2025 (línea tendencial azul), se debe al ingreso de demandas importantes como del proyecto Mutún y Tren Bioceánico, que inciden sustancialmente en el crecimiento total de la demanda.

Para la proyección de cobertura eléctrica se utilizó información de las empresas distribuidoras, los datos preliminares del Censo Nacional de Población y Vivienda 2012 y la proyección de población determinada por el INE. De acuerdo a la Agenda Patriótica al año 2025 se prevé alcanzar la cobertura total del servicio básico de electricidad en el país, conforme se muestra en el siguiente gráfico

Proyección Cobertura de Electricidad (%) 2010 - 2025



IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN

A objeto de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica y la seguridad de áreas, se ha participado en la Comisión del Gasoducto al Altiplano (GAA) para el establecimiento de los cupos de consumo de gas natural para las termoeléctricas, en Cochabamba y La Paz, así como en la Sub Comisión Análisis de la Demanda de Mercado Interno de gas natural y su proyección para el corto y mediano plazo.

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

En la iniciativa de promover oportunidades de integración energética y los intercambios de energía eléctrica con países vecinos, a requerimiento del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), se ha participado en los siguientes grupos de trabajo:

- Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos (GOPLAN) en temas de integración y complementación energética regional y del Grupo Técnico de Organismos Reguladores (GTOR), en las propuestas para la adecuación y armonización de la normativa de los países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y Chile.

El GTOR es el encargado de formular propuestas conducentes al avance del proceso de armonización de los marcos normativos necesarios para la plena implementación de la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad; y el GOPLAN se encarga de elaborar propuestas, realizar acciones de coordinación con las entidades energéticas y eléctricas de los países andinos y lograr acuerdos para que se cumplan los aspectos de acceso a la información y planificación coordinada de proyectos, con visión de integración regional.

- Apoyo y coordinación al Estudio de Interconexiones Eléctricas de Bolivia con Países Limítrofes y Estudio del Potencial Hidroeléctrico de Bolivia, que está siendo llevado a cabo por el VMEEA, mediante consultoría internacional con el apoyo financiero del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF).
- Se ha realizado en coordinación con ENDE, AE y TDE, un análisis para la exportación de energía eléctrica al mercado Argentino mismo que fue presentado al VMEEA como documento base de análisis en las iniciativas de intercambio con países vecinos.

OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES

Por otra parte, se ha participado activamente en las siguientes actividades:

- Proyecto "Prospectiva Energética "UDAPE, la ONU-DAES y el PNUD Bolivia han decidido implementar el proyecto de modelación de energía para fortalecer las capacidades analíticas para colaborar en la formulación de políticas y estrategias coherentes, brindando una serie de herramientas resumidas en un modelo económico y uno de energía. El CNDC se encuentra participando activamente en el proyecto. Para ello se ha brindado información técnica del sector eléctrico y se ha participado de los talleres convocados durante toda la gestión.
- Se participó de una comisión para asegurar el suministro de energía a la subestación Uyuni durante el paso del DAKAR 2014; de reuniones de coordinación en el ministerio de minería respecto al suministro de potencia al Complejo Metalúrgico Karachipampa, de reuniones de coordinación con EGSA respecto a la conexión del autoproducer UNAGRO y de reuniones de coordinación con ELFEC respecto a la conexión del autoproducer YPFB Refinación S.A.

LOGROS OPERATIVOS

En cumplimiento de la Ley de Electricidad, el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), los Decretos Supremos N° 29549 y N° 29624 y el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, se han cumplido las siguientes funciones específicas del Comité Nacional de Despacho de Carga:

Programación de la Operación

En la gestión 2014 se han realizado estudios semestrales de Programación de la Operación, considerando un horizonte de 4 años, sobre la base de la información de oferta y demanda de los Agentes del MEM. Tanto la demanda anual de energía como la demanda máxima coincidental registrada, fueron superiores a los valores previstos en 1.45 % y 0.6 % respectivamente.

En general, los resultados permiten concluir que en el año 2014, el sistema operó en algunos períodos cortos fuera de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) establecidas en la Normativa. El ingreso de las unidades de la Central Termoeléctrica del Sur estaba previsto a partir de fines de marzo de 2014, la primera unidad ingresó el 18 de julio de 2014; asimismo, la primera unidad de la central Warnes prevista para fines de octubre no ingresó durante la gestión 2014; por otro lado, el ingreso de la unidad BUL03 previsto para noviembre 2013 ingresó a fines de enero de la gestión 2014.

Por otra parte, de acuerdo a la normativa vigente, mensualmente se ha realizado el análisis para la actualización de los programas de operación; gracias a esto, la desviación entre el despacho de carga realizado frente al programado en el año 2014 fue del orden del 0.81%.

Unidades VHE05, VHE06, VHE07, VHE08
Empresa Eléctrica Valle Hermoso



DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL

La coordinación de la operación y el despacho de carga en tiempo real durante la gestión 2014, ha sido realizada de forma adecuada, lográndose mantener un suministro de energía segura y confiable para todos los consumidores, a lo largo de todo el año, con algunos problemas durante los meses de marzo y abril, originados principalmente por la indisponibilidad de unidades generadoras como ser:

- La indisponibilidad forzada de la unidad YAN, debido a falla en generador.
- La indisponibilidad forzada de la unidad SAI, debido a inundación de la central.
- La indisponibilidad forzada de la unidad BUL02, debido a falla en la turbina por altas vibraciones.
- La indisponibilidad forzada de las unidades de central Cuticucho, por problemas civiles en el túnel Cuticucho.
- La indisponibilidad forzada de la unidad VHE03, por altas vibraciones en el cojinete del compresor.
- La indisponibilidad forzada de la unidad ALT02, por falla en el sistema de control.
- La indisponibilidad forzada de la unidad KAR, por falla en el sistema de lubricación.
- La indisponibilidad forzada de la unidad CAR03, debido a partículas metálicas en aceite del sistema de lubricación.
- La indisponibilidad forzada de la unidad SUR01, por falla en sistema regulador de velocidad.

División CDC



Otro aspecto que tuvo una influencia significativa en la oferta de generación, fue el registro de temperaturas altas en el área Oriental (Santa Cruz, Entre Ríos, Carrasco y Buló Buló), reduciendo la oferta de generación en los meses de enero a marzo.

Por las razones expuestas, para poder brindar un servicio continuo, en algunas oportunidades fue necesario operar el parque generador a su máxima potencia, sin reserva rotante. Asimismo fue necesario en algunos periodos del día entre los meses de junio a septiembre, operar por encima de la capacidad (en un 15 %) las líneas de 230 kV en el corredor desde subestación Carrasco hasta Subestación Mazocruz.

La operación, en las condiciones mencionadas, exigió la realización de análisis detallados a través de la Programación Estacional, Semanal, Diaria y en Tiempo Real, del uso adicional del agua de los embalses en los sistemas Zongo, Miguillas y Corani respecto a lo programado, de modo de suplir las deficiencias temporales en el parque térmico. Fue necesaria también, una estrecha coordinación con los Agentes, para la programación y realización de los mantenimientos.

ANÁLISIS OPERATIVO Y CONFIABILIDAD

Uno de los objetivos del CNDC es procurar la mejora continua en la confiabilidad de suministro en el SIN y cumplir con las Condiciones de Desempeño Mínimo. En este sentido, durante la gestión 2014 se destacan las acciones siguientes:

- Construcción de la base de datos de protecciones actualizadas en el programa CAPE en coordinación con los agentes ENDE, ISA y TDE.
- Estudios eléctricos para resolver problemas en el SIN.
- Capacitación internacional en protección de líneas de transmisión.
- Visita a las instalaciones de la empresa CESI en Italia para conocer el estado de avance del servicio de consultoría para la realización de estudios eléctricos del SIN.
- Participación en reuniones con el Ministro de Minas, personal del Complejo Metalúrgico Karachipampa, COMIBOL y CNDC con motivo del incremento de carga en el Complejo Metalúrgico Karachipampa.

División Análisis Operativo



- Participación de reuniones con EGSA para la inyección de los excedentes del autoproducer UNAGRO al SIN.
- Participación de reuniones con ELFEC para la inyección de los excedentes de RGB al SIN.
- Participación de una comisión para inspeccionar las instalaciones de la subestación Uyuni, para garantizar el suministro de energía, durante el paso del DAKAR 2014.
- Capacitación internacional del personal del CNDC en protección de líneas de transmisión.
- Participación en el Programa de Entrenamiento Tecnología de Electricidad y Energía Renovable de la Agencia de Cooperación Internacional Coreana (KOICA).
- Capacitación en líneas de transmisión en 500 kV y energías renovables al personal de la División de Análisis Operativo y del CDC.

TRANSACCIONES ECONÓMICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM

El procesamiento de la gestión económica de la operación, se ha realizado adecuadamente, cumpliendo los plazos de entrega respectivos. Estos resultados se expresan en los Documentos de Transacciones Económicas Mensuales y el Documento de Reliquidación por Potencia de Punta.

En lo que respecta a la normativa específica del funcionamiento y administración del MEM, se han actualizado Normas Operativas, en virtud a las condiciones requeridas por el sistema y la adecuación a las disposiciones legales vigentes.

Por otro lado, mediante Resolución AE Nº 470/2014 de fecha 26 de septiembre de 2014, se aprueba la solicitud de compensación por ubicación de las unidades SUR01, SUR02, SUR03 y SUR04 de la Planta Termoeléctrica del Sur de ENDE ANDINA S.A.M. Asimismo, mediante notas AE-849-DPT-180/2014 de fecha 05 de mayo de 2014 y AE-2435-DPT-443/2014 de fecha 20 de noviembre de 2014, la AE dispuso la exclusión de SOBOCE “El Puente”, Empresa Minera Manquiri y Complejo Metalúrgico Karachipampa respectivamente, del pago mensual de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista establecido mediante Decreto Supremo Nº 1536 de fecha 20 de marzo de 2013.

División Transacciones Económicas y Empresas



SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL - SMEC

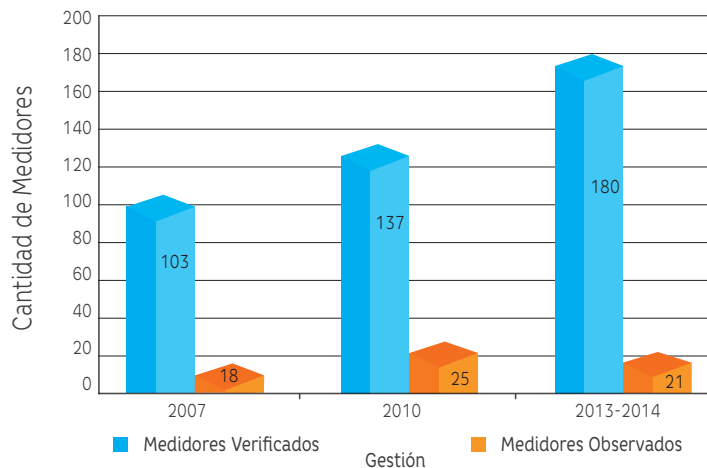
Este sistema constituye una parte fundamental dentro del proceso de elaboración de las transacciones económicas del MEM, puesto que permite obtener los registros de medición de energía, potencia, y otros parámetros eléctricos en intervalos de 15 minutos, de los equipos de medición instalados por los Agentes del MEM en los distintos nodos de Inyección y Retiro del STI, a fin de realizar la valorización económica de las transacciones que se efectúan entre Agentes del MEM.

La gestión y administración del SMEC durante el año 2014, ha requerido realizar entre otros, las siguientes actividades:

- Pruebas de comunicación remota.
- Validación de la información de los registros de medición de los Agentes del MEM.
- Supervisión a más de 180 puntos de medición del Sistema de Medición Comercial.
- Instalación de medidores de respaldo y pruebas de comunicación con los mismos.
- Instalación, verificación y recepción de nuevos puntos de medición.
- Actualización de mediciones en la base de datos del CNDC, para su uso en las transacciones económicas.
- Verificación y pruebas a medidores, realizadas por los Agentes.
- Mantenimiento del software de tele gestión de medidores PRIMEREAD.

También se debe señalar que dentro de las actividades del CNDC como Administrador del MEM, se ha continuado con el proceso de revisión y verificación de los equipos de medición que forman parte del SMEC, proceso que fue iniciado en la gestión 2013. En este sentido, el CNDC contrató a la empresa LACEEL para la provisión del servicio de revisión y verificación de 105 medidores del SMEC. Dicha actividad fue ejecutada y supervisada satisfactoriamente por el CNDC durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2014, el desarrollo de los trabajos de revisión y verificación metrológica, consideró la aplicación de los márgenes establecidos en las Normas IEC 62052-11:2003 e IEC 62053-22:2003 y los mismos fueron realizados en coordinación con los Agentes del MEM propietarios de dichos equipos de medición en instalaciones de las subestaciones y/o centrales donde se encontraban instalados dichos medidores.

VERIFICACIÓN Y REVISIÓN DEL SMEC



INFORME ÍNDICES DE CALIDAD DE TRANSMISIÓN

En cumplimiento del artículo 19 del Reglamento de Calidad de Transmisión, se elaboró el informe de Índices de Calidad de Transmisión del periodo noviembre 2013 - octubre 2014, mismo que fue aprobado por el Comité de Representantes y enviado a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

INFORME DE LA ESTADÍSTICA DE DESEMPEÑO DEL SIN

Se elaboró el informe "Estadística de desempeño del SIN - año 2014", que contiene los indicadores estadísticos de sistema e indicadores estadísticos para componentes de generación y transmisión del SIN bajo el modelo estadístico desarrollado por la CIER.

ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO

Se elaboró el Informe del análisis eléctrico de los resultados de la programación de mediano plazo para los periodos Mayo 2014 – Abril 2018 y Noviembre 2014 – Octubre 2018, a objeto de verificar que los resultados de la operación en el periodo mencionado cumplan los requerimientos de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM), tanto para condiciones normales de operación como de contingencia, mediante simulaciones del sistema.



INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

- Informe CNDC 26/14, que corresponde a la "Evaluación Económica del Proyecto interconexión subestación Warnes 230 KV", aprobado mediante Resolución CNDC 334/2014-6.
- Informe CNDC 31/14, que corresponde a la "Determinación de la Reserva Rotante para el Periodo Noviembre 2014 – Octubre 2015", que consiste en el estudio de tres alternativas de reserva rotante para el sistema, obteniendo para cada una de ellas el sobrecosto operativo y el costo de falla, aprobado mediante Resolución CNDC 335/2014-4.

- Informe CNDC 34/14, que corresponde al estudio "Interdisparos: Líneas Santiváñez – Sucre 230 kV y Sucre – Punutuma 230 kV, con el ingreso de la central Termoeléctrica del Sur", que consiste en el análisis de la conveniencia de mantener o modificar el esquema actual de interdisparos, ante apertura de las líneas Santiváñez-Sucre 230 kV y/o Sucre-Punutuma 230 kV, que desconectan las cargas mineras de San Cristóbal y San Bartolomé, tomando en cuenta el ingreso de la Central Termoeléctrica del Sur y la nueva configuración de la red en el área Sur. Aprobado mediante Resolución CNDC 337/2014-1.
- Mediante nota CNDC-1045-14 del 21/05/2014, se ha presentado el Criterio Técnico sobre el "Proyecto de Potenciamiento y Reinstalación de la Red de Estaciones Hidrométricas del Servicio Nacional de Hidrografía Naval" solicitado por el VMEEA mediante nota MHE-03680 VMEEA - 00365.
- Mediante nota CNDC-1301-14 del 27/06/2014 se ha presentado al VMEEA el informe de "Suministro Proyecto de Industrialización de Recursos Evaporíticos", requerimiento que fue solicitado por el VMEEA con nota MHE-04073 VMEEA-00401.
- Mediante nota CNDC-1458-14 del 24/07/2014, se ha presentado al VMEEA el Informe sobre "Costos de Megaproyectos Hidroeléctricos", requerimiento que fue solicitado por el VMEEA con nota MHE-05201 VMEEA - 00500.
- Mediante nota CNDC-1587-14 del 05/08/2014, se ha presentado a ENDE el "Análisis de Operación de la Central Hidroeléctrica La Pesca", requerimiento que fue solicitado por ENDE con nota ENDE-DEPH-7/24-14.

Se realizarón otros análisis técnicos a solicitud del VMEEA y de agentes del MEM:

- Evaluación económica de la incorporación de energías renovables al SIN.
- Evaluación de escenarios de exportación y excedentes.
- Evaluación del Informe DMEI-EMK-055/2014 de EMK respondiendo con el informe "Análisis sobre Condición de la Empresa Metalúrgica Karachipampa y su participación en el MEM".
- Informe sobre la localización de centrales y subestaciones eléctricas en la región amazónica.
- Elaboración del documento "Historia de la Electricidad en Bolivia". Este documento se ha elaborado durante la gestión 2014 y se encuentra en proceso de complementación y revisión.
- Se realizó el análisis del Proyecto "Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de generación hidroeléctrica de la región andina y sus medidas de adaptación" realizado por OLADE.



INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 30

En el marco de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión", se presentaron al Comité de Representantes los siguientes informes:

- Informe CNDC 07/14 "Implementación de cuatro reactores de neutro", que consiste en la implementación de cuatro reactores de neutro en las subestaciones Punutuma y Sucre de las líneas Santivañez – Sucre y Sucre – Punutuma, aprobado mediante Resolución CNDC 329/2014-1.
- Informe CNDC 12/14 "Línea de Transmisión Yucumo – San Buenaventura en 115 kV", que consiste en la construcción de la línea Yucumo - San Buenaventura 115 kV y de la nueva subestación San Buenaventura, aprobado mediante Resolución CNDC 332/2014-2.
- Informe CNDC 20/14 "Interconexión subestación Warnes 230 kV", que consiste en la extensión de la línea Carrasco - Guaracachi a la nueva subestación Warnes 230 kV para la inyección de generación de la central Warnes, aprobado mediante Resolución CNDC 333/2014-5.
- Informe CNDC 27/14 "Central Termoeléctrica Warnes", que consiste en la incorporación de cinco unidades generadoras de 50 MVA en la nueva Central Warnes, aprobado mediante Resolución CNDC 334/2014-7.
- Informe CNDC 39/14 "Subestación Uyuni 230 kV (Etapas 1 y 2)", que consiste en la construcción de la subestación de maniobra Uyuni en 230 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 340/2014-3.
- Informe CNDC 40/14 "Línea de Transmisión Sucre – Padilla en 115 kV", que consiste en la construcción de la línea Sucre - Padilla en 115 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 340/2014-4.



INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 11

De acuerdo a la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN", se revisó la información técnica y los estudios eléctricos para la incorporación al SIN, de las siguientes nuevas instalaciones:

- Conexión Transformador T-10 en S/E Potosí.
- Bahía de línea 115 kV en S/E Potosí.
- Incorporación Segundo Transformador en 69/24.9 kV en S/E Viacha.
- Transformador T2 en Subestación Zoológico.
- Reemplazo Transformador TRKEN06901 en Subestación Kenko.
- Ampliación subestación Viacha Pueblo.
- Transformador NIAGARA en subestación Tambo (Porco).
- Subestación Colcapirhua.
- Línea de transmisión Chaco – Tarija 230 kV.
- Transformador T491 en subestación Arocagua.
- Interconexión del sistema Villamontes al SIN.
- Reemplazo Transformador TRTRI11501 en subestación Trinidad.
- Transformador 230/115 kV en subestación Punutuma.
- Protección transformador TRVIA06903 en subestación Viacha.
- Reemplazo Transformador 5 MVA y mejoras en subestación Achacachi.
- Transformador 25 MVA_115/10 kV en subestación Cala Cala.
- Interconexión del sistema Yacuíba al SIN.

NUEVAS INSTALACIONES - DECRETO SUPREMO N° 1301

Revisión de información técnica de nuevas instalaciones a ser incorporadas al SIN, en el marco del Decreto Supremo N° 1301 y la Resolución AE N° 400/2012:

- Unidad generadora QUE03 de 0.52 MVA en la Central Quehata de la Empresa Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A.

INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 13

De acuerdo a la Norma Operativa N° 13 "Tratamiento de Excedentes de Energía de Autoprodutores", se revisó la información técnica y los estudios eléctricos de los siguientes proyectos:

- Incorporación de los excedentes del Autoprodutor UNAGRO al SIN.

SUPERVISIÓN DE LA INCORPORACIÓN AL SIN DE NUEVAS INSTALACIONES

El CNDC ha realizado el análisis técnico y económico de las nuevas instalaciones que los Agentes del MEM conectaron al sistema en la gestión 2014; esta tarea consistió en verificar el cumplimiento de las condiciones técnicas y comerciales establecidas en las Normas Operativas N° 8, N° 11, N° 17, N° 30, entre otras.

Se supervisó la incorporación de las nuevas instalaciones que los Agentes del MEM conectaron al sistema; siendo éstas las siguientes:

- Central eólica Qollpana, Unidades de generación N° 1 y N° 2, aerogeneradores de 1.5 MW cada uno - CORANI (Operación comercial desde el 25/01/2014).
- Central Bulu Bulu, unidad de generación N° 3, 49.47 MW, 11.5 kV - CECBB (Operación comercial desde el 27/01/2014).
- Subestación Uyuni – Etapa 1, Autotransformador de potencia ATUYU23001, 50 MVA, 230/115/24.9 kV - TDE (Operación comercial desde el 31/01/2014).
- Subestación Potosí, transformador de potencia TRPOT06901, 7.5 MVA, 69/24.9 kV - SEPSA (Operación comercial desde el 08/02/2014).
- Subestación Rosassani, ampliación subestación 115 kV, Transformador de potencia TRROS11502, 16 MVA, 115/7.33 kV - DELAPAZ (Operación comercial desde el 31/12/2013).
- Subestación Zoológico, Transformador de potencia N° 2 TRZOO06902, 37 MVA, 69/11 kV - CRE (Operación comercial desde el 29/03/2014).
- Subestación Don Diego, Transformador de potencia N° 3 TRDDI06903, 7.5 MVA, 69/24.9 kV - SEPSA (Operación comercial desde el 27/03/2014).
- Central Quehata, habilitación provisional, unidad de generación N° 3, QUE03, 0.320 MW, 0.38 kV - SDB.
- Subestación Potosí, bahía de línea 115 kV, interruptor A433 – TDE (Operación comercial desde el 23/02/2014).
- Subestación YPFB, reemplazo transformador de potencia N° 2 TRYPF11502, 25 MVA, 115/24.9 kV - ELFEC (Operación comercial desde el 24/12/2013).
- Línea Chaco - Tarija 230 kV, 138 km, Subestación Yaguacua, Autotransformador de potencia ATYAG23001, 25 MVA, 230/69 kV - ENDE (Operación comercial desde el 18/04/2014).
- Subestación Viacha, incorporación transformador de potencia N° 2 TRVIA06905, 3 MVA, 66/25 kV - DELAPAZ (Operación comercial desde el 21/03/2014).
- Subestación Viacha Pueblo, ampliación transformador de potencia TRVIP069, 16 MVA, 69/6.9 kV - DELAPAZ (Operación comercial desde el 13/04/2014).
- Subestación Kenko, reemplazo transformador de potencia TRKEN06901, 14.5 MVA, 66/6.6 kV - DELAPAZ (Operación comercial desde el 26/04/2014).
- Central Termoeléctrica del Sur, unidad de generación N° 1, 40 MW, 11.0 kV – ENDE ANDINA (Operación comercial desde el 18/07/2014).



- Central Termoeléctrica del Sur, unidad de generación N° 2, 40 MW, 11.0 kV – ENDE ANDINA (Operación comercial desde el 08/08/2014).
- Subestación Tambo Porco, Transformador de potencia N° 2 TRTAM06902, 2 MVA, 69/24.9 kV - SEPSA (Operación comercial desde el 26/07/2014).
- Central Termoeléctrica del Sur, unidad de generación N° 3, 40 MW, 11.0 kV – ENDE ANDINA (Operación comercial desde el 05/09/2014).
- Central Unagro, incorporación de excedentes del autoproducer UNAGRO (Operación comercial desde el 23/09/2014).
- Central Termoeléctrica del Sur, unidad de generación N° 4, 40 MW, 11.0 kV – ENDE ANDINA (Operación comercial desde el 14/10/2014).
- Subestación Arocagua, transformador de potencia N° 2 TRARO11502, 12.5 MVA, 115/24.9 kV - ELFEC (Operación comercial desde el 08/10/2014).
- Subestación Colcapirhua, transformador de potencia TRCOL11501, 25 MVA, 115/24.9 kV - ELFEC (Operación comercial desde el 10/12/2014).

Durante este año se han supervisado también pruebas de puesta en servicio de los siguientes proyectos: "Interconexión del sistema Villamontes al SIN", "Interconexión del sistema Yacuiba al SIN", "Central Termoeléctrica Warnes unidad N° 1", "Interconexión subestación Warnes", "Autotransformador 230/115 kV en subestación Punutuma", "Bahía de línea 69 kV en subestación Vinto".

MEJORA EN LA NORMATIVA DEL SECTOR

La Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico, ha promovido la mejora de normas del sector eléctrico efectuando adecuaciones de las mismas.

- En fecha 24/10/2014 la AE emite la Resolución AE N° 544/2014 donde se aprueba la modificación de la Norma Operativa N° 13 "Tratamiento de Excedentes de Energía de Autoproduceres".

- En fecha 24/11/2014 la AE emite la Resolución AE 620/2014 donde se aprueba la modificación del término "Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional" por "Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 ó Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia" señalado en el tercer párrafo del punto 4 de la Norma Operativa N° 34 "Compensación por Ubicación de Unidades Generadoras Termoeléctricas a Gas Natural".
- En fecha 31/10/2014 la AE emite la Resolución AE N° 561/2014 donde se aprueba la modificación de la Norma Operativa N° 7 "Indisponibilidad de Unidades de Generación".
- En fecha 26/11/2014 la AE emite la Resolución AE N° 626/2014 donde se aprueba la modificación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional".

HABILITACIÓN DE SERVICIOS ELÉCTRICOS DE TARIJA - SETAR COMO AGENTE DEL MEM

La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) mediante Resolución AE N° 101/2014 de fecha 6 de marzo de 2014, otorgó a Servicios Eléctricos de Tarija - SETAR el correspondiente título habilitante para ejercer la actividad de servicio público de distribución de electricidad en el sistema aislado central Tarija, ubicado en los municipios de Uriondo y Yanchará, Tarija, Padcaya, San Lorenzo y Tomayapo (El Puente) del departamento de Tarija y en el municipio de Culpina (población de Carapari) del departamento de Chuquisaca. En este sentido luego de dar cumplimiento a lo establecido en la normativa vigente, el Comité de Representantes al CNDC, en su sesión ordinaria N° 331 llevada a cabo en fecha 27 de marzo de 2014, en el marco de lo establecido en el Informe CNDC N° 11/14, mediante Resolución CNDC 331/2014-3 habilitó a Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) como Agente del Mercado Eléctrico Mayorista en la actividad de distribución.

RESOLUCIONES DEL CNDC

Durante la gestión 2014, el Comité de Representantes al CNDC llevó a cabo 12 Sesiones Ordinarias y una Sesión Extraordinaria donde se emitieron 77 Resoluciones de cumplimiento obligatorio para todos los Agentes del MEM, ejerciendo de esta forma su función de Administrador del MEM.

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

El CNDC cuenta con una organización estructurada para el logro de sus objetivos, conforme a los lineamientos establecidos en el D.S. N° 29624, norma marco que regula su funcionamiento. Asimismo, al constituirse en una empresa sin fines de lucro, de naturaleza pública no estatal, sus ingresos están limitados a los gastos de funcionamiento e inversión de cada gestión, teniendo como fuente de recursos los aportes de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.



Subestación Uyuni - ENDE

En la gestión 2014, la Unidad de Administración y Finanzas ha gestionado la contratación de personal y la compra y/o contratación de bienes y/o servicios, velando por la satisfacción de los requerimientos de las distintas áreas coordinando y controlando la adquisición y distribución de los bienes y servicios necesarios para el adecuado funcionamiento del CNDC, de acuerdo a lo previsto en el POA 2014.

Con el propósito de contribuir con el fortalecimiento del talento, competencias y conocimientos del personal, se ha elaborado y ejecutado el Plan de Capacitación Gestión 2014, gestionando la participación del personal en cursos, talleres, seminarios y otros relacionados con las funciones de la empresa y el cargo que desempeñan.

En el marco de la Política Nacional de Transparencia en ámbito preventivo y de lucha contra la corrupción, basado en el fortalecimiento de la participación ciudadana, el derecho de acceso a la Información y mecanismos de fortalecimiento y coordinación institucional, el CNDC ha coadyuvado y participado en las Audiencias de Rendiciones Públicas de Cuentas organizadas por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, así como en ferias Interministeriales relacionadas con Energías Alternativas y otros.

En lo relacionado al manejo de los recursos económico - financieros, en la gestión 2014 se ha realizado la planificación, control, supervisión y evaluación de las actividades administrativas de la entidad, llevando registros de las operaciones financieras y presupuestarias; bajo los lineamientos establecidos en la normativa legal vigente, en estricto cumplimiento a la normativa interna del CNDC.

A fin de modernizar y optimizar los procesos administrativos, se ha coordinado con la Unidad de Procesos y Tecnologías de la Información, el desarrollo de un programa para el control y seguimiento del plan anual de capacitación.

TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN

El CNDC cuenta con una infraestructura moderna de comunicaciones y equipos computacionales; además de software comercial, especializado, programas y sistemas; que permiten la realización de sus funciones. El sitio WEB del CNDC se constituye en la herramienta de comunicación oficial que permite difundir de manera transparente y oportuna la información y resultados de todas las áreas del CNDC; la misma cuenta con dos áreas, la primera corresponde a la información de acceso público en general y la segunda con la información operativa dirigida a los Agentes y Autoridades del Sector.

Unidad Procesos y Tecnología de la Información



El CNDC, en el marco de la automatización de sus procesos, ha continuado con la actualización de sus sistemas de información, es así que durante la gestión 2014 se ha concluido con el desarrollo de los módulos de Administración de Redes y Costos de Generación; asimismo, se han diseñado los módulos de Tiempo Real, Transacciones Diarias y Transacciones Mensuales. Se tiene por objetivo alcanzar un mayor nivel de integración modular y paramétrico con herramientas que cuentan con tecnología de punta. Esta actividad ha sido priorizada por la presidencia del CNDC y contó con el aporte de las Gerencias Técnicas y Unidades de Apoyo. Asimismo, el año 2014 se apoyó a la Unidad Administrativa y Financiera en el proceso de implementación del Sistema SAP Business One.

SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC

Mediante Auditoría Externa efectuada por la empresa UNIT de Uruguay del 11 al 13 de abril de 2014 se recertificó el Sistema de Gestión de la Calidad, confirmando una vez más, el compromiso del CNDC de continuar brindando cada vez un mejor servicio y de calidad al Sector Eléctrico Boliviano.

Con el objetivo de hacer más eficiente la gestión empresarial del CNDC, en el año 2014, se ha consolidado la integración de la Gestión de la Calidad con la de Gestión Estratégica Institucional, optimizando de esta manera el trabajo del personal. Esta actividad será fortalecida con la implementación del Software de Seguimiento del Sistema de Gestión de la Calidad y POA.

Como parte de las funciones de la Unidad de Procesos y Tecnologías de la Información, se ha continuado con la actualización de los procedimientos administrativos y la Normativa Institucional que rige al CNDC (Estatuto, Reglamento Interno y Código de Ética).



CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA

El CNDC, al ser una empresa eminentemente técnica, cuyo principal recurso es el factor humano, en la gestión 2014 se ha enfocado en el potenciamiento del talento humano, a través de la aplicación de un plan de capacitación, priorizando la participación grupal de manera que se obtenga mayor alcance en el personal, que ha permitido mejorar las contribuciones productivas del personal a la organización.

TÉCNICA OPERATIVA

NOMBRE DEL EVENTO	LUGAR
Seminario XVII Digsilent - Power Factory – ENSYS S.A.C.	Lima - Perú
Curso Introducción a Protecciones de Líneas de Transmisión - SEL	Campiñas - Sao Paulo - Brasil
Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico - CIER	Montevideo - Uruguay
Programa de Entrenamiento Renewable Energy Development - KOICA	Seúl - Corea
Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia – XM S.A.	Cochabamba - Bolivia
Planificación de Sistemas Eléctricos - CESI S.P.A.	Cochabamba - Bolivia
Visita Técnica Instalaciones del Exterior Centro Nacional de Control de Energía - CENACE	Quito - Ecuador
Visita Técnica a instalaciones de los Agentes del MEM	Santa Cruz - Tarija - Cochabamba
Taller de Capacitación en Modelaje de Energía - PNUD/UN/UDAPE	La Paz - Bolivia
Congreso Internacional de Turbinas y Motores a Gas - BOCIER	Santa Cruz - Bolivia
Curso Modelado y Control de Sistemas Mecatrónicos y Aeroespaciales con Simulink - BOCIER	Cochabamba - Bolivia
Diplomado en Ingeniería y Tecnología de Sistemas Eléctricos de Potencia - UPB	Cochabamba - Bolivia
Simposio Tecnologías en los Servicios Públicos - BOCIER	La Paz - Bolivia
Simposio Internacional “Energías Alternativas a gran Escala en Bolivia” - MHE	Cochabamba - Bolivia

GENERAL

NOMBRE DEL EVENTO	LUGAR
Gestión de Contratos - Procuraduría General del Estado	Cochabamba - Bolivia
Seminario Especializado en materia tributaria - SATELS S.R.L.	Cochabamba - Bolivia
Taller Especializado “Jornada Laboral, Gestión salarios, aspectos legales y formales del Incremento Salarial - SATELS S.R.L.	Cochabamba - Bolivia
Taller Tributario Especializado - SATELS S.R.L.	Cochabamba - Bolivia
Excepciones e incidentes en Derecho Procesal Civil y Penal - Procuraduría General del Estado	Cochabamba - Bolivia
Taller Tributario especializado del Nuevo Sistema de Facturación Virtual, tratamiento contable tributario de Activos Fijos, Inventarios y Existencias - SATELS S.R.L.	Cochabamba - Bolivia
Seminario Laboral “Como Prepararse y afrontar una Inspección Laboral - SATELS S.R.L.	Cochabamba - Bolivia
Desafíos para la Gestión de Talentos en Empresas del Sector Eléctrico - CIER	Cochabamba - Bolivia
Alcance Aplicación y Efecto del Doble Aguinaldo “Esfuerzo por Bolivia” -SATELS S.R.L.	La Paz - Bolivia

CAPACITACIÓN TÉCNICA IMPARTIDA

El CNDC como uno de los principales actores y referente en el medio, ha contribuido de forma efectiva en la mejora del desempeño del Sector Eléctrico impartiendo capacitaciones, difusión de información y actualizaciones a Agentes del Mercado y Autoridades vinculadas al sector.

TÉCNICA OPERATIVA

TEMA / CURSO	LUGAR	DIRIGIDO A:
Condiciones de desempeño mínimo, Normas Operativas N° 1,4,5 y 6	Tarija - Bolivia	SETAR - Villamontes

Participación en Actividades del Sector

Durante la gestión 2014, el CNDC ha participado de forma dinámica en actividades que han favorecido al Sector Eléctrico Boliviano mediante el intercambio de conocimientos y experiencias a nivel nacional e internacional.

ACTIVIDADES

OBJETO	LUGAR
Evento Internacional "Inter Solar" - Cooperación Técnica Alemana GIZ	Sao Paulo - Brasil
Participación en el Congreso Iberoamericano de Energía INTEGRACIER - CIER	Punta del Este - Uruguay
Participación en Feria Power - Gen 2014 - POWER - GEN International	Florida - EEUU



Central Termoeléctrica Valle Hermoso
Empresa Eléctrica Valle Hermoso

PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y LOGROS CORRESPONDIENTES

Con el fin de fortalecer y mejorar continuamente los servicios que presta el CNDC dentro el Sector Eléctrico y contribuir con el cumplimiento de la Visión, Misión, lineamientos establecidos en la Constitución Política del Estado, el Plan Nacional de Desarrollo, las Políticas Energéticas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, se han establecido Directrices institucionales mediante una Planificación Estratégica Quinquenal para las gestiones del 2014 al 2018, del cual derivan Objetivos Anuales.

Para la gestión 2014 se ha definido un Plan Operativo Anual (POA 2014) alineado con la Planificación Estratégica Quinquenal, de acuerdo a lo siguiente:

Plan 1: A fin de mantener o mejorar los niveles de seguridad, confiabilidad y costo mínimo en la Operación del SIN, la Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico y la Gerencia de Operaciones del SIN han alcanzado los siguientes logros:

- a) Se ha recabado información de las funciones y organización de la parte operativa de XM y CENACE, para comparar otros centros de control y repotenciar el CDC con personal.
- b) Para hacer un uso eficiente de nuevas tecnologías disponibles, se efectuaron pruebas con la nueva versión NCP13; a fines de diciembre se ha tenido la versión del CORPLA actualizado y la disponibilidad de un equipo con plataforma 64 bits.
- c) Se ha contratado un ingeniero de protecciones y se ha iniciado satisfactoriamente su proceso de capacitación, con el objeto de repotenciar el área de protecciones.
- d) Se ha presentado el informe de una metodología de Optimización de Mantenimientos.
- e) Se ha realizado las pruebas de medición de potencia efectiva y consumos propios en la central hidroeléctrica Quehata.
- f) Se ha elaborado en Informe N° CNDC 16/14 "Suministro de Energía Eléctrica en el SIN mayo 2014 – octubre 2014" para la identificación de problemas potenciales en el suministro de energía en el SIN.

Plan 2: Con el objetivo de presentar propuestas de adecuación en el marco normativo para el desarrollo, funcionamiento y sostenibilidad del Sector Eléctrico Boliviano, la Asesoría Legal, ha alcanzado los logros detallados a continuación:

La unidad de asesoría legal ha participado en reuniones de coordinación con Presidencia, Gerencias y Unidades, a fin de contar con antecedentes y elementos necesarios para la recomendación de acciones institucionales, tanto internas como externas.

Plan 3: Con el propósito de Consolidar la Planificación de la Expansión Óptima del SIN a largo plazo, la Gerencia de Planificación del SIN ha obtenido los logros siguientes:

- a) Se ha actualizado el modelo matemático de regulador de velocidad de la Unidad VHE04, a partir de pruebas y la información de registradores de eventos.
- b) Se ha actualizado y complementado parte de la información técnica en base a datos de elementos de red, al nuevo Sistema Informático, actividad que será concluida en la Gestión 2015.
- c) Se ha presentado mediante informe al Comité el análisis de la reserva rotante sobre la base de la experiencia e información bibliográfica disponible de países vecinos.
- d) Se ha efectuado el relevamiento de proyectos de generación de pequeña y gran escala:

- Se ha efectuado la recolección y procesamiento de Fichas Técnicas de ENDE Corporación.
 - Se ha simulado el proyecto "La Pesca" de la cuenca Río Grande, se informó a ENDE mediante nota CNDC 1587/14.
- e) Se ha realizado el relevamiento de información de sistemas aislados y proyectos productivos:
- Se recolectó información de la AE, CRE, VMEEA, SEDEM, ECEBOL y Empresas productivas del Ministerio de Producción y Economía Plural. Durante el mes de Noviembre se visitó el sistema aislado Bermejo para realizar la recopilación de información técnica.
 - A nivel nacional se recolectó información relevante de sistemas aislados para la planificación de la expansión del SIN. La información ha sido incluida en el Informe de Demanda a Largo Plazo del SIN.
- f) En base a información Actualizada del INE, AE y conjuntamente el VMEEA, se ha desarrollado una metodología para la proyección de la cobertura eléctrica, con lo cual se ha proyectado la cobertura del servicio básico de electricidad a nivel nacional y departamental.
- g) A requerimiento, se efectuaron los siguientes trabajos:
- Análisis del Proyecto "Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de generación hidroeléctrica de la región andina y sus medidas de adaptación", propuesto por OLADE.
 - En respuesta a solicitud del Ministerio de Hidrocarburos y Energía MHE-08578 VMEEA-00748, se generó un reporte sobre la localización de centrales y subestaciones eléctricas en la región amazónica.



División Programación

- En atención a solicitud efectuada mediante nota MHE – 08584 VMEEA – 00750, se emitió el informe “Análisis sobre Condición de la Empresa Metalúrgica Karachipampa y su participación en el MEM.

h) Mediante notas del CNDC, se han presentado:

- Criterio Técnico sobre el “Proyecto de Potenciamiento y Reinstalación de la Red de Estaciones Hidrométricas del Servicio Nacional de Hidrografía Naval”.
- Informe de “Suministro Proyecto de Industrialización de Recursos Evaporíticos”.
- Informe sobre “Costos de Megaproyectos Hidroeléctricos”.
- Análisis de Operación de la Central Hidroeléctrica La Pesca.
- Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia al 2025, aprobado mediante Resolución Ministerial 050/14 del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Plan 4: A fin de coadyuvar en la integración energética internacional y el intercambio de energía eléctrica, se ha participado en las siguientes iniciativas:

a) Asistencia a grupos de trabajo, foros y reuniones:

- Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores de la Comunidad Andina (GTOR).
- Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de los Países Miembros de la Comunidad Andina (GOPLAN).
- Comité Andino de Autoridades y Organismos Reguladores de Electricidad - CANREL.
- Proyecto “Prospectiva Energética”- UDAPE. Se ha enviado información sobre demanda, generación, componentes y proyectos del SIN.
- Grupo de Trabajo “Estudio Potencial Hidroeléctrico en Bolivia”. Se ha cumplido con la recopilación de información base para el estudio y se ha participado en el seguimiento al avance del estudio.
- Grupo de Trabajo “Estudio de Interconexión de Bolivia con países Limítrofes”. Se ha cumplido con la recopilación, entrega de la base de datos del SIN, asimismo se ha participado en el seguimiento del Estudio.

Plan 5: Con el propósito de fomentar integralmente el conocimiento y el talento humano, promoviendo el desarrollo de competencias, la Unidad de Administración y Finanzas ha alcanzado los logros detallados a continuación:

a) Se ha coadyuvado la participación del personal en cursos sobre temas técnicos:

- Evaluación de Proyectos dictado por la consultora QUANTUM.
- Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia impartido por la consultora CESI.
- Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico - CIER Uruguay.
- Se ha realizado la compra del NETPlan y se realizó una Capacitación con PSR sobre el uso del programa.

- Se realizaron visitas a las centrales Bullo Bullo, Carrasco, Entre Ríos, Karachipampa y Aranjuez.
- b) Se ha gestionado la suscripción de convenios de aprendizaje con distintas universidades, lo que permitió a estudiantes universitarios poder desarrollar tareas de investigación y apoyo dentro el CNDC.
 - Dos estudiantes de la Carrera de Historia de la UMSA entre los meses de septiembre a noviembre de 2014 para la referenciación del documento "Historia de la Electricidad en Bolivia" en coordinación con el VMEEA.
 - Cuatro estudiantes egresados de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la UMSS, dos de ellos para realizar práctica empresarial en la Gerencia de Operaciones del SIN durante los meses de febrero a mayo de 2014 y dos estudiantes para desarrollar un trabajo dirigido en la Gerencia de Planificación en los meses de septiembre de 2014 a marzo de 2015.
- c) Se ha elaborado el informe de Diagnóstico y Análisis FODA de la División de Transacciones Económicas y Empresas.
- d) Se ha elaborado el documento base para el desarrollo de un programa de seguimiento al Plan Anual de Capacitación, a fin de automatizar este proceso.
- e) Se ha efectuado la recopilación de información para la elaboración de protocolos de seguridad industrial y se tiene previsto su conclusión el 2015.
- f) Ha sido aprobado por Presidencia el Plan de Motivación 2014 elaborado por la UAF y en concordancia a las políticas de incentivo se ha financiado la participación del personal en actividades deportivas individuales y grupales. Así mismo, se han organizado eventos de confraternización para el personal.
- g) A fin de evaluar el cumplimiento de las funciones y logro de objetivos del personal se ha efectuado la Evaluación del Desempeño de la gestión 2013 emitiendo el INFORME CNDC-0479-2014, con resultados generales de cumplimiento del 94% (promedio general).

Plan 6: Aplicar eficientemente nuevas tecnologías.

- a) Planificación y desarrollo del proyecto de implementación del SAP – BO en la Unidad de Administración y Finanzas.
- b) Base de datos Oracle Optimizada y documentación de actividades realizadas.
- c) Se renovó el contrato de soporte técnico con Oracle.
- d) Se ha realizado el análisis correspondiente en la modalidad "open license" MS-Office.
- e) Se realizó la instalación de equipos personales de acuerdo a requerimiento.
- f) Web Sence con soporte actualizado.
- g) Se cuenta con contrato vigente de soporte para Mantenimiento preventivo/correctivo de hardware.
- h) Automatización del Sistema Integrado con avance según lo programado.
- i) Previo análisis de necesidades de actualización de normativa interna, se ha presentado a la Presidencia la Normativa Institucional Actualizada, en coordinación con Asesoría Legal (Estatuto, Reglamento Interno y Código de Ética - Reglamento de Comité de Ética).

j) Generación de reportes por el Sistema Informático de Seguimiento del SGC y POA en nuevo formato.

Plan 7: Para brindar un servicio eficiente bajo el principio de mejora continua se tiene como objetivo mantener la Certificación del Sistema de Gestión de la Calidad.

Con este fin ha sido recertificado el Sistema de Gestión de la Calidad mediante Auditoría Externa efectuada por la empresa UNIT de Uruguay manteniendo la certificación ISO 9001:2008.

Plan 8: Posicionar al CNDC como referente técnico en el sector energético del país.

Se ha establecido contactos con entidades vinculadas al sector, participando en cursos, talleres, seminarios y otros eventos relacionados con empresas e instituciones del sector eléctrico nacional e internacional.

Gracias al esfuerzo y compromiso de todo el personal, el CNDC ha logrado consolidar su imagen como una entidad que desarrolla sus funciones definidas en el marco legal vigente, de manera eficiente, siendo considerada un referente técnico del Sector Eléctrico Boliviano.

Parque Eólico Qollpana - Corani



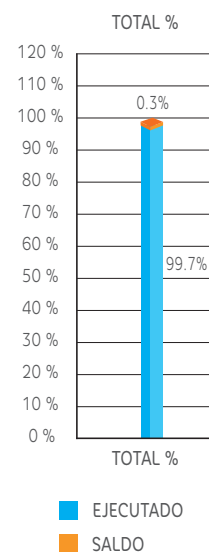
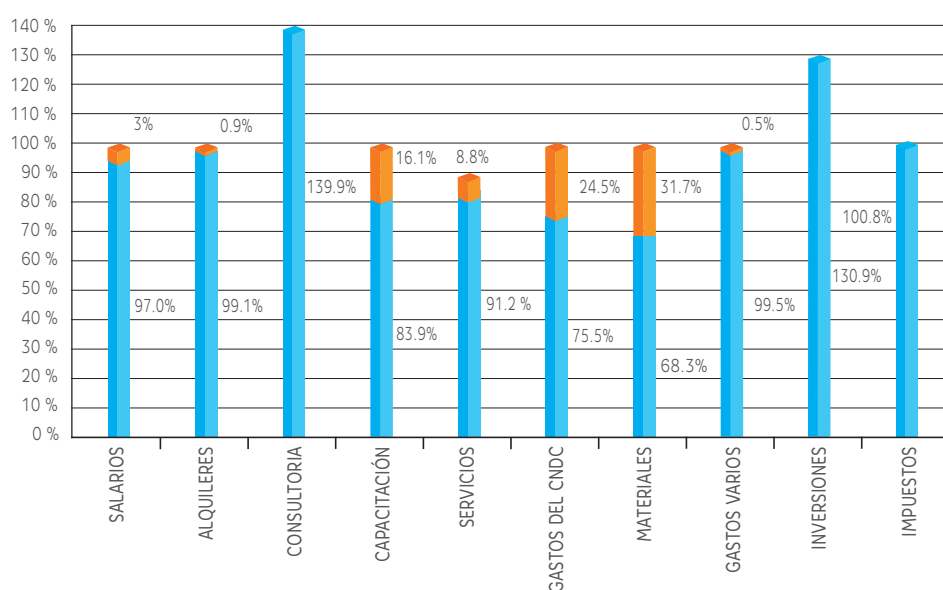
ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC

El CNDC es una entidad sin fines de lucro, de naturaleza pública no estatal, de acuerdo a normativa expresa sus costos de funcionamiento son cubiertos por todos los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo a su participación en el mercado.

El monto máximo de su presupuesto anual está determinado en el D.S. 29624 Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, Art. 21 Punto I b) de 02 de julio de 2008: "no podrá exceder el dos por ciento (2%) del monto resultante de valorizar la potencia firme y la energía neta total inyectada por los generadores al SIN en el año anterior al de aplicación del presupuesto por sus respectivos precios correspondientes al mes de mayo del año anterior al que corresponde el Presupuesto".

El Comité de Representantes en su Sesión N° 326 de fecha 22 de noviembre de 2013, aprobó el Plan Operativo Anual y el presupuesto por un monto total de Bs 36,833,128.- según Resolución CNDC 326/2013-10.

PRESUPUESTO EJECUTADO 2014 (%)



GASTOS DE FUNCIONAMIENTO

G.INV.

G.IMP

■ EJECUTADO

■ SALDO

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

ESTADO DE EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA

POR EL PERIODO COMPRENDIDO DE ENERO 1 A DICIEMBRE 31, 2014

(Expresado en bolivianos)

Concepto	Presupuesto Aprobado	Presupuesto Neto	Ejecutado	Saldo Neto
Salarios	18,881,845	18,881,845	18,309,752	572,093
Alquileres	6,645,269	5,781,384	5,730,549	50,835
Consultoría	2,022,534	1,926,623	2,694,826	(768,203)
Capacitación	970,473	893,701	749,435	144,266
Servicios	2,423,039	2,229,095	2,033,935	195,160
Gastos del CNDC	378,988	358,833	270,913	87,920
Materiales	160,596	139,719	95,494	44,225
Gastos varios	169,182	147,189	146,495	694
Inversiones	646,530	581,440	761,242	(179,802)
Sub total	32,298,456	30,939,829	30,792,641	147,188
Impuestos no Compensados	4,534,672	4,534,672	4,570,126	(35,454)
Total	36,833,128	35,474,501	35,362,767	111,734



Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
CDA-02-M03/CAUB-6459
CONTADOR



Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
JEFE UNIDAD ADM. Y FINANZAS



Ing. Hernán Jaldín Florero
PRESIDENTE



DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Presidente y Representantes

Comité Nacional de Despacho de Carga

Cochabamba

Hemos examinado el balance general del Comité Nacional de Despacho de Carga a diciembre 31, 2014, y los correspondientes estados de resultados, evolución del patrimonio neto y flujo de efectivo por el año terminado en esa fecha que se acompañan. Estos estados financieros son responsabilidad de la Presidencia del Comité. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestra auditoría. Los estados financieros del Comité Nacional de Despacho de Carga a diciembre 31, 2013, fueron examinados por otros auditores, cuyo informe de marzo 14, 2014, expresó una opinión sin salvedades sobre esos estados.

Efectuamos nuestro examen de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Bolivia. Esas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener una seguridad razonable respecto a si los estados financieros están libres de presentaciones incorrectas significativas. Una auditoría también incluye evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas 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 a diciembre 31, 2014, los resultados de sus operaciones, evolución del patrimonio neto y flujos de efectivo, por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia.

De acuerdo con el Decreto Supremo N° 0071 de abril 9, 2009, crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad que tiene como funciones de fiscalizar, controlar, supervisar y regular el sector de Electricidad considerando la Ley N° 1604 de diciembre 21, 1994 de Electricidad y sus reglamentos, en tanto no contradigan lo dispuesto en la CPE. Asimismo, establece que el Presidente del CNDC es designado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

DELTA CONSULT LTDA.


 (Socio)

Lic. Oscar A. Calle Rojas

MAT. PROF. CAUB. N° 1433

La Paz, Bolivia
Marzo 13, 2015



COLEGIO DE AUDITORES DE BOLIVIA Personería Jurídica R.S. 209343 de 09/07/91	
COLEGIO DE AUDITORES DE LA PAZ Personería Jurídica: R.A.P. N° 045/96 de 13/03/96 www.colegio deauditoreslapaz.org	
SOLVENCIA PARA EMPRESAS DE AUDITORIA R.M. 1384 DE 10/10/89	
N° 037630	
Razón Social	Delta Consult Ltda.
Matrícula N° CAUB	015
Empresa Auditada	CNDC
Firma	
Fecha	31 03 2015
La solvencia profesional certifica que la Empresa de Auditoria está Registrado en el Colegio de Auditores de Bolivia, no certifica la responsabilidad de opinion.	
La Paz, 31 MAR 2015	

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

BALANCE GENERAL

(Expresado en bolivianos)

A diciembre 31

	2014	2013 (Reexpresado)
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE:		
Disponible	4,104,682	6,326,899
Disponible Comprometido	3,491,008	1,536,666
Cuentas por Cobrar a Agentes	3,441,088	3,307,047
Anticipos impuestos	2,144	30,195
Anticipo al personal	998	7,627
Cuentas por cobrar al personal	1,186	4,174
Cuentas por cobrar varios	44,743	28,987
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	11,085,849	11,241,595
ACTIVO FIJO, neto de depreciación	5,727,434	6,684,522
Servicio sop. y mantenimiento licencia pagado por anticipado	169,928	
Inversiones	53,025	56,187
Estudios y proyectos	78,850	
Activo Fijo diferido	214,627	127,404
Activo Intangible	481,308	
Otros activos	707,511	681,714
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	7,432,683	7,549,827
TOTAL ACTIVO	18,518,532	18,791,422

(Continúa)



Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
CDA-02-M03/CAUB-6459
CONTADOR



Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
JEFE UNIDAD ADM. Y FINANZAS



Ing. Hernán Jaldín Florero
PRESIDENTE

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

BALANCE GENERAL


(Expresado en bolivianos)

A diciembre 31

	2014	2013 (Reexpresado)
PASIVO Y PATRIMONIO		
PASIVO CORRIENTE:		
Cuentas por pagar agentes		13,895
Proveedores - servicios	1,639,194	
Proveedores - materiales	32,608	720,042
Cargos tarjeta de crédito	18,019	
Cuentas por pagar varios	9,655	8,032
Obligaciones Tributarias	341,125	382,025
Obligaciones Sociales	2,134,966	2,447,149
Previsión para obligaciones varias	751,540	796,361
TOTAL PASIVO CORRIENTE	4,927,107	4,367,504
PASIVO NO CORRIENTE:		
Previsión para indemnizaciones	3,088,410	2,678,017
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	3,088,410	2,678,017
Total Pasivo	8,015,517	7,045,521
PATRIMONIO		
Reserva Patrimonial	1,000,000	1,000,000
Ajuste de Capital	561,927	561,927
Reserva por Resultado de Inversiones	6,491,468	5,026,777
Reserva por revalúo técnico	135,392	135,392
Ajuste de reservas Patrimoniales	2,027,136	1,939,783
Resultados acumulados		
Resultados de la gestión	287,092	3,082,022
Total Patrimonio	10,503,015	11,745,901
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	18,518,532	18,791,422



Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
CDA-02-M03/CAUB-6459
CONTADOR



Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
JEFE UNIDAD ADM. Y FINANZAS



Ing. Hernán Jaldín Florero
PRESIDENTE

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

ESTADO DE RESULTADOS

(Expresado en bolivianos)

Año Terminado en diciembre 31

	2014	2013 (Reexpresado)
INGRESOS:		
Ingresos de Operación:		
Cuotas ordinarias agentes	30,788,658	31,794,863
Total Ingresos de operación	30,788,658	31,794,863
EGRESOS:		-
EGRESOS OPERATIVOS		-
Gastos de Administración	(16,661,619)	(14,153,095)
Costos de operación en despacho	(15,020,206)	(15,052,608)
Costos Financieros	(23,153)	(17,263)
Total egresos operativos	(31,704,978)	(29,222,966)
OTROS INGRESOS (GASTOS)		-
Egresos de gestiones anteriores	(21,594)	8,315
Amortización y castigos		(1,470)
Ingresos Gestiones Anteriores		19,759
Excedentes presupuestarios	1,443,866	623,733
Gastos varios	(100,793)	(110,655)
Gastos por actividades ajenas	8	1
Rendimientos financieros	65,115	30,312
Mantenimiento de valor	(403)	(505)
Diferencia de cambio	(464)	(134)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	(182,323)	(59,231)
Total otros ingresos	1,203,412	510,125
Resultado del periodo	287,092	3,082,022



Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
CDA-02-M03/CAUB-6459
CONTADOR



Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
JEFE UNIDAD ADM. Y FINANZAS



Ing. Hernán Jaldín Florero
PRESIDENTE

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

(Expresado en bolivianos)

Año Terminado en diciembre 31

	2014	2013 (Reexpresado)
FONDOS ORIGINADOS EN LAS OPERACIONES:		
Resultado del periodo	287,092	3,082,022
Partidas que no generan movimiento de fondos:		
Depreciación y Amortización de activos	1,097,455	1,108,546
Previsión para indemnizaciones	1,264,135	1,227,584
Ajuste por reserva de resultado de inversión	(574,977)	(623,732)
Ajuste de activo e inversiones	(46,746)	(8,315)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	392,654	(132,597)
	2,419,613	4,653,508
Cambios en activos y pasivos que generan movimientos de fondos:		
Disminuciones (Aumentos) en activos:		
Disponible Comprometido	(1,954,342)	68,257
Cuentas por Cobrar agentes	(134,041)	11,239
Anticipo de impuestos	28,051	(2,895)
Anticipo personal	6,629	(1,530)
Cuentas por cobrar personal	2,988	(1,488)
Cuentas por cobrar varios	(15,756)	1,117
Pago beneficios sociales	(703,229)	(911,735)
Cuentas por pagar agentes	(13,895)	(620,901)
Proveedores	951,760	(219,406)
Cuentas por pagar varios	1,623	519
Obligaciones tributarias	(40,900)	81,417
Obligaciones Sociales	(312,183)	1,044,817
Previsión para obligaciones varias	(44,821)	(43,847)
Cargos por tarjeta de crédito	18,019	
Total Fondos provenientes de las operaciones	209,516	4,059,072

(Continúa)



Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
CDA-02-M03/CAUB-6459
CONTADOR



Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
JEFE UNIDAD ADM. Y FINANZAS



Ing. Hernán Jaldín Florero
PRESIDENTE


COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

(Expresado en bolivianos)

Año Terminado en diciembre 31

	2014	2013 (Reexpresado)
FONDOS APLICADOS A ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Adiciones de activos fijos	(287,283)	(474,667)
Compra de licencia	(169,928)	
Aumento en Estudios y proyectos	(78,850)	
Aumento en la Reserva de Inversión	(1,464,691)	
Baja de activo fijo		1,471
Activo diferido	(87,223)	244,822
Adiciones Activo Intangible	(317,961)	
Otros activos	(25,798)	(315,078)
Total fondos aplicados a inversión	(2,431,734)	(543,452)
Incremento (disminución) neto de fondos	(2,222,218)	3,515,620
Disponibilidades al inicio del periodo	6,326,900	2,811,280
Disponibilidades al cierre del periodo	4,104,682	6,326,900


 Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
 CDA-02-M03/CAUB-6459
 CONTADOR


 Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
 JEFE UNIDAD ADM. Y FINANZAS


 Ing. Hernán Jaldín Florero
 PRESIDENTE

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2014

NATURALEZA Y OBJETO

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 diciembre 21, de 1994, el cual actualmente está reglamentado a través del Decreto Supremo N° 29624, el domicilio legal del Comité se encuentra en la ciudad de Cochabamba.

El Decreto Supremo N° 0071 de abril 9, de 2009, crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad que tiene como funciones de fiscalizar, controlar, supervisar y regular el sector de Electricidad considerando la Ley N° 1604 de diciembre 21, de 1994 de Electricidad y sus reglamentos, en tanto no contradigan lo dispuesto en la CPE. Asimismo, establece que el Presidente del CNDC es designado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

La Dirección está a cargo de un Comité conformado por representantes de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista:

- Empresas Generadoras
- Empresas Distribuidoras
- Empresas Transportadoras
- Otras Empresas de distintos Consumidores No Regulados

El Comité tiene como objetivo principal coordinar la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional, administrar el Mercado Eléctrico Mayorista y participar en la planificación de la expansión óptima del Sistema Interconectado Nacional; sus funciones principales se encuentran definidas en el Artículo 19 de la Ley de Electricidad N° 1604 de fecha 21 de Diciembre de 1994 y en el Decreto Supremo N° 29624 de fecha 02 de julio de 2008 "Reglamento de Funciones y Organización del CNDC", que fue modificado por la disposición final Segunda del Decreto Supremo N° 071 de fecha 09 de abril de 2009 y el Decreto Supremo N° 29894 de fecha 07 de febrero de 2009; en dichas disposiciones, se establece que las funciones del CNDC son de mucha importancia para un adecuado funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional y de la Industria Eléctrica en general y que deben estar acordes con las prioridades estratégicas del Sector, en el Plan Nacional de Desarrollo.

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, estatutos y manuales.

Los costos de funcionamiento del Comité son cubiertos por todos los agentes del mercado eléctrico mayorista. Para tal efecto, el Comité aprueba un presupuesto anual de gastos y define las cuotas mensuales a ser facturada a los agentes por servicios de despacho de carga en función a las transacciones económicas de los agentes en el mes respectivo.

Según lo establecido en el Artículo 3 del Estatuto del Comité Nacional de Despacho de Carga, su duración es indefinida.

Según Decreto Supremo N° 29624 de julio 2, 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.

En mayo 1, de 2010 mediante Decreto Supremo N° 0493 y Decreto Supremo N° 0494 es determinado la nacionalización a favor de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) en representación del Estado Plurinacional de Bolivia el paquete accionario en

las empresas CORANI S.A. VALLE HERMOSO S.A., GUARACACHI S.A. y ELFEC S.A. Los decretos mencionados, tienen efecto en la Dirección que está a cargo del Comité que conforma el Comité Nacional de Despacho de Carga.

De acuerdo al Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga, el CNDC, tiene por objeto coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional – SIN, administrar el Mercado Eléctrico Mayorista y participar en la planificación de la expansión del SIN con sujeción a la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.

Mediante Decreto Supremo Nº 1214 de fecha 01 de mayo de 2012, el Estado Plurinacional de Bolivia, procede a nacionalizar a favor de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), en representación del Estado, el paquete accionario que posee la sociedad Red Eléctrica Internacional S.A.U. en la empresa Transportadora de Electricidad S.A. (TDE S.A.) y las acciones en propiedad de terceros provenientes de esta sociedad.

En fecha 29 de diciembre de 2012 se emitió el D.S. 1448 donde se procede con la nacionalización a favor de ENDE en representación del Estado Plurinacional de Bolivia, la totalidad de los paquetes accionarios que posee la empresa IBERBOLIVIA DE INVERSIONES S.A., en las empresas Electricidad de La Paz S.A. (ELECTROPAZ) y Empresa Luz y Fuerza de Oruro (ELFEO).

Central Carrasco - Empresa Eléctrica Valle Hermoso



POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros; son preparados en moneda constante reconociendo en forma integral los efectos de la inflación. Los criterios han seguido los lineamientos generales establecidos en la Norma de Contabilidad N° 3, revisada y modificada en septiembre 2007, emitida por el Consejo Técnico Nacional del Colegio de Auditores de Bolivia, en concordancia con los principios de contabilidad generalmente aceptados. De acuerdo con esa norma, el índice utilizado para actualizar por inflación los rubros no monetarios del balance general, es la variación en el índice de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV). Las variaciones netas resultantes de este ajuste se presentan en la cuenta de resultados Ajuste por inflación y tenencia de bienes. Las cifras del estado de resultados han sido mantenidas a sus valores históricos, originando una distorsión no significativa en la expresión del resultado del año.

Las cifras de los estados financieros del año 2013, han sido reexpresadas en base a la variación en la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), fue de Bs 2,01324 y Bs 1,89993 por UFV a diciembre 31, 2014 y 2013 respectivamente.

Las inversiones; corresponden a cinco líneas telefónicas en la Cooperativa de Teléfonos de Cochabamba (COMTECO), a valores de costo, actualizados en función a la variación en la cotización oficial del dólar estadounidense respecto al boliviano.



Subestación Velarde II - SEPSA

El activo fijo; Los activos fijos existentes al 31 de diciembre de 2011 están valuados a los valores resultantes del revalúo técnico efectuado por profesionales independientes, registrado al 01 de enero de 2012. Los bienes adquiridos con posterioridad a la fecha del revalúo se exponen a su costo de adquisición. Todos los valores de los bienes y las depreciaciones acumuladas son actualizados en función a la variación en la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), entre la fecha de compra y la de cierre. El efecto neto de la actualización de valores es acreditado a ingresos en la cuenta Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes.

El método de depreciación es el de la línea recta en base a tasas de depreciación que se consideran suficientes para extinguir sus valores durante la vida útil estimada de los bienes y de acuerdo a los años de vida útil restante de cada bien.

Los gastos en reparaciones y mantenimiento que no extienden la vida útil de los bienes son debitados a resultados del año en que se incurren.

Las diferencias de cambio; que surgen por la tenencia de activos y pasivos en moneda extranjera, se aplican a ingresos y egresos en la cuenta Ajuste por inflación y tenencia de bienes.

La previsión para indemnizaciones al personal; se constituye para todo el personal en la proporción de un mes de sueldo por cada año de servicios. De acuerdo con la legislación laboral vigente en el país, los empleados que tienen más de noventa días de trabajo ininterrumpido, son acreedores a esta indemnización. Las previsiones registradas a las fechas de cierre cubren adecuadamente la contingencia.

El patrimonio neto, al cierre de cada año se actualiza en base al patrimonio neto establecido al cierre del año anterior, en función de la variación en la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), ocurrida entre ambas fechas. Las cuentas patrimoniales incluyendo la utilidad y/o pérdida, se actualizan independientemente con débito a la cuenta de ingresos y egresos Ajuste por inflación y tenencia de bienes.

Reserva por resultado de inversiones. De acuerdo a la Resolución 193/2006-1 del Comité de fecha 24 de febrero de 2006, se determinó que a partir del 01 de enero de 2006 el patrimonio incluye el saldo de "Reserva por Resultados de Inversiones". La cuenta es utilizada para contabilizar el saldo del Resultado Económico del presupuesto obtenido en el periodo, con efecto al ingreso del periodo siguiente.

Los ingresos y egresos se contabilizan por el método del devengado.

Conversión de partidas en moneda extranjera, el Comité mantiene registros contables bimonetarios (bolivianos y dólares estadounidenses). Los activos y pasivos en moneda extranjera están contabilizados a los tipos de cambio oficiales vigentes a las fechas de cierre es de Bs 6.96 por 1 UDS, a diciembre 31, 2014 y 2013, respectivamente).

PREVISIÓN PARA OBLIGACIONES VARIAS

Actualmente la previsión parcial de la obligación emergente de la sentencia de índole laboral pendiente de resolución incoado por el Dr. Cayo Salinas Rodríguez, ex secretario de sesiones de la Entidad, cuyo importe a diciembre 31, 2014 asciende a Bs 400,000 y a diciembre 31, 2013, Bs 423,853 (reexpresado). Por la demanda coactiva social, seguida por la Caja Petrolera de Salud, se previsionó a diciembre 31, 2014 Bs 351,540 y a diciembre 31, 2013, Bs 372,506 (reexpresado).

RÉGIMEN TRIBUTARIO - EXENCIÓN DEL IUE

El Comité Nacional del Despacho del Carga no ha procedido a la determinación del Impuesto a las Utilidades de las Empresas, debido a que se encuentra exento del pago de este impuesto de conformidad en lo establecido por el artículo 49 inciso b) de la Ley 1606. Asimismo, de acuerdo a Resolución Administrativa N° 04/2000 de octubre 19, 2000, la Dirección General de Impuestos Internos (actualmente Impuestos Nacionales), libera al Comité del pago de este impuesto.


Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
CDA-02-M03/CAUB-6459
CONTADOR


Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
JEFE UNIDAD ADM. Y FINANZAS


Ing. Hernán Jaldín Florero
PRESIDENTE





**RESULTADOS DE LA
OPERACIÓN DEL SIN**



CONTENIDO

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2014	2
PRESENTACIÓN	2
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	3
MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	4
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	4
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
DEMANDA DE POTENCIA	6
OFERTA DE GENERACIÓN	9
CAPACIDAD DE GENERACIÓN	9
OFERTA DE TRANSMISIÓN	13
DESPACHO DE CARGA	15
EJECUCIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA	17
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	19
INYECCIONES DE ENERGÍA	21
POTENCIA MÁXIMA TRANSMITIDA	23
POTENCIA FIRME DE GENERACIÓN, POTENCIA DE RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA	23
DESEMPEÑO DEL SISTEMA	27
PRECIOS EN EL MERCADO SPOT	29
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN	29
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN	31
FACTOR DE NODO DE ENERGÍA	33
PRECIOS DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT	34
PRECIOS DE POTENCIA EN EL MERCADO SPOT	34
PRECIOS DE TRANSPORTE EN EL STI	35
PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS	36
TRANSACCIONES ECONÓMICAS	37
VENTAS EN EL MEM	37
COMPRAS EN EL MEM	37
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN	38
ESTADÍSTICAS DEL PERIODO 1996 - 2014	40

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2014

PRESENTACIÓN

Durante la gestión 2014, la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se realizó precautelando que el abastecimiento de energía eléctrica mantenga, en lo posible, los criterios de seguridad, confiabilidad y costo mínimo, establecidos en la normativa vigente.

En el SIN, el consumo de energía durante el año 2014 alcanzó el valor más alto en los últimos 15 años, registrándose 7,477.7 GWh, que representa un incremento de 464.8 GWh ó el 6.6% respecto al año anterior; los Consumidores No Regulados demandaron el 6.6% del consumo de energía del SIN, ubicándose, en conjunto, en el cuarto lugar entre los consumidores nacionales.

Con relación a la demanda de potencia del sistema, se identificó un crecimiento de 96.4 MW (8.0% de incremento respecto al año 2013); habiéndose registrado el valor máximo de 1,298.2 MW el día 16 de octubre del 2014.

La oferta de capacidad de generación tuvo un incremento neto de 191.93 MW, debido principalmente a la puesta en servicio de la Unidad BULO3 de la Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu, la puesta en servicio de las unidades SUR01, SUR02, SUR03 y SUR04 de la Central Termoeléctrica Del Sur, la puesta en servicio de los excedentes de Central UNAGRO operada por la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. y la puesta en servicio de la Central Eólica Qollpana de la Empresa Eléctrica Corani S.A.

La producción de energía fue de 7,836.4 GWh; de la cual, 2,233.0 GWh corresponden a producción hidroeléctrica y 5,595.3 GWh a producción termoeléctrica, que equivale al 28.5% y el 71.4% respectivamente. Por otro lado se considera la generación de 8.2 GWh correspondiente a la producción de la Central Eólica Qollpana.

La energía no servida correspondió al 0.022% del consumo anual de energía registrado para la gestión 2014; para el 2013 fue de 0.0088%.

Las ventas valorizadas en el Mercado Spot fueron de 342.88 millones de dólares, monto que corresponde a un incremento del 16.27% respecto a las ventas realizadas el año anterior.

El promedio ponderado del costo marginal de generación durante este año fue de 17.22 US\$/MWh, superior en 9.33% con relación al del año 2013.

En cuanto al sistema de transmisión, se realizó la construcción de la Subestación de maniobra Warnes en 230 kV que divide la línea Carrasco – Guaracachi 230 kV en Carrasco – Warnes y Warnes – Guaracachi 230 kV, la cual posibilitará la inyección de generación de la central termoeléctrica Warnes; asimismo, se realizó la construcción y puesta en operación de la línea de transmisión Tarija – Yaguacua 230 kV, que permitió la interconexión de los sistemas aislados Villamontes y Yacuiba al SIN. Por otra parte, se realizó la puesta en servicio del autotransformador Punutuma 230/115 kV_100 MVA con el fin de aumentar la capacidad de transmisión y mejorar la confiabilidad en el área sur.

Los resultados de la operación de los sistemas de generación y transmisión del SIN y del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante la gestión 2014, han sido extractados de la información difundida mensualmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), es un sistema eléctrico conformado por instalaciones de generación, transmisión y distribución que operan en forma coordinada para suministrar energía eléctrica a los departamentos de La Paz, Beni, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Potosí, Chuquisaca y Tarija. La demanda total en el SIN equivale aproximadamente al 94% de la demanda total del país.

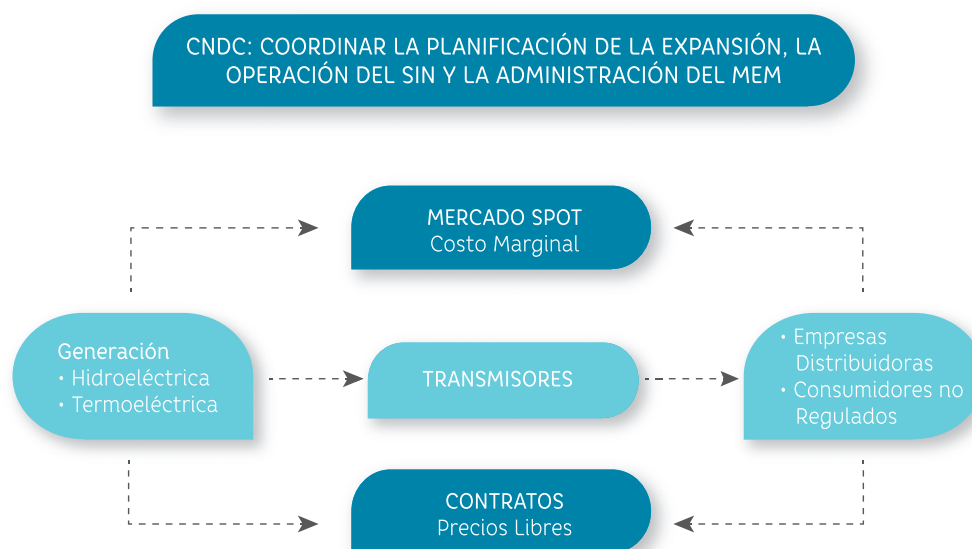
El Sistema Troncal de Interconexión (STI) constituye la parte medular del SIN y está conformado por líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kV y las respectivas subestaciones asociadas.



MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El Mercado Eléctrico Mayorista MEM, está integrado por las empresas de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados, llamados Agentes del MEM, quienes son los que efectúan operaciones de compra y venta de electricidad por medio de contratos de suministro entre Agentes.

Existen dos tipos de transacciones efectuadas en el MEM, una en el mercado de contratos y otra en el mercado SPOT. Las ventas en el mercado de contratos suponen precios acordados entre los Agentes, mientras que las ventas en el mercado SPOT se realizan a precios determinados en el momento de la transacción.



DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda del SIN está representada por la demanda de los Consumidores Regulados, en su mayoría residenciales, que son atendidos por las empresas de Distribución y por la demanda de los Consumidores No Regulados o Grandes Consumidores. Para operar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tanto las empresas de Distribución como los Consumidores No Regulados deben estar constituidos como Agentes del Mercado.

Las Empresas Distribuidoras que participaron en el MEM durante la gestión 2014, fueron: CRE en Santa Cruz, DELAPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro, CESSA en Chuquisaca, SEPSA en Potosí, ENDE en Beni y Potosí (Uyuni), y SETAR en Tarija.

Los Consumidores No Regulados que participaron en el MEM durante la gestión 2014, fueron: Empresa Metalúrgica Vinto, Coboce, Empresa Minera Inti Raymi y Empresa Minera San Cristóbal, ésta última que participa del Mercado de Contratos mediante acuerdos firmados con las Empresas Valle Hermoso y COBEE.

Consumo de Energía Eléctrica

Durante el año 2014, el consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista presentó un crecimiento de 6.6 % con relación al consumo de energía registrado el año 2013; como se muestra en el Cuadro 1, el consumo de energía registrado en la gestión 2014, alcanzó el valor de 7,477.7 GWh.

CUADRO 1
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA – (GWh)

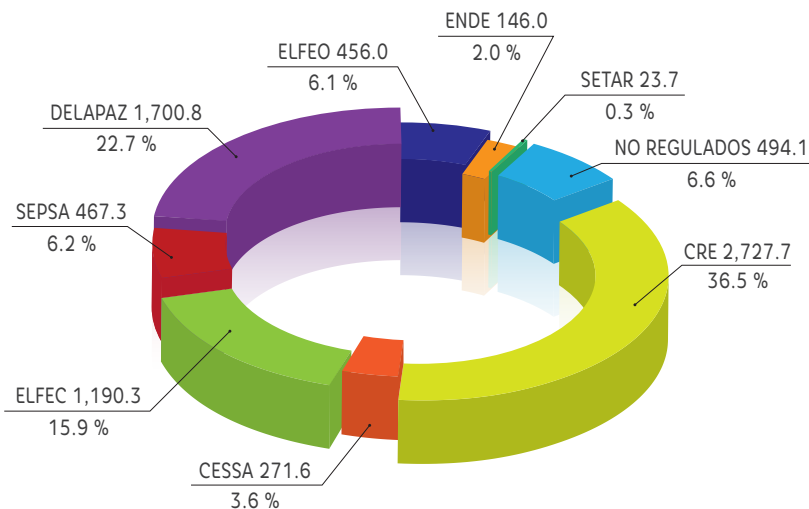
Consumidores	Gestión		Variación %
	2014	2013	
CRE	2,727.7	2,556.7	6.7
CESSA	271.6	247.3	9.8
ELFEC	1,190.3	1,116.9	6.6
SEPSA	467.3	445.2	5.0
DELAPAZ	1,700.8	1,614.4	5.4
ELFEO	456.0	438.8	3.9
ENDE	146.0	110.1	32.7
SETAR	23.7	0.0	N/A
NO REGULADOS	494.1	483.4	2.2
Total	7,477.7	7,012.8	6.6

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras
N/A: No Aplica

El consumo de energía en el SIN, está distribuido principalmente en las áreas Oriental (Santa Cruz) con el 36.5 %, Norte (La Paz y Beni) con el 24.4 % y el resto del SIN con el 39.1 %. Asimismo, respecto a la gestión anterior, se observa un crecimiento importante en el consumo de energía: ENDE, ELFEO, CESSA, SEPSA, DELAPAZ, CRE, ELFEC y Consumidores No Regulados, observándose también el ingreso de parte de la demanda de SETAR en Tarija.

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 2014.

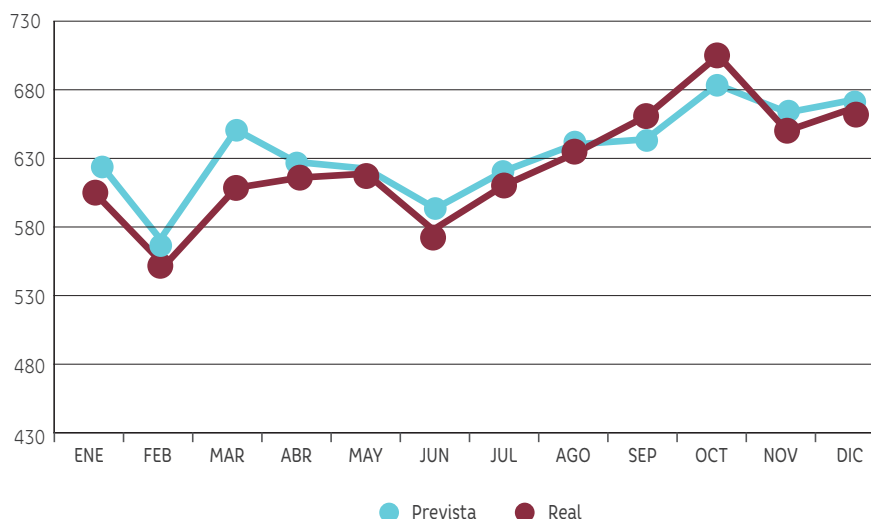
GRÁFICO 1
COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MEM (GWh) - Año 2014



De acuerdo con la información de mediano plazo, el consumo de energía en el SIN previsto para el año 2014 debía ser de 7,585.89 GWh, que en comparación con el consumo real registrado de 7,477.66 GWh, refleja una desviación de -1.45 %.

En el Gráfico 2 se destaca la diferencia mensual entre el consumo de energía previsto y real.

GRÁFICO 2
DEMANDA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2014



Demanda de Potencia

La demanda máxima de potencia del MEM en la gestión 2014, registrada por el Sistema de Medición Comercial en nodos de retiro del STI, alcanzó los 1,298.2 MW; la misma, ocurrió el día jueves 16 de octubre a horas 20:00, presentando un incremento del 8.0 % respecto a la registrada en la gestión 2013.

En el Cuadro 2, se presentan las demandas máximas registradas durante las dos últimas gestiones, en los principales departamentos del país.

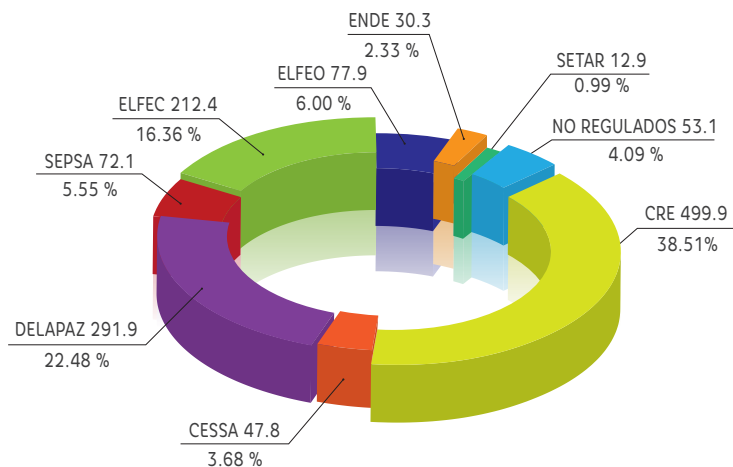
CUADRO 2
DEMANDAS MÁXIMAS (MW)

Consumidores	Gestión		Variación %
	2014	2013	
Santa Cruz	537.7	492.6	9.1
La Paz	310.5	297.0	4.5
Cochabamba	200.2	188.3	6.3
Oruro	79.1	77.0	2.6
Sucre	48.1	45.9	4.8
Potosí	53.1	44.6	19.1
Punutuma - Tupiza	17.5	20.3	(13.6)
Tarija	8.6	0.0	N/A
Villamontes	6.1	0.0	N/A
Yacuiba	14.0	0.0	N/A
No Regulados	69.2	67.6	2.2
Otros(*)	53.0	42.6	24.5
Sistema	1,298.2	1,201.8	8.0

(*) Chimoré, Don Diego, Sacaca, Mariaca, Ocurí, Yucumo, San Borja, San Ignacio, Trinidad, Lipez, Las Carreras, Uyuni y Tazna.
N/A: No Aplica

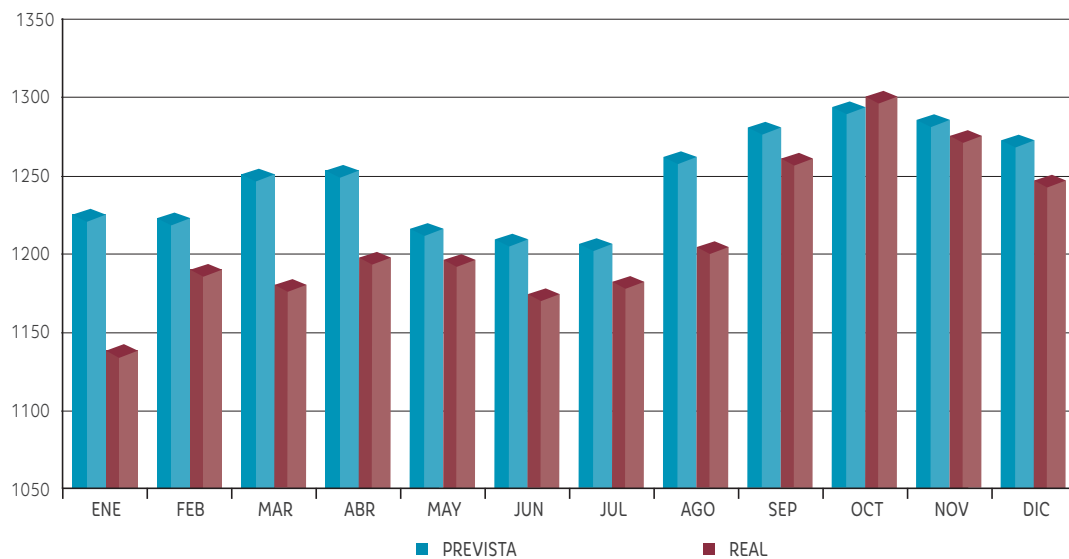
La participación de los diferentes consumidores en la demanda máxima anual del SIN se presenta en el Gráfico 3:

GRÁFICO 3
PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW) - AÑO 2014



El gráfico 4, presenta la comparación mensual entre la demanda de potencia prevista y real.

GRÁFICO 4
DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA PREVISTA Y REAL (MW) - AÑO 2014

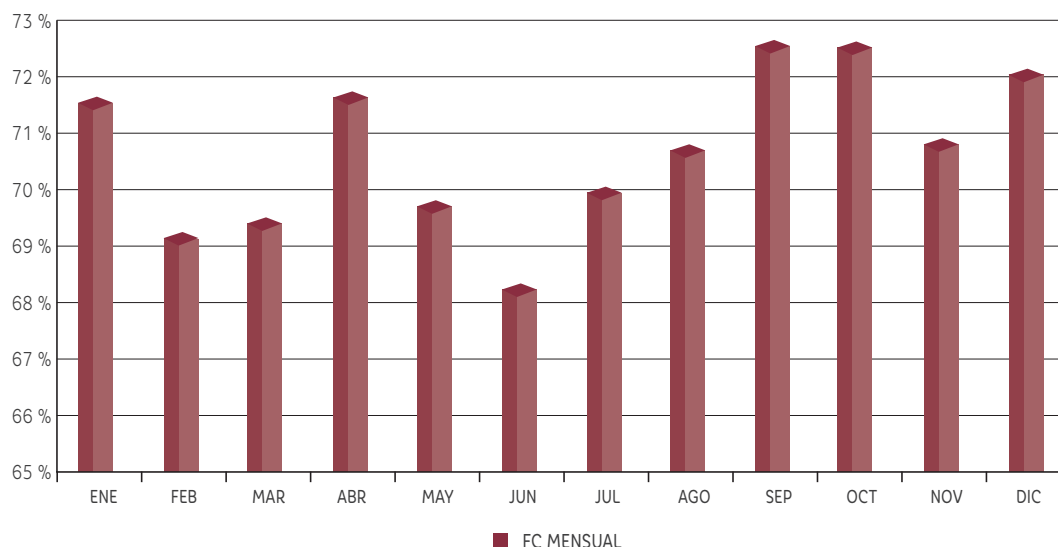


Nota: De enero a julio no considera la demanda prevista de Tarija.
En marzo no toma en cuenta la demanda prevista del Complejo Karachipampa.
De mayo a octubre no considera la demanda prevista de Huanuni.

El factor de carga anual de los consumos fue de 65.8%, considerando la demanda máxima de 1,298.2 MW y el consumo de energía de 7,477.7 GWh para el período de un año (8,760 horas).

Como se observa en el gráfico 5, el factor de carga mensual de los consumos varió entre 68.1% y 72.6%.

GRÁFICO 5
FACTOR DE CARGA MENSUAL (%)



Para efectos del MEM, la potencia que los Consumidores remuneran a los Generadores, se basa en la participación de su demanda coincidental con la demanda máxima registrada en todo el SIN (Potencia de Punta). El período anual eléctrico está comprendido desde el mes de noviembre del año anterior, hasta el mes de octubre.

Para efectos de remuneración, la demanda máxima registrada en el SIN para el año eléctrico 2014, se dio el día jueves 16 de octubre a horas 20:00 con un valor de 1,298.2 MW, que representa la Potencia de Punta Anual. En el Cuadro 3 se presenta la comparación entre la Potencia de Punta de los períodos noviembre 2013 - octubre 2014 y noviembre 2012 - octubre 2013.

CUADRO 3
POTENCIA DE PUNTA POR PERIODO ANUAL ELÉCTRICO (MW)

Consumidores	Gestión		Variación %
	2014	2013	
CRE	499.9	436.9	14.4
DELAPAZ	291.9	267.6	9.1
ELFEC	212.4	195.1	8.9
ELFEO	77.9	73.0	6.7
CESSA	47.8	43.8	9.0
SEPSA	72.1	70.7	2.0
ENDE	30.3	20.7	46.6
SETAR	12.9	0.0	N/A
NO REGULADOS	53.1	58.7	(9.5)
Total Coincidental	1,298.2	1,166.4	11.3

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras
N/A: No Aplica

OFERTA DE GENERACIÓN

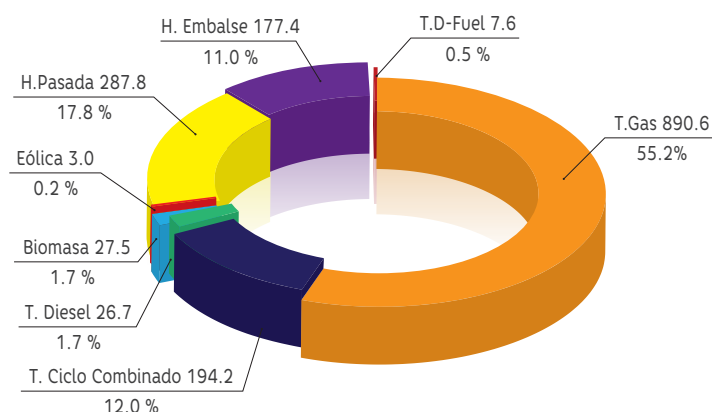
Capacidad de Generación

El parque hidroeléctrico está 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 en la ciudad de Cochabamba (Kanata).

El parque termoeléctrico está compuesto por turbinas a gas natural de ciclo abierto, turbinas a vapor que operan 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, una turbina a vapor de ciclo combinado que aprovecha los gases de escape de 2 turbinas a gas natural en central Guaracachi, motores a diesel oil (Central Moxos) y aerogeneradores en Central Eólica Qollpana.

En el Gráfico 6 se ha desagregado la Capacidad de Generación durante el año 2014 considerando los diferentes tipos de centrales eléctricas.

GRÁFICO 6
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (MW) - AÑO 2014



Subestación
Villamontes - SETAR



La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del año 2014 a nivel de bornes de generador, alcanzó a 1,614.69 MW; de los cuales 465.2 MW (28.8%) corresponden a centrales hidroeléctricas, 1,146.5 MW (69.3%) a centrales termoeléctricas, 3 MW (0.2%) corresponden a la central eólica Qollpana y 27.5 MW (1.7%) corresponden a centrales que operan con biomasa, tal como se muestra en el Cuadro 4. Esta capacidad térmica corresponde a la potencia efectiva en condiciones de máxima temperatura probable, del sitio.

CUADRO 4
CAPACIDAD DE GENERACIÓN A FINES DE 2014

Hidroeléctricas	Capacidad (MW)	Termoeléctricas (*)	Capacidad (MW)	Biomasa	Capacidad (MW)
Sistema Corani	148.7	Guaracachi (36°C)	322.1	Guabirá	21.0
Sistema Zongo (**)	177.5	Santa Cruz (36°C)	38.4	Unagro (***)	6.5
Sistema Miguillas	21.1	Aranjuez (25°C)	35.4		
Sistema Taquesi	89.3	Karachipampa (19°C)	13.4	Eólicas	Capacidad (MW)
Kanata	7.5	Kenko (18°C)	17.8	Qollpana	3.0
Sistema Yura	19.0	Valle Hermoso (28°C)	107.7		
Sistema Quehata	2.0	Carrasco (36°C)	124.0		
		Bulo Bulo (36°C)	130.6		
		Entre Rios (36°C)	98.1		
		Del Sur (34°C)	158.7		
		El Alto (18°C)	46.2		
		Moxos	26.7		
Subtotal	465.2	Subtotal	1,119.0	Subtotal	30.5
Capacidad Total: 1,614.69 MW					

(*) A la temperatura máxima probable

(**) No considera la capacidad de central Sainani debido a inundación.

(***) Se considera como potencia asegurada a partir de noviembre 2014.

NOTA: los totales pueden no coincidir por redondeo de cifras.

En el año 2014, el parque de generación se modificó de la siguiente manera:

El 25 de enero ingresaron en Operación Comercial las unidades aerogeneradoras del parque Eólico Qollpana, con una potencia efectiva de 3 MW.

El 27 de enero ingresó en Operación Comercial la unidad BUL03 de la Central Termoeléctrica Bulo Bulo, con una potencia limitada de 36.88 MW y en fecha 05 de abril dicha unidad ingresó con una potencia efectiva de 43.3 MW.

Debido a inundación a partir de fecha 08 de marzo, no se considera la potencia efectiva de Central Sainani (10.5 MW) de la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE).

En fecha 15 de abril, en cumplimiento a las disposiciones establecidas en el AUTO N° 81/2014 emitido por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, se retiraron del parque generador las unidades MOA10, MOA11, MOA14, MOA15, MOA16 y MOA17 de Central Moxos.

En fecha 17 de abril, en cumplimiento a las disposiciones establecidas en la Resolución AE N° 143/2014 emitida por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, se retiraron del parque generador las unidades TRD02, TRD05, TRD07, TRD10, TRD11, TRD12, TRD19, y TRD20 de Central Trinidad.

En fecha 16 de mayo ingresó en Operación Comercial la unidad QUE03 de Central Quehata, con una potencia efectiva de 0.32 MW.

El 18 de julio ingresó en Operación Comercial la unidad SUR01 de la Central Termoeléctrica Del Sur, con una potencia efectiva de 39.67 MW.

El 31 de julio se incrementó la capacidad de la Central Quehata, con una capacidad efectiva de 2.29 MW, según lo establecido en el informe CNDC 19/14.

El 08 de agosto ingresó en Operación Comercial la unidad SUR02 de la Central Termoeléctrica Del Sur, con una potencia efectiva de 39.20 MW.

El 05 de septiembre ingresó en Operación Comercial la unidad SUR03 de la Central Termoeléctrica Del Sur, con una potencia efectiva de 39.97 MW.

El 23 de septiembre ingresó en Operación Comercial los excedentes de energía del Autoprodutor UNAGRO al SIN.

El 14 de octubre ingresó en Operación Comercial la unidad SUR04 de la Central Termoeléctrica Del Sur, con una potencia efectiva de 39.88 MW.

En fecha 11 de diciembre, en cumplimiento a lo establecido en la Resolución AE N° 613/2014 emitida por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, se retiró del parque generador la unidad QUE03 de Central Quehata.

Unidad ARJ08 - EGSA



La capacidad total en el sistema fue de 1,614.69 MW, considerada para la máxima temperatura probable (98%) en la hora de punta, en las centrales termoeléctricas que corresponde a 36°C en Guaracachi, 36°C en Santa Cruz, 36°C en Carrasco, 36°C en Bulo Bulu, 36°C en Entre Ríos, 28°C en Valle Hermoso, 25°C en Aranjuez, 18°C en Kenko, 19°C en Karachipampa y 34°C en Termoeléctrica Del Sur.

La capacidad neta para el despacho de carga varía según la oferta semestral de los generadores, la temperatura en sitio 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 a nivel de bornes de generador, se presenta en el Cuadro 5:

CUADRO 5
BALANCE DE POTENCIA EN BORNES (MW) - 2014

MES	Capacidad Bruta					Potencia Indisponible			Potencia Limitada Térmica	Potencia Limitada Biomasa	Potencia Limitada Hidro	Capacidad Total Disponible	Demanda Máxima		Margen de Reserva	
	Termoeléctrica	Biomasa	Hidroeléctrica	Eólica	Total	Térmica	Biomasa	Hidro					Bornes	Retiros	MW	% (*)
ENERO (1), (2)	966.65	21.00	475.68	0.00	1,463.3	135.6	21.0	29.6	41.8	0.0	0.0	1,235.3	1,185.3	1,134.3	50.0	4.1
FEBRERO	989.38	21.00	475.68	3.00	1,489.1	53.8	21.0	75.1	48.3	0.0	0.0	1,290.9	1,242.7	1,185.5	48.2	3.7
MARZO	996.13	21.00	475.68	3.00	1,495.8	59.6	21.0	60.7	15.1	0.0	0.0	1,339.4	1,229.6	1,176.2	109.8	8.2
ABRIL (3)	994.13	21.00	475.68	3.00	1,493.8	119.3	21.0	79.3	8.5	0.0	0.0	1,265.7	1,248.0	1,193.6	17.7	1.4
MAYO (4)	1,000.82	21.00	476.00	3.00	1,500.8	112.4	21.0	66.5	14.6	0.0	0.0	1,286.3	1,252.8	1,191.5	33.5	2.6
JUNIO	995.87	21.00	476.00	3.00	1,495.9	115.5	21.0	66.3	14.2	0.0	0.0	1,278.9	1,233.5	1,170.8	45.4	3.5
JULIO (5)	1,046.28	21.00	476.00	3.00	1,546.3	115.7	0.0	66.9	3.2	0.0	0.0	1,360.5	1,235.7	1,177.5	124.8	9.2
AGOSTO (6)	1,081.21	21.00	476.01	3.00	1,581.2	133.5	0.0	78.3	10.5	0.0	0.0	1,358.9	1,270.2	1,200.9	88.7	6.5
SEPTIEMBRE (7), (8)	1,091.79	27.50	476.01	3.00	1,598.3	57.2	0.0	61.1	8.1	0.0	0.0	1,471.8	1,318.6	1,258.7	153.3	10.4
OCTUBRE (9)	1,099.15	27.50	476.01	3.00	1,605.7	132.7	0.0	70.3	17.8	0.0	0.0	1,384.9	1,353.6	1,298.2	31.3	2.3
NOVIEMBRE	1,141.06	27.50	476.01	3.00	1,647.6	130.5	0.0	32.5	11.4	0.0	0.0	1,473.2	1,330.3	1,271.9	142.9	9.7
DICIEMBRE (10)	1,145.92	27.50	476.01	3.00	1,652.4	136.6	0.0	10.5	9.1	16.7	0.0	1,479.5	1,300.9	1,242.5	178.7	12.1

(*) La capacidad de las unidades térmicas corresponde a la temperatura en que se registró la máxima demanda.

(1) Ingreso Central Eólica Qolipana el 25/01/2014 (3 MW).

(2) Ingreso BULO3 el 27/01/2014 (limitada 32.68 MW).

(3) Incremento de la capacidad efectiva BULO3 el 05/04/2014 (43.6 MW).

El 15/04/14 retiro de las unidades: MOA10 (0.60 MW), MOA11 (0.50 MW), MOA14 (1.30 MW), MOA15 (1.30 MW), MOA16 (1.30 MW) y MOA17 (1.30 MW).

El 17/04/14 retiro de las unidades: TRD02 (0.25 MW), TRD05 (0.35 MW), TRD07 (1.00 MW), TRD10 (0.15 MW), TRD11 (0.20 MW), TRD12 (0.25 MW), TRD19 (0.35 MW) y TRD20 (0.35 MW).

(4) Ingreso QUE03 el 16/05/2014 (0.32 MW).

(5) Ingreso SUR01 el 18/07/2014 (43.53 MW). El 31/07/2014 incremento de la capacidad efectiva de la central Quehata (2.29 MW).

(6) Ingreso SUR02 el 08/08/2014 (43.01 MW).

(7) Ingreso SUR03 el 05/09/2014 (43.86 MW).

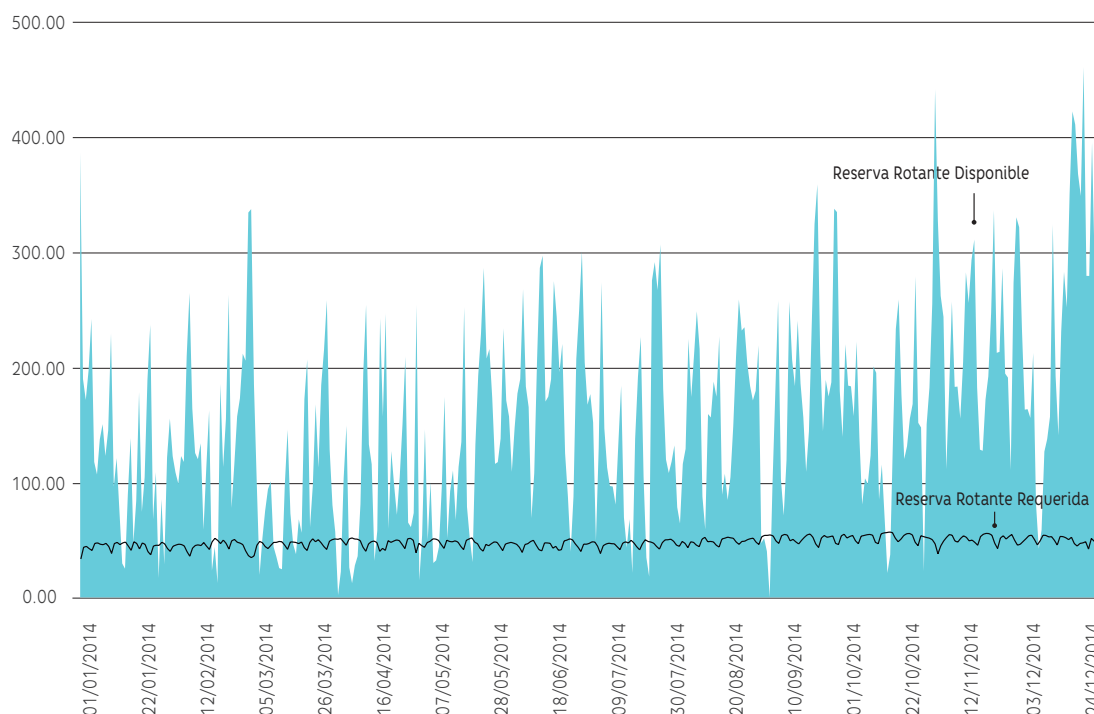
(8) Ingreso UNAO1 el 23/09/2014 (con potencia asegurada de 6.5 MW a partir de noviembre 2014).

(9) Ingreso SUR04 el 14/10/2014 (43.76 MW).

(10) Retiro de la unidad QUE03 el 10/12/2014 (0.32 MW).

Como se observa en el Gráfico 7, para poder brindar un servicio continuo durante algunos periodos, fue necesario operar el parque generador con un margen de reserva inferior al establecido en las Condiciones de Desempeño Mínimo - CDM.

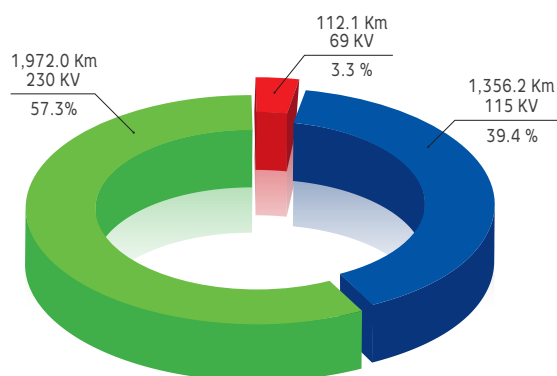
GRÁFICO 7
MARGEN DE RESERVA GESTIÓN 2014 (MW)



OFERTA DE TRANSMISIÓN

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2014 está compuesto por 1,972.0 km de líneas en 230 kV, 1,356.2 km de líneas en 115 kV y 112.1 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 3,440.3 km de líneas de transmisión, cuyo detalle se presenta en el Gráfico 8:

GRÁFICO 8
LONGITUD DE LINEAS POR NIVEL DE TENSIÓN (Km)



La capacidad de transformación de este sistema es de 1,510.5 MVA. En los Cuadros 6, 7 y 8 se presentan algunas características de líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores del STI.



Subestación Guaracachi - TDE

CUADRO 6
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI

Tensión	Tramo	Longitud (Km)
230 kV	Carrasco - Chimoré	75.33
	Carrasco - Warnes	162.11
	Carrasco - Santiváñez	225.60
	Chimoré - San José	78.84
	Mazocruz - Vinto Capacitor	193.42
	San José - Valle Hermoso	59.57
	Santiváñez - Vinto	123.73
	Valle Hermoso - Santiváñez	22.65
	Warnes - Guaracachi	50.33
	Las Carreras - Tarija	74.24
	Punutuma - Las Carreras	181.13
	Tarija - Yaguacua	138.00
	Arboleda - Urubó	62.00
	Carrasco - Arboleda	102.00
	Santiváñez - Sucre	246.00
	Sucre - Punutuma	177.00
	Subtotal	1,971.95
115 kV	Arocagua - Valle Hermoso I	5.39
	Arocagua - Valle Hermoso II	5.39
	Caranavi - Chuspipata	63.89
	Cataricagua - Catavi	33.00
	Catavi - Ocuri	97.81
	Catavi - Sacaca	43.38
	Chuspipata - Tap Chuquiaguillo	42.13
	Corani - Santa Isabel	6.39
	Corani - Arocagua	38.11
	Kenko - Senkata	6.28
	Kenko - Senkata	7.95
	Ocuri - Potosí	84.36
	Punutuma - Atocha	104.42
	Sacaba - Arocagua	14.94
	Santa Isabel - Sacaba	31.36
	Santa Isabel - San José	8.93
	Senkata - Mazocruz	7.76
	Tap Coboce - Sacaca	41.93
	Tap Coboce - Valle Hermoso	45.47
	Valle Hermoso - Vinto	148.02
	Vinto - Cataricagua	43.68
	Bologna - Cota Cota	5.06
	Bologna - Tap Bahai	2.31
	Cataricagua - Lucianita	4.85
	Caranavi - Yucumo	104.50
	Cota Cota - Kenko	15.73
	Pampahasi - Tap Bahai	2.15
	Pampahasi - Tap Chuquiaguillo	4.10
	Potosí - Punutuma	73.21
	San Borja - San Ignacio de Moxos	138.50
	San Ignacio de Moxos - Trinidad	84.80
	Yucumo - San Borja	40.40
	Subtotal	1,356.20
69 kV	Aranjuez - Mariaca	42.85
	Aranjuez - Sucre	12.01
	Don Diego - Karachipampa	15.99
	Don Diego - Mariaca	31.24
	Karachipampa - Potosí	10.02
	Subtotal	112.11
	Total	3,440.26

CUADRO 7
TRANSFORMADORES EN EL STI

Tipo	Subestación	MVA
Transformación 230/115 kV	Mazocruz (*)	150.00
	Punutuma (*)	100.00
	San José (*)	75.00
	Valle Hermoso (*)	150.00
	Vinto (*)	100.00
	Tarija (*)	75.00
	Yaguacua (*)	75.00
	Arboleda (*)	100.00
	Subtotal	825.00
Transformación 230/69 kV	Guaracachi (*)	150.00
	Punutuma (*)	60.00
	Sucre (*)	60.00
	Urubó (*)	150.00
	Subtotal	420.00
Transformación 115/69 kV	Atocha	25.00
	Catavi	25.00
	Potosí	50.00
	Vinto	50.00
	Subtotal	150.00
Transformación 115/10 kV	Lucianita	50.00
	Subtotal	50.00
Transformación 115/24.9 kV	Trinidad	25.00
	Subtotal	25.00
Transformación 115/34.5 kV	San Borja	3.00
	San Ignacio de Moxos	12.50
	Yucumo	12.50
	Subtotal	28.00
Transformación 230/24.9 kV	Las Carreras	12.50
	Subtotal	12.50
Total		1,510.50

(*) Unidades Monofásicas

CUADRO 8
CAPACITORES Y REACTORES EN EL STI

Tipo	Subestación	Tensión kV	MVar
Capacitores en derivación	Aranjuez	69	7.20
	Atocha	69	7.20
	Catavi	69	7.20
	Kenko	69	12.00
	Kenko	115	12.00
	Potosí	69	1 x 7.2 + 1 x 12
	Vinto	69	1 x 7.2 + 1 x 6.6
	Vinto	115	2 x 12
	Subtotal		102.60
Capacitor serie	Vinto	230	54.85
	Subtotal		54.85
Reactores de línea	Carrasco	230	12.00
	Carrasco	230	21.00
	Santiváñez	230	1 x 15.6 + 1 x 12
	Vinto	230	21.00
	San Ignacio de Moxos	115	9.00
	Las Carreras	230	21.00
	Yaguacua	230	15.00
	Punutuma	230	2 x 12
	Sucre	230	2 x 12
	Urubó	230	12.00
	Subtotal		186.60

DESPACHO DE CARGA

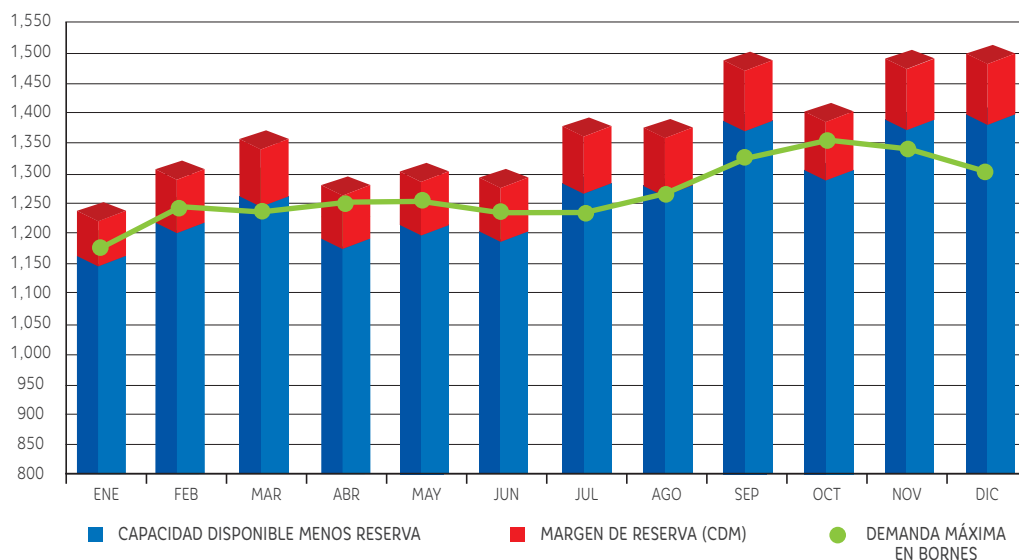
En general, durante la gestión 2014 se realizó el despacho de carga procurando la seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, la presencia de algunos eventos importantes, como ser la indisponibilidad de las unidades VHE03 (256 días), KAR (127 días), YAN (270.5 días), SAI (290 días), ALT02 (249 días), BUL02 (60 días), entre otras, afectaron la calidad de servicio en las áreas Norte y Sud principalmente.

Durante la operación del Sistema, en todo momento se procuró atender toda la demanda del SIN, no obstante, en algunos períodos cortos se operó fuera de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) establecidas en la normativa, en lo que hace a reserva rotante y regulación de voltaje, en pocas ocasiones fue necesario operar con voltajes bajos para controlar la demanda. Se destaca las fallas en los autotransformadores de Vinto y Guaracachi que ocasionaron en una oportunidad el colapso de las áreas Oruro y Oriental, respectivamente.



En el Gráfico 9 se puede apreciar el uso de la reserva en el suministro de la demanda máxima de cada mes durante el año, la línea verde representa a la demanda máxima, cuando esta cae dentro la sección roja del gráfico significa que se encuentra trabajando haciendo uso del margen de reserva especificado en las CDM, cuando la línea se encuentra dentro el área azul del gráfico esto significa que la demanda se encuentra por debajo de la Capacidad disponible, sin hacer uso del margen de reserva.

GRÁFICO 9
OFERTA DE GENERACIÓN (MW)



Subestación Yaguacua - ENDE



Ejecución de la programación del despacho de carga

Las desviaciones entre el despacho de carga programado y el realizado, muestran una diferencia anual de 0.01% (0.6 GWh); estas desviaciones se ilustran en el Cuadro 9 y en el Gráfico 10.

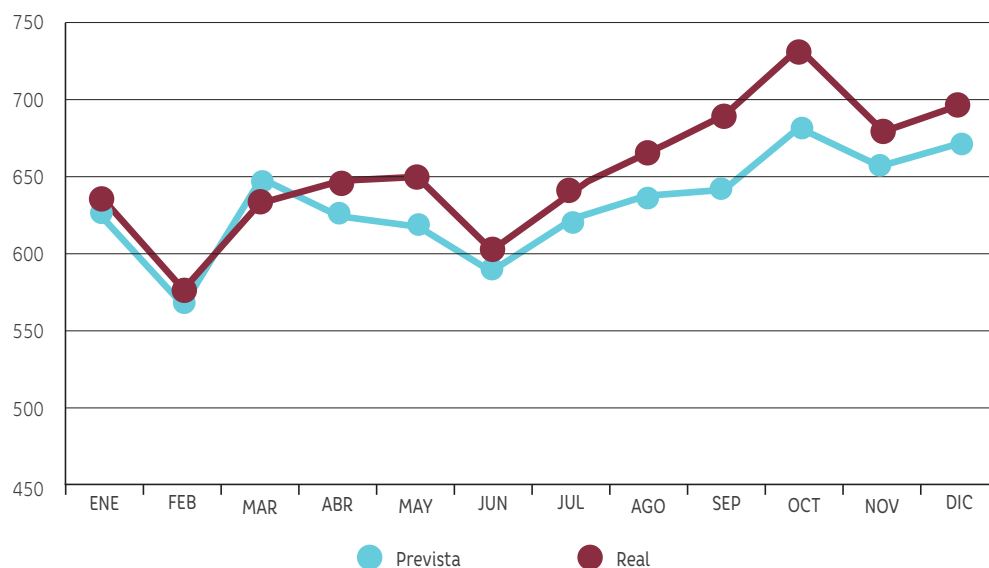
CUADRO 9
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - 2014

Central	Programación Semestral	Despacho Realizado	Diferencia
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	937.9	887.0	(50.9)
Sistema Corani	975.3	923.4	(51.9)
Sistema Taquesi	340.4	202.5	(137.9)
Sistema Yura	70.6	85.1	14.4
Sistema Miguillas	116.5	108.0	(8.5)
Kanata	20.1	19.8	(0.3)
Sistema Quehata	9.0	7.2	(1.8)
SubTotal	2,469.9	2,233.0	(236.9)
Eólicas			
Sistema Qollpana	6.0	8.2	2.2
SubTotal	6.0	8.2	2.2
Biomasa			
Guabirá	66.1	65.7	(0.4)
Unagro	4.1	10.6	6.5
SubTotal	70.2	76.3	6.1
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,545.5	1,764.4	218.9
Santa Cruz	12.6	74.0	61.4
Carrasco	663.1	815.8	152.7
Bulo Bulo	801.1	709.1	(92.0)
Valle Hermoso	337.1	458.9	121.7
Aranjuez	165.2	168.4	3.1
El Alto	318.4	182.6	(135.8)
Kenko	32.3	90.5	58.2
Karachipampa	84.0	61.0	(23.0)
Entre Ríos	778.4	705.4	(73.1)
Del Sur	489.2	396.0	(93.2)
Warnes	10.8	0.0	(10.8)
Moxos	52.0	93.0	41.0
Subtotal	5,289.7	5,519.0	229.3
Total	7,835.8	7,836.4	0.6

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

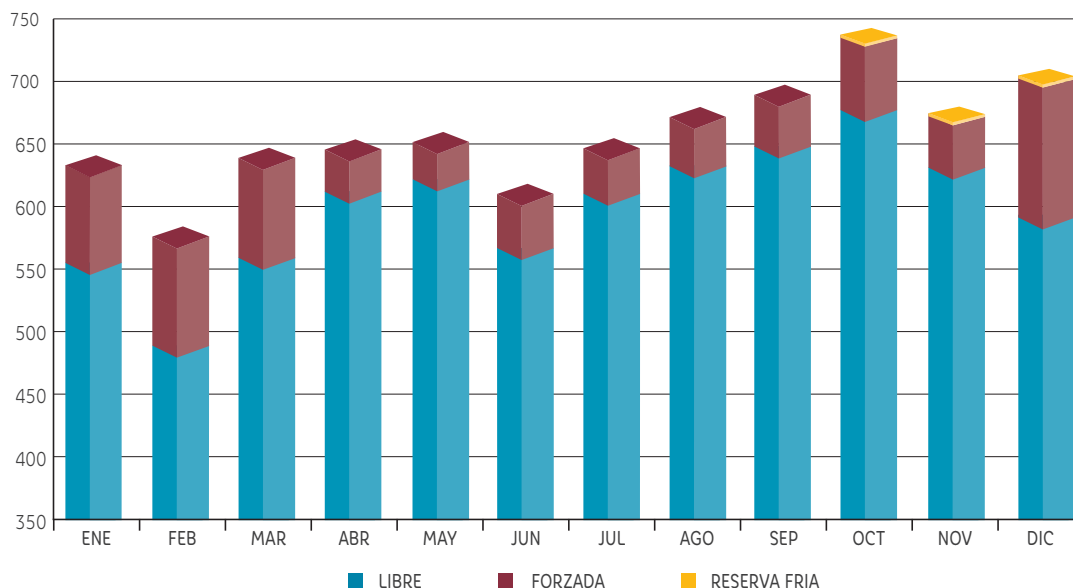
Se observa que el despacho de unidades termoeléctricas fue menor al previsto en 4.2% (229.3 GWh), debido a que la producción de energía realizada por unidades hidroeléctricas tuvo un decremento de 10.6% (-236.9 GWh).

GRÁFICO 10
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2014



En el despacho de carga realizado, del total de energía despachada en el año 2014, el 91.1% corresponde a generación libre, el 8.8% corresponde a la generación forzada y el 0.1% corresponde unidades de Reserva Fria y Potencia Desplazada, según se ilustra en el Gráfico 11.

GRÁFICO 11
COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN (GWh) - AÑO 2014



Producción de energía

En el año 2014, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 7,836.4 GWh; este valor es 6.7 % mayor que la producción del año 2013. Asimismo, en el Cuadro 10 se observa que la producción hidroeléctrica participó con el 28.5 % del total, la producción termoeléctrica con el 70.4 %, la producción eólica con el 0.1 % y la biomasa con el 1.0 %.

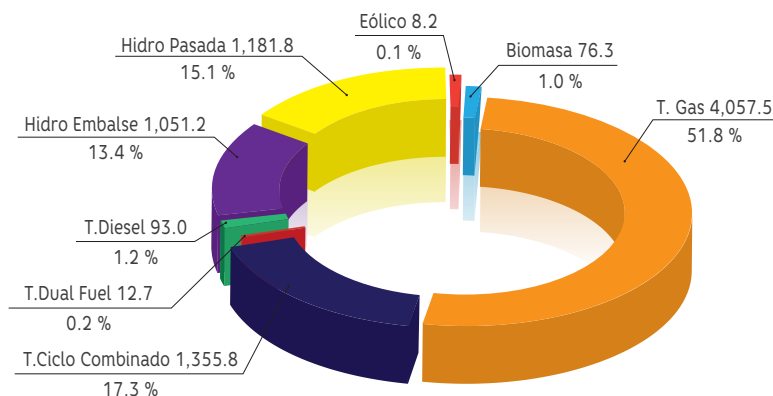
CUADRO 10
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA - (GWh)

Centrales	Gestión		Variación %
	2014	2013	
Hidroeléctricas	28.5%	34.2%	
Sistema Zongo	887.0	1,000.1	(11.3)
Sistema Corani	923.4	929.5	(0.7)
Sistema Taquesi	202.5	369.2	(45.2)
Sistema Yura	85.1	77.8	9.3
Sistema Miguillas	108.0	114.4	(5.6)
Sistema Kanata	19.8	16.4	21.1
Quehata	7.2	7.4	(2.9)
SubTotal	2,233.0	2,514.9	(11.2)
Eólicas	0.1%	0.0%	
Sistema Qollpana	8.2	0.0	100.0
SubTotal	8.2	0.0	N/A
Biomasa	1.0%	1.1%	
Guabirá	65.7	79.5	(17.4)
Unagro	10.6	0.0	N/A
SubTotal	76.3	79.5	(4.0)
Termoeléctricas	70.4%	64.7%	
Guaracachi	1,764.4	1,820.2	(3.1)
Santa Cruz	74.0	40.0	85.1
Carrasco	815.8	667.6	22.2
Bulo Bulo	709.1	491.2	44.4
Valle Hermoso	458.9	438.9	4.6
Aranjuez	168.4	158.7	6.1
El Alto	182.6	211.3	(13.6)
Kenko	90.5	45.9	97.1
Karachipampa	61.0	85.0	(28.2)
Entre Rios	705.4	734.6	(4.0)
Moxos	93.0	60.0	54.9
Del Sur	396.0	0.0	N/A
Subtotal	5,519.0	4,753.4	16.1
Total	7,836.4	7,347.7	6.7

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras
N/A: No Aplica

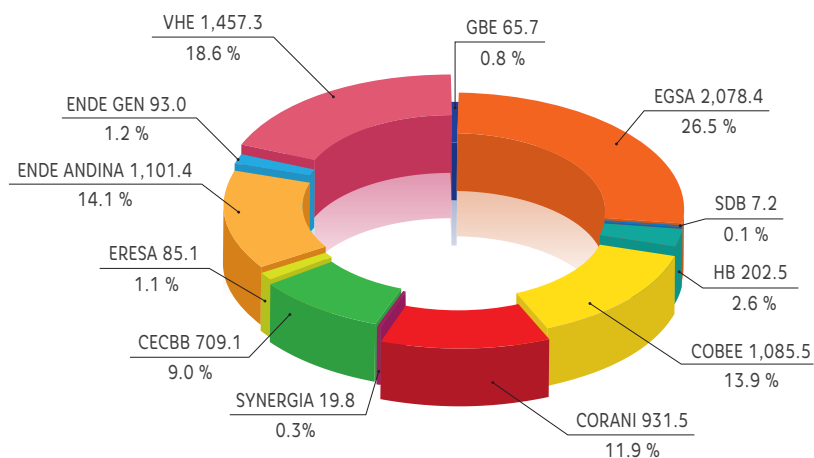
El Gráfico 12 presenta la Producción Bruta de Energía, clasificada según el tipo de central: centrales Termoeléctricas a Gas, a Diesel, Biomasa, Dual Fuel, Ciclo Combinado, centrales Hidroeléctricas de Embalse y de Pasada y la generación del Sistema Eólico Qollpana.

GRÁFICO 12
GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - AÑO 2014



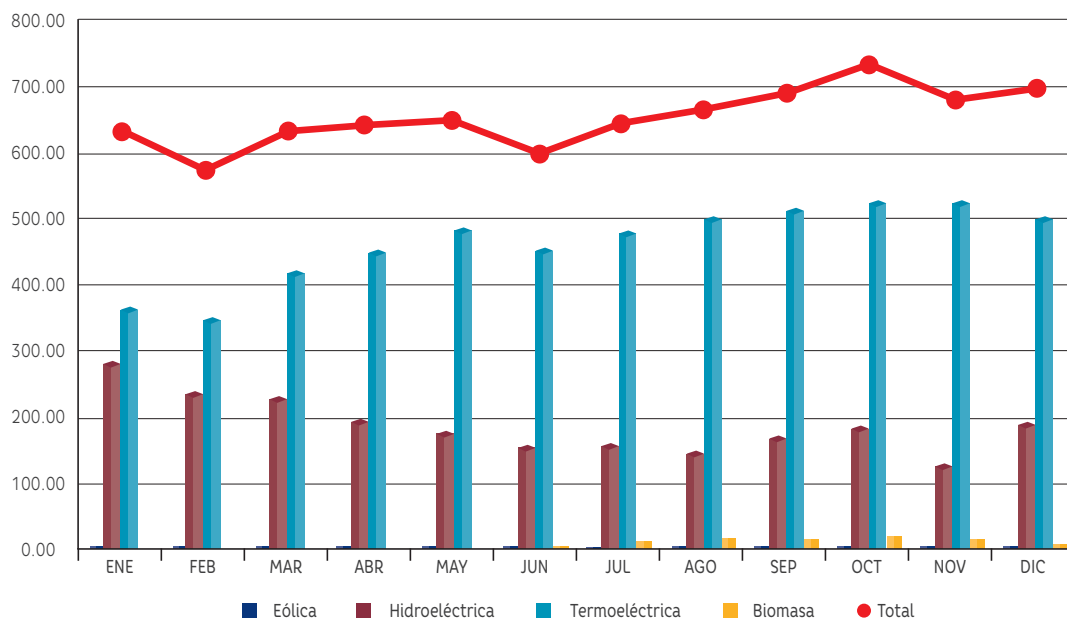
El Gráfico 13 ilustra la participación de los Agentes Generadores que operan en el MEM, en la Generación Bruta durante la Gestión 2014.

GRÁFICO 13
PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN LA GENERACIÓN BRUTA (GWh) AÑO 2014



Durante el año 2014, en el periodo seco la generación Hidroeléctrica disminuye, por 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 14.

GRÁFICO 14
GENERACIÓN MENSUAL (GWh) - AÑO 2014



Inyecciones de Energía

En el año 2014, el Sistema de Medición Comercial registró 7,634.9 GWh de energía inyectada por los generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión; como puede apreciarse en el Cuadro 11, se entregó 6.8% más que en el año 2013.

Central Termoeléctrica Del Sur - ENDE ANDINA

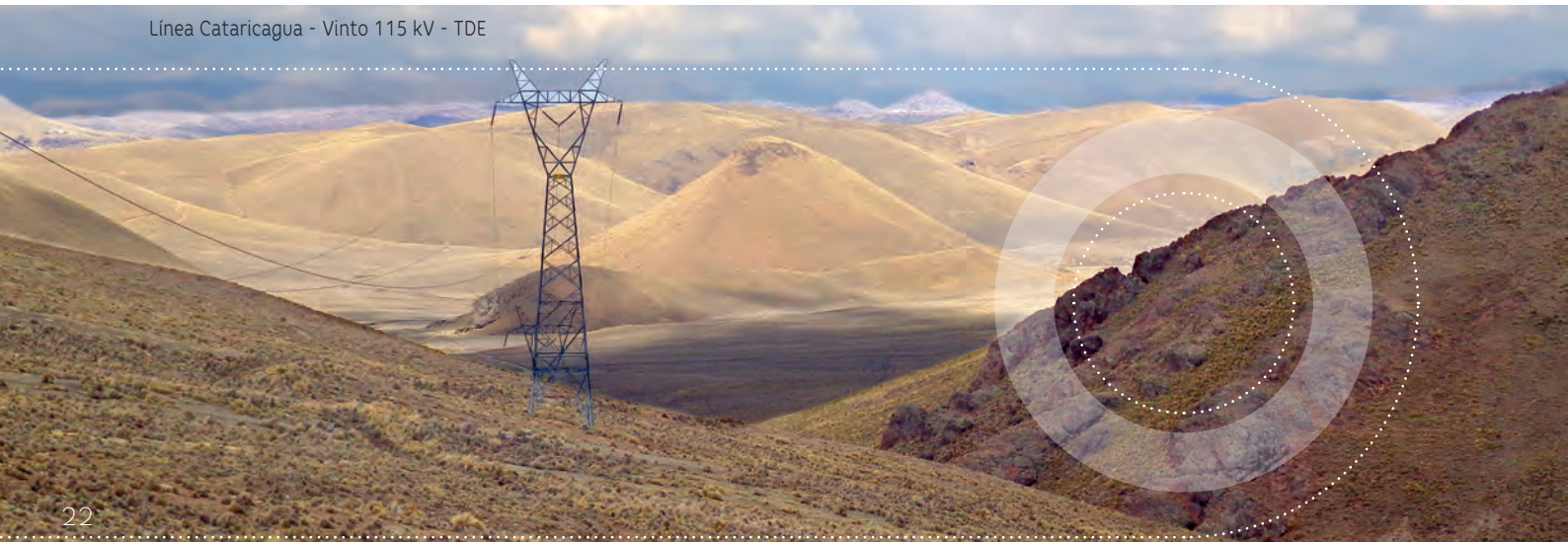


CUADRO 11
INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh) - 2014

Centrales	Gestión		Variación %
	2014	2013	
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	838.3	948.2	(11.6)
Sistema Corani	921.9	928.1	(0.7)
Sistema Taquesi	195.6	359.0	(45.5)
Sistema Miguillas	103.5	109.8	(5.8)
Sistema Yura	81.2	74.1	9.5
Kanata	19.3	15.9	21.5
Sistema Quehata	7.0	7.1	(2.4)
Subtotal	2,166.7	2,442.2	(11.3)
Eólicas			
Qollpana	7.9	0.0	N/A
Subtotal	7.9	0.0	N/A
Biomasa			
Guabirá	64.4	78.1	(17.6)
Unagro	10.6	0.0	N/A
Subtotal	75.0	78.1	(4.0)
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,704.6	1,761.1	(3.2)
Santa Cruz	68.9	33.7	104.5
Carrasco	799.6	666.4	20.0
Bulo Bulo	685.8	477.1	43.7
Valle Hermoso	454.2	413.7	9.8
Aranjuez	163.7	154.8	5.7
El Alto	181.5	211.5	(14.1)
Kenko	88.1	44.5	97.9
Karachipampa	60.8	84.2	(27.8)
Entre Rios	705.4	725.4	(2.8)
Moxos	92.7	56.6	63.8
Trinidad	0.0	0.0	(82.5)
Del Sur	379.9	0.0	N/A
Subtotal	5,385.3	4,628.9	16.3
Total	7,634.9	7,149.3	6.8

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras
N/A: No Aplica

Línea Cataricagua - Vinto 115 kV - TDE



Potencia Máxima Transmitida

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

CUADRO 12
FLUJOS MÁXIMOS - AÑO 2014

	CAPACIDAD MW	FLUJO MÁXIMO MW
Líneas de Transmisión		
Santivañez-Sucre	142.5	105.6
Sucre-Punutuma	142.5	67.8
Punutuma-San Cristobal	140	52.7
Vinto-Mazocruz	130	148.5
Santivañez-Vinto	130	158.6
Carrasco-Santivañez	130	140.8
San José-Valle Hermoso	130	141.1
Kenko-Mazocruz	130	123.7
Valle Hermoso-Santivañez	130	141.1
Carrasco-Chimore	130	148.5
Carrasco-Guaracachi	130	132.1
Carrasco-Arboleda	142.5	139.5
Vinto-Santivañez	130	65.7
San José-Chimore	130	42.3
Santa Isabel - Sacaba	74	68.8
Corani-Arocagua	74	75.6
Valle Hermoso-Arocagua I	74	40.4
Valle Hermoso-Arocagua II	74	42.7
Arocagua-Valle Hermoso I	74	33.7
Arocagua-Valle Hermoso II	74	53.2
Santa Isabel-San José	74	61.8
Punutuma - Sucre	142.5	65.8
Las Carreras - Punutuma	150	150.0
Tarija - Las Carreras	150	153.2
Sucre - Santivañez	142.5	38.9
Punutuma - Potosí	74	35.3
Yaguacua - Tarija	160	161.1
Carrasco - Warnes	130	128.7
Santivañez - Carrasco	130	13.0
Potosí - Punutuma	74	7.7
Transformadores		
Mazocruz 230	142.5	143.3
Urubo 230	142.5	102.8
Valle Hermoso 230	142.5	97.6
Guaracachi 230-I	71	72.7
Guaracachi 230-II	71	73.3
Vinto 115-I	24	27.4
Vinto 115-II	24	28.2
Punutuma 115	47.5	55.7
Punutuma 230-I	57	49.3
Punutuma 230-II	95	46.4

Potencia Firme de Generación, Potencia de Reserva Fría y Potencia Desplazada

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 13, la Potencia Firme de los meses de noviembre y diciembre de 2014 se encuentra estimada, y la definitiva será determinada cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2014 - octubre 2015.

En el marco de lo establecido en la Resolución N° 81/2014 de fecha 17 de febrero de 2014, mediante la cual la AE dispone la modificación del tratamiento de las indisponibilidades de unidades generadoras, se ha realizado el correspondiente ajuste de los subperiodos de potencia firme que se indican en el Cuadro 13, utilizando los criterios establecidos en dicha resolución. Los mismos se detallan a continuación:

- 1 de enero, en Aplicación de la Resolución AE N° 732/2013 (Línea Kenko - ChuquiagUILlo).
- 8 de enero, por la disponibilidad de la unidad MOS04 (1.43 MW) de la Empresa ENDE (Generación).
- 11 de enero, por la indisponibilidad de las unidades QUE01 (0.98 MW) y QUE02 (0.98 MW) de la empresa Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A.
- 25 de enero, debido al ingreso en operación comercial del parque eólico Qollpana (3 MW) de la Empresa Eléctrica Corani S.A.
- 27 de enero, debido al ingreso en Operación Comercial de la unidad BUL03 (36.88 MW) de la Empresa Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu.
- 3 de febrero, por la indisponibilidad de la unidad YAN (50 MW) de la Empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A.
- 21 de febrero, por la disponibilidad de las unidades CUT01 (2.5 MW), CUT02 (2.38 MW) y CUT03 (2.3 MW) de la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.
- 23 de febrero, por el ingreso de la Bahía de la Línea 115 kV en Subestación Potosí por la Transportadora de Electricidad.
- 24 de febrero, por la disponibilidad de las unidades QUE01 (0.98 MW) y QUE02 (0.98 MW) de la empresa Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A.
- 8 de marzo, por la disponibilidad de la unidad CUT04 (1.49 MW) e indisponibilidad de la unidad SAI (10.5 MW) de la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.
- 28 de marzo, por la disponibilidad de la unidad MOA05 (1.10 MW) de la empresa ENDE (Generación).
- 5 de abril, debido al ingreso de la unidad BUL03 (43.60 MW) de la Empresa Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu.
- 15 de abril, debido al retiro de las unidades: MOA10 (0.60 MW), MOA11 (0.50 MW), MOA14 (1.30 MW), MOA15 (1.30 MW), MOA16 (1.30 MW) y MOA17 (1.30 MW) de la empresa ENDE (Generación), según AUTO N° 81/2014.
- 17 de abril, debido al retiro de las unidades: TRI02 (0.25 MW), TRI05 (0.35 MW), TRI07 (1.00 MW), TRI10 (0.15 MW), TRI11 (0.20 MW), TRI12 (0.25 MW), TRI19 (0.35 MW), y TRI20 (0.35 MW) de la empresa ENDE (Generación) según Resolución AE N° 143/2014.
- 20 de abril, por la indisponibilidad de la unidad VHE03 (18.32 MW) de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.
- 1 de mayo, debido a inicio de Periodo é indisponibilidad de las unidades: ARJ02 (2.24 MW), GBE (21 MW), YAN (50 MW), SAI (10.5 MW), LAN02 (0.21 MW), MOS08 (1.43 MW), ALT02 (32.35 MW), ARJ13 (1.55 MW) y VHE03 (18.32 MW).
- 8 de mayo, por la indisponibilidad de la unidad KIL03 (5.78 MW) de la Empresa Río Eléctrico S.A.
- 9 de mayo, por la disponibilidad de la unidad ARJ13 (1.55 MW) de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 16 de mayo, debido al ingreso en operación comercial de la unidad QUE03 (0.32 MW) de la empresa Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A.
- 22 de junio, por la disponibilidad de la unidad LAN02 (0.21 MW) de la Empresa Río Eléctrico S.A.
- 30 de junio, por la disponibilidad de la unidad GBE01 (21 MW) de la empresa Guabirá Energía S.A.

- 6 de julio, por la indisponibilidad de la unidad ARJ11 (1.49 MW) de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 18 de julio, debido al ingreso en operación comercial de la unidad SUR01 (43.53 MW) de la empresa ENDE ANDINA S.A.M.
- 22 de julio, por la indisponibilidad de la unidad KAR (14.44 MW) de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 31 de julio, debido al Incremento de la capacidad efectiva de la central Quehata (2.29 MW), según el informe CNDC 29/14 de la empresa Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A.
- 6 de agosto, por la indisponibilidad de la unidad GCH01 (18.78 MW) de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 8 de agosto, debido al ingreso en operación comercial de la unidad SUR02 (43.01 MW) de la empresa ENDE ANDINA S.A.M.
- 23 de agosto, debido a la disponibilidad de la unidad MOS08 (1.43 MW) de la empresa ENDE (Generación).
- 28 de agosto, por la disponibilidad de las unidades ARJ02 (2.24 MW) y KIL03 (5.78 MW).
- 31 de agosto, debido al ingreso en operación comercial de la demanda de Tarija de la empresa Servicios Eléctricos Tarija.
- 5 de septiembre, debido al ingreso en operación comercial de la unidad SUR03 (43.86 MW) de la empresa ENDE ANDINA S.A.M.
- 6 de septiembre, por la disponibilidad de la unidad ALT02 (32.35 MW) de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.
- 13 de septiembre, por la disponibilidad de la unidad ARJ10 (1.49 MW) de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 14 de septiembre, por la disponibilidad de la unidad GCH01 (18.78 MW) de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 24 de septiembre, por la indisponibilidad de la unidad GCH04 (20.12 MW) de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 5 de octubre, debido al ingreso en operación comercial de la demanda de Villamontes (6.02 MW) de la empresa Servicios Eléctricos Tarija.
- 14 de octubre, debido al ingreso en operación comercial de la unidad SUR04 (43.76 MW) de la empresa ENDE ANDINA S.A.M.
- 30 de octubre, por la disponibilidad de la unidad YAN (50 MW) de la empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A.
- 1 de noviembre, debido a inicio de período é indisponibilidad de las unidades SAI (10.5 MW), ARJ11 (1.49 MW) y GCH04 (20.12 MW).
- 9 de noviembre, debido al ingreso en operación comercial de la línea Carrasco – Warnes 230 kV, Warnes – Guaracachi 230 kV de la empresa Transportadora de Electricidad S.A.
- 23 de noviembre, debido al ingreso en operación comercial de la bahía de línea 69 kV en subestación Vinto de la empresa Transportadora de Electricidad S.A.
- 7 de diciembre, debido al ingreso en operación comercial del transformador de potencia Punutuma 230/115 kV de la empresa Transportadora de Electricidad S.A.
- 11 de diciembre, debido al retiro de la unidad QUE03 (0.32 MW) de la empresa Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A.
- 16 de diciembre, por la indisponibilidad de la unidad GBE01 (21 MW) de la empresa Guabirá Energía S.A.
- 21 de diciembre, debido al ingreso en operación comercial de la demanda de Yacuiba (12.65 MW) de la empresa Servicios Eléctricos Tarija.

CUADRO 13
POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA DE UNIDADES GENERADORAS (MW)

Periodo	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Biomasa	Reserva Fría y Potencia Desplazada
Del 01/01/2014 al 07/01/2014	447.0	771.4	0.0	0.0
Del 08/01/2014 al 10/01/2014	447.0	772.7	0.0	0.0
Del 11/01/2014 al 24/01/2014	445.1	772.7	0.0	0.0
Del 25/01/2014 al 26/01/2014	445.1	772.7	0.0	0.0
Del 27/01/2014 al 02/02/2014	445.1	802.9	0.0	0.0
Del 03/02/2014 al 20/02/2014	396.9	802.9	0.0	0.0
Del 21/02/2014 al 22/02/2014	403.4	802.9	0.0	0.0
Del 23/02/2014 al 23/02/2014	403.4	802.9	0.0	0.0
Del 24/02/2014 al 07/03/2014	405.3	802.9	0.0	0.0
Del 08/03/2014 al 27/03/2014	397.1	802.9	0.0	0.0
Del 28/03/2014 al 04/04/2014	397.1	803.8	0.0	0.0
Del 05/04/2014 al 14/04/2014	397.1	813.0	0.0	0.0
Del 15/04/2014 al 16/04/2014	397.1	812.9	0.0	0.0
Del 17/04/2014 al 19/04/2014	397.1	812.9	0.0	0.0
Del 20/04/2014 al 30/04/2014	397.1	797.6	0.0	0.0
Del 01/05/2014 al 07/05/2014	398.0	799.9	0.0	0.0
Del 08/05/2014 al 08/05/2014	392.7	799.9	0.0	0.0
Del 09/05/2014 al 15/05/2014	392.7	801.3	0.0	0.0
Del 16/05/2014 al 21/06/2014	393.0	801.3	0.0	0.0
Del 22/06/2014 al 29/06/2014	393.2	801.3	0.0	0.0
Del 30/06/2014 al 05/07/2014	393.2	801.3	18.2	0.0
Del 06/07/2014 al 17/07/2014	393.2	800.0	18.2	0.0
Del 18/07/2014 al 21/07/2014	393.2	839.5	18.3	0.0
Del 22/07/2014 al 30/07/2014	393.2	827.5	18.3	0.0
Del 31/07/2014 al 05/08/2014	393.3	827.5	18.3	0.0
Del 06/08/2014 al 07/08/2014	393.3	812.3	18.3	0.0
Del 08/08/2014 al 22/08/2014	393.2	840.5	18.1	0.0
Del 23/08/2014 al 27/08/2014	393.3	841.7	18.1	0.0
Del 28/08/2014 al 30/08/2014	398.6	843.4	18.1	0.0
Del 31/08/2014 al 04/09/2014	398.6	843.4	18.1	0.0
Del 05/09/2014 al 05/09/2014	398.6	889.0	18.3	0.0
Del 06/09/2014 al 12/09/2014	398.6	899.3	18.0	0.0
Del 13/09/2014 al 13/09/2014	398.6	899.3	17.9	0.0
Del 14/09/2014 al 23/09/2014	398.6	899.2	17.7	0.0
Del 24/09/2014 al 04/10/2014	398.6	899.3	18.0	0.0
Del 05/10/2014 al 13/10/2014	398.6	904.7	18.1	0.0
Del 14/10/2014 al 29/10/2014	398.6	908.6	17.7	0.0
Del 30/10/2014 al 31/10/2014	446.9	862.2	17.2	12.1
Del 01/11/2014 al 08/11/2014 (p)	447.7	904.5	21.5	11.1
Del 09/11/2014 al 22/11/2014 (p)	447.7	905.1	21.5	11.1
Del 23/11/2014 al 06/12/2014 (p)	447.7	905.1	21.5	11.1
Del 07/12/2014 al 10/12/2014 (p)	447.7	904.8	21.5	11.1
Del 11/12/2014 al 15/12/2014 (p)	447.3	905.2	21.5	11.1
Del 16/12/2014 al 20/12/2014 (p)	447.3	923.5	4.1	0.0
Del 21/12/2014 al 31/12/2014 (p)	447.3	934.9	4.1	0.0

(p) Previsto

DESEMPEÑO DEL SISTEMA

La disponibilidad operacional de las instalaciones de generación y transmisión, se representa a través del porcentaje de tiempo en el que dichas instalaciones se encontraban operando o en condición de operación. La disponibilidad del año 2014, de acuerdo al tipo de instalaciones se presenta en el siguiente cuadro:

CUADRO 14
DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES – 2014

Instalaciones	Disponibilidad (%)
Unidades Hidroeléctricas	86.9
Unidades Termoeléctricas	86.8
Unidades Biomasa	55.5
Unidades Eólicas	96.6
Transmisión (STI)	99.0

En el año 2014 el tiempo total de interrupción del suministro, expresado como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta, fue de 76.2 minutos, el siguiente cuadro presenta el tiempo total de interrupción, de acuerdo al origen en minutos.

CUADRO 15
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO – 2014

Origen	Minutos
Fallas en Generación	2.4
Fallas en Transmisión	70.1
Problemas en la oferta de generación y requerimiento operativo	3.6
Total	76.2

Durante el año 2014 la energía interrumpida fue de 1,647.8 MWh. El siguiente cuadro presenta la energía interrumpida de acuerdo al Agente.

CUADRO 16
ENERGÍA INTERRUPTIDA – 2014

Consumidor	MWh
CRE	1,191.7
DELAPAZ	118.9
ENDE DISTRIBUCIÓN	172.9
ELFEC	8.0
SEPSA	50.4
SETAR	16.5
CESSA	6.2
ELFEO	16.4
COBOCE	3.2
EMSC	58.5
EMIRSA	4.0
EMVINTO	1.1
Total	1,647.8

A continuación, en el Cuadro N° 17, se presentan las indisponibilidades más pronunciadas de unidades generadoras, por periodos mayores a 30 días, las que repercutieron significativamente en el despacho de carga.

CUADRO 17
INDISPONIBILIDADES MAYORES A 30 DÍAS

UNIDAD GENERADORA	DÍAS	UNIDAD GENERADORA	DÍAS
BUL02	60.2	MOA15	105.0
VHE03	256.6	MOA16	105.0
CUT01	51.5	MOA17	105.0
CUT02	51.5	TRD07	106.0
CUT03	51.5	TRD12	106.0
CUT04	66.8	TRD05	106.0
CUT05	52.9	TRD10	106.0
KAR	127.0	TRD11	106.0
KILO3	113.7	TRD19	106.0
LAN02	172.8	TRD20	106.0
SAI	299.0	TRD02	106.0
YAN	270.5	CAR03	57.7
ARJ02	239.4	MOS01	136.8
CJL02	36.6	MOS08	234.6
ARJ10	255.7	MOS12	54.9
ARJ13	128.5	ALT02	248.8
ARJ13	48.2	SUR01	65.9
ARJ14	110.6	GCH01	44.1
MOA05	86.6	GBE01	180.5
MOA10	105.0	GCH04	99.7
MOA11	105.0	GCH12	34.7
MOA12	69.6	QUE01	51.7
MOA12	40.4	QUE02	51.7
MOA14	105.0		

De la misma manera, en el Gráfico N° 15, se presenta un resumen de las indisponibilidades forzadas de unidades de generación hidroeléctrica; asimismo, en el Gráfico N° 16 se presenta también un resumen de las indisponibilidades forzadas de unidades de generación termoelectrica que han ocurrido durante la gestión 2014.

GRÁFICO 15
INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES HIDROELÉCTRICAS

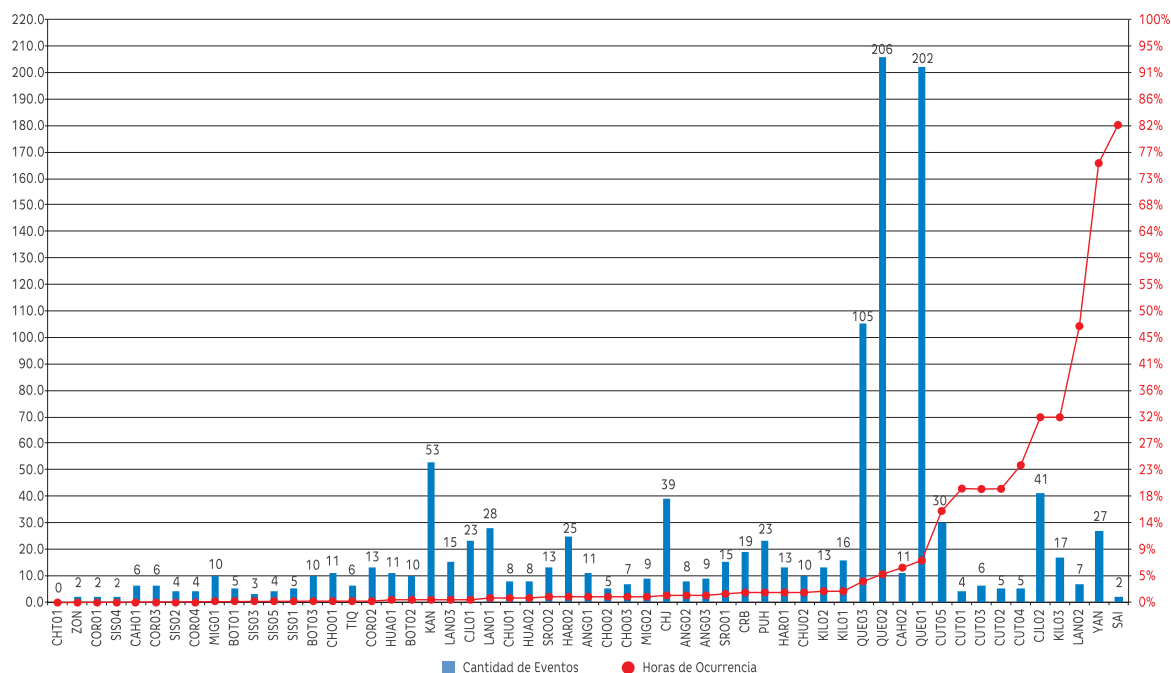
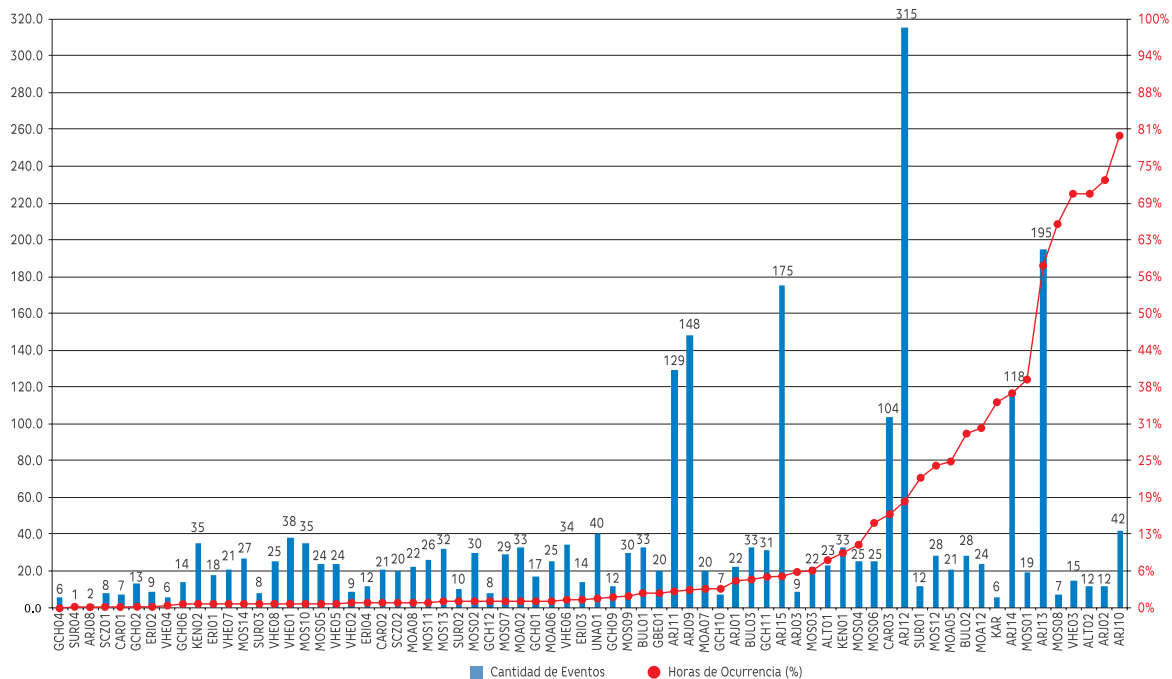


GRÁFICO 16
INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES TERMOELÉCTRICAS



Los Gráficos anteriores muestran la cantidad de eventos ocurridos (en azul) y el porcentaje de tiempo acumulado en horas (en rojo) que han durado dichos eventos con indisponibilidad forzada para las distintas unidades del parque hidroeléctrico y termoeléctrico durante la gestión 2014. De los anteriores gráficos se puede observar que en la unidad SAI se han registrado dos eventos que representan el 82% respecto al total de las horas del año. Por otro lado, las unidades QUE01 y QUE02, han tenido un total de 202 y 206 eventos respectivamente, lo cual representa el 7.2% y 4.7% respecto de las horas totales de la gestión 2014. De la misma manera se ha observado que la unidad ARJ12 ha tenido un total de 315 eventos de indisponibilidad forzada lo cual representa un 18% respecto al total de las horas del año. Por otro lado la unidad ARJ10 tuvo un total de 42 eventos de indisponibilidad forzada lo cual representa un 80% respecto al total de las horas del año 2014.

PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

Costos Marginales de Generación

El costo marginal promedio anual del año 2014 fue 17.22 US\$/MWh (sin impuestos), con un promedio mensual mínimo de 16.41 US\$/MWh y un promedio mensual máximo de 17.91 US\$/MWh.

En el Cuadro 18 se puede observar que durante el año 2014, los costos marginales de generación fueron superiores a los previstos durante todos los meses del año, exceptuando el mes de febrero donde el costo marginal de generación fue inferior al previsto. Considerando el costo marginal promedio anual de generación, se observa que el costo previsto es menor al costo real debido a una considerable indisponibilidad del parque generador durante la gestión 2014.

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 6.6 % mayor respecto a lo programado (ver Cuadro 18).

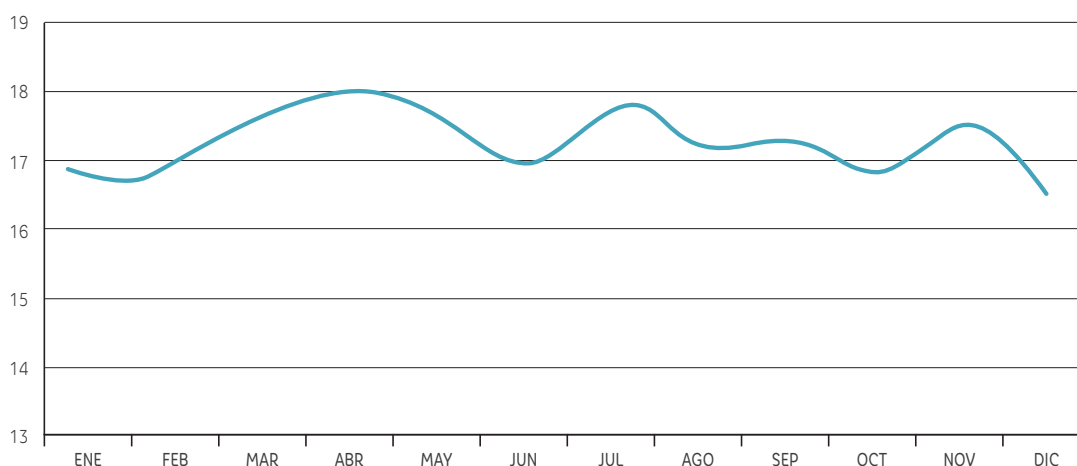
CUADRO 18
COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2014 (Sin IVA)

	Previsto	Real	Diferencia
Enero	16.71	16.81	0.10
Febrero	17.07	16.71	(0.36)
Marzo	16.56	17.51	0.94
Abril	16.41	17.91	1.50
Mayo	16.47	17.81	1.34
Junio	16.27	16.92	0.66
Julio	16.26	17.79	1.53
Agosto	16.62	17.19	0.57
Septiembre	16.41	17.23	0.82
Octubre	16.46	16.89	0.43
Noviembre	14.41	17.46	3.04
Diciembre	14.14	16.41	2.27
Promedio	16.15	17.22	1.07

El costo marginal promedio anual de generación resultante del despacho de carga realizado en la gestión 2014 (17.22 US\$/MWh), resultó ser 9.3 % superior al costo marginal promedio del año 2013 (15.75 US\$/MWh).

En el Gráfico 17 se presentan los costos marginales promedio mensuales, registrados durante la gestión 2014; se puede observar que en el mes de abril se registró el costo marginal más elevado, debido a la indisponibilidad no programada de importantes unidades del parque generador.

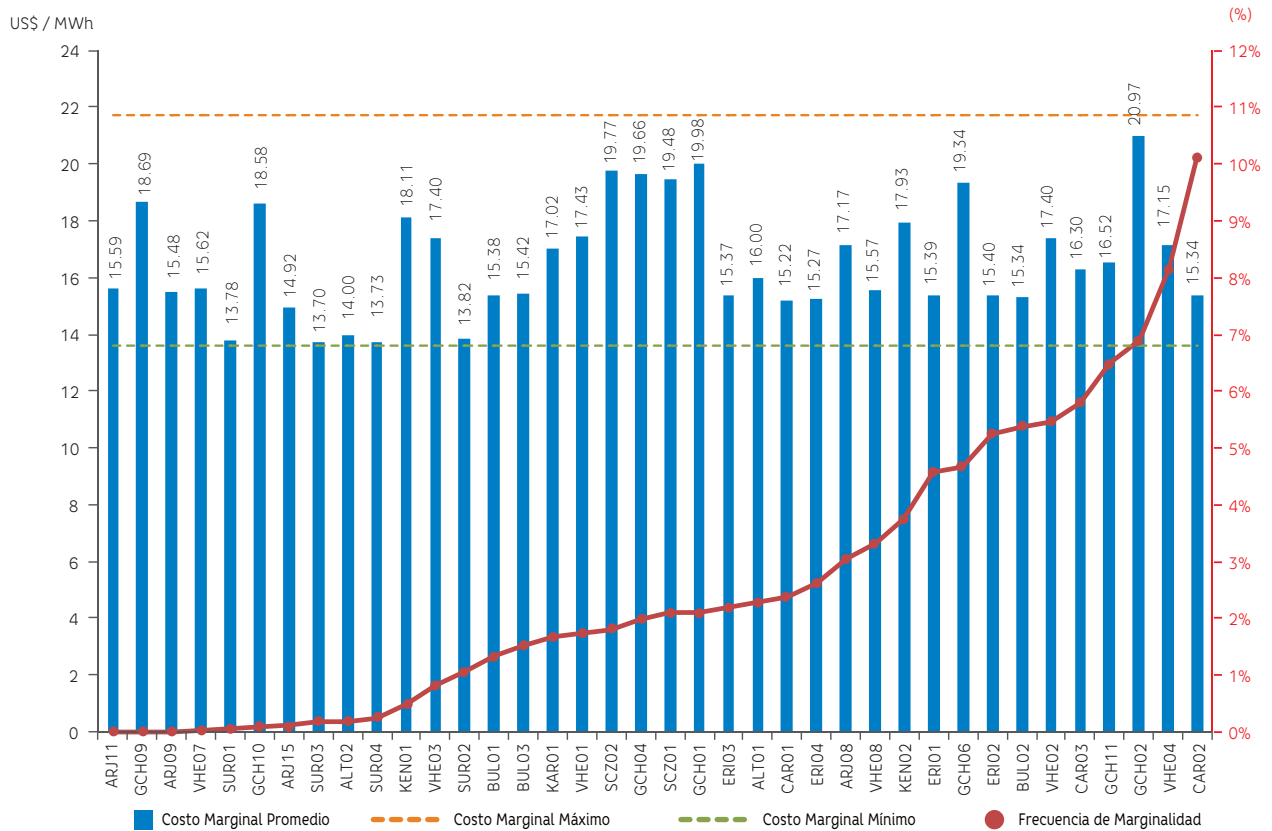
GRÁFICO 17
COSTOS MARGINALES REALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh)



Durante la Gestión 2014, debido a las condiciones de operación presentadas en el despacho de carga, tales como la indisponibilidad programada y/o forzada de unidades de generación e instalaciones de transmisión, se han determinado unidades y costos marginales de generación de acuerdo a lo establecido en la Normativa vigente, mismos que han sido informados como resultado de las transacciones económicas que se realizan en el Mercado Spot.

En el Gráfico 18 se presenta un resumen de las unidades térmicas, los costos marginales promedios anuales de las mismas y la frecuencia de marginalidad expresada en porcentaje de tiempo en el cual dichas unidades han marginado en el Sistema Interconectado Nacional durante la Gestión 2014. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 21.70 y 13.58 US\$/MWh respectivamente.

GRÁFICO 18
UNIDAD MARGINAL, COSTO MARGINAL PROMEDIO Y FRECUENCIA DE MARGINALIDAD - 2014

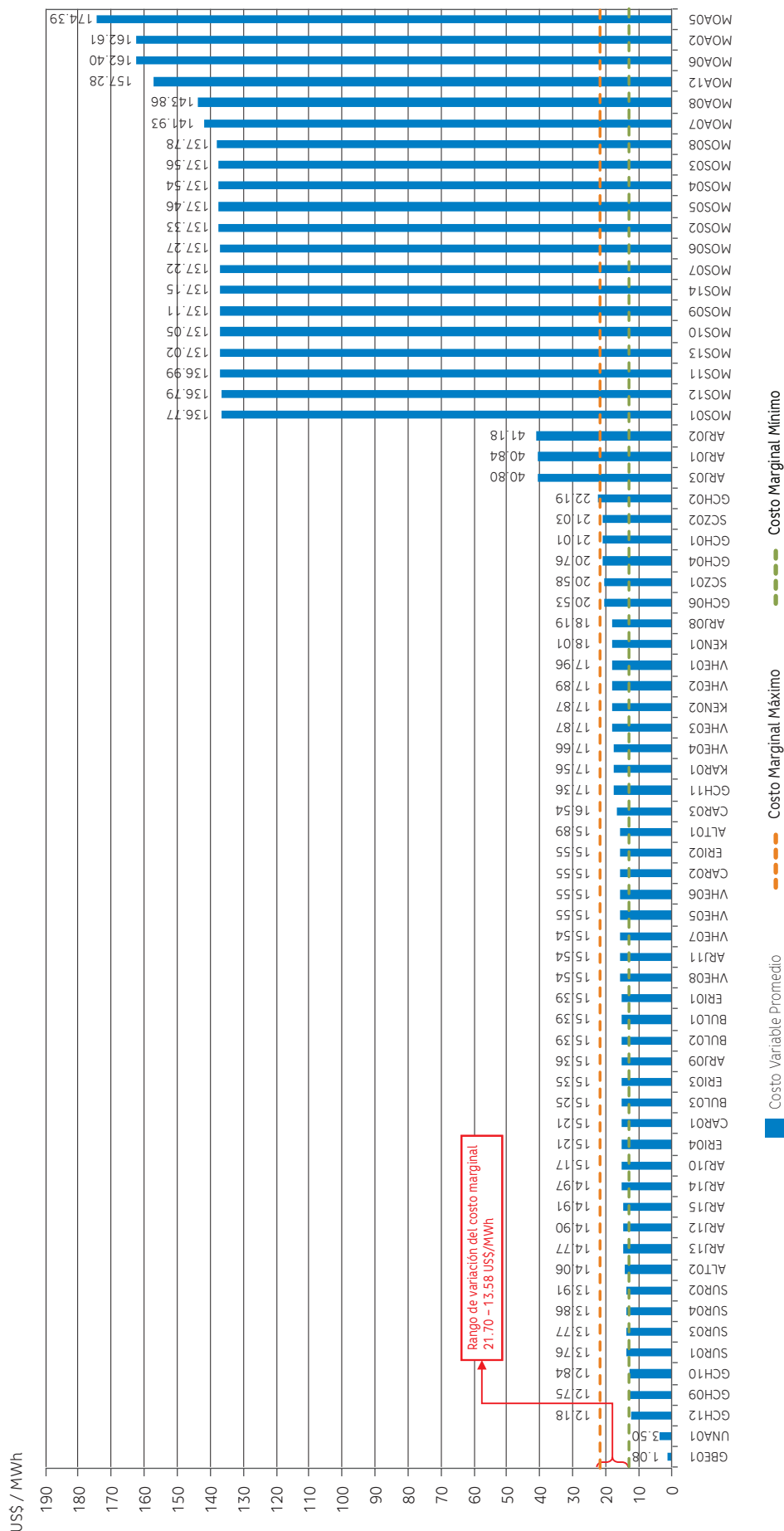


Costo Variable de Generación

Este costo considera el costo de producción de energía eléctrica de una unidad térmica, el cual depende de la temperatura, el poder calorífico y el costo del combustible, así como también del heat rate, consumos propios, ventas directas y estados de carga de una unidad de generación. El costo variable de generación es calculado a partir de las funciones de costo para distintos estados de carga y de temperatura de una unidad termoeléctrica.

A manera de resumen, en el Gráfico 19 se muestra un listado de las unidades termoeléctricas ordenadas en función al promedio anual del costo variable de generación de cada unidad, los mismos han sido empleados en las Transacciones Económicas de la Gestión 2014. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 21.70 y 13.58 US\$/MWh respectivamente.

GRÁFICO 19 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN PROMEDIO ANUAL – 2014



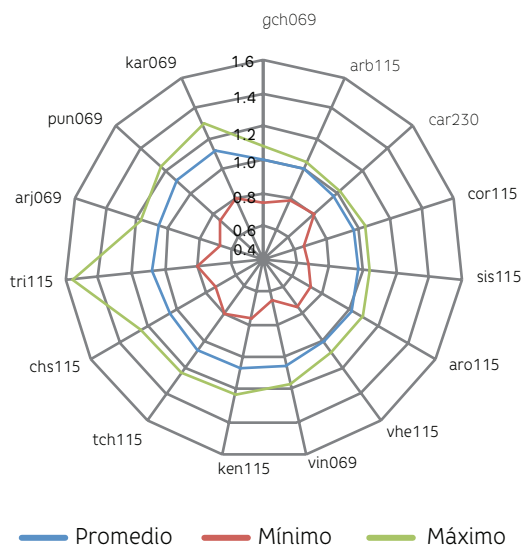
Nota.- No se presentan los costos de las unidades MOA10, MOA11, MOA14, MOA15, MOA16, MOA17, TRD02, TRD05, TRD07, TRD10, TRD11, TRD19 y TRD20, debido a que dichas unidades fueron retiradas del parque generador en aplicación del AUTO N° 0081/2014 y la Resolución AE N° 143/2014 emitidas por la AE.

Factor de Nodo de Energía

Este factor refleja las pérdidas marginales de energía que se presentan en el sistema de transmisión en función del incremento de generación en la unidad marginal ante un incremento de la energía retirada en cada nodo. Este factor se calcula empleando un modelo matemático de corriente continua con pérdidas cuadráticas, el cual utiliza las potencias medias inyectadas y retiradas en el Sistema Interconectado Nacional. Para la gestión 2014, se han calculado los factores de nodo de energía promedios anuales correspondientes a los distintos nodos de generación y de retiro del Sistema Interconectado Nacional, tal como se puede apreciar en los Gráficos 20 y 21.

GRÁFICO 20
FACTORES DE NODO DE GENERACIÓN

Factores de Nodo de Generación Enero - Junio 2014



Factores de Nodo de Generación Julio - Diciembre 2014

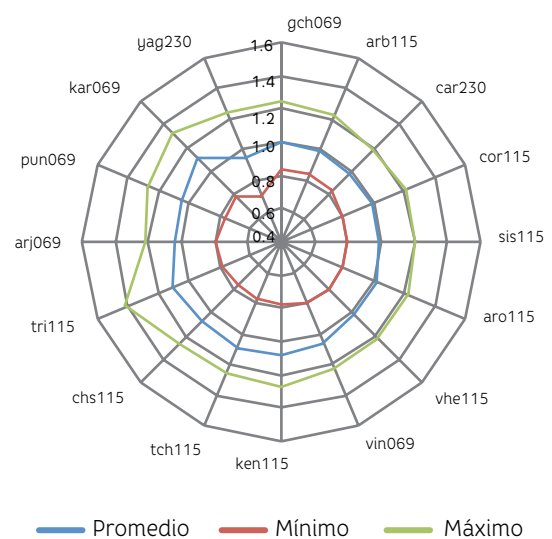
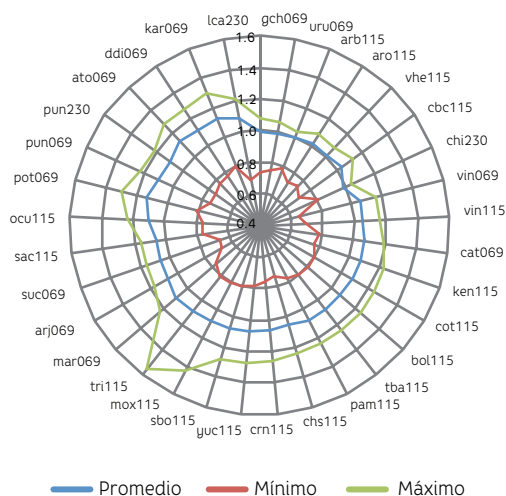
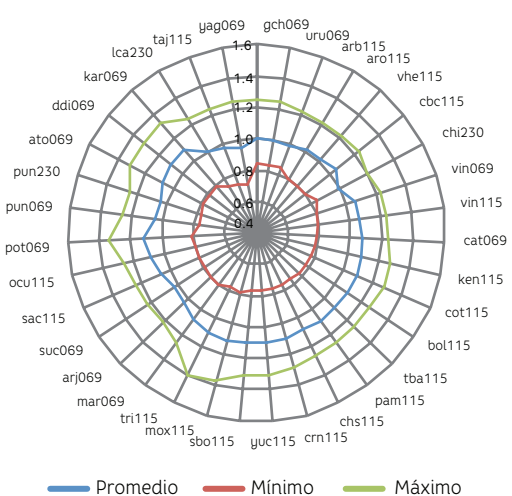


GRÁFICO 21
FACTORES DE NODO DE RETIRO

Factores de Nodo de Retiro Enero - Junio 2014



Factores de Nodo de Retiro Julio - Diciembre 2014



Se observa que el factor de nodo promedio obtenido varía en función de la posición geográfica del nodo donde se inyecta o retira energía en el Sistema Interconectado Nacional. De esta manera un factor de nodo mayor a la unidad refleja mayores costos de generación y/o de retiro y viceversa. Asimismo, se puede observar que los factores de nodo en el primer semestre han sido mayores a los registrados en el segundo semestre; esto se debe a que en el primer semestre se identificaron algunos eventos que afectaron la configuración de la red troncal, asimismo otro efecto que influyó en los factores de nodo fue la estacionalidad presentada, que repercutió en la operación del parque de generación.

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 en función del despacho de carga efectuado y los costos marginales de generación en el año 2014. Los valores medios anuales, que incluyen los precios de la energía forzada, se presentan en el Cuadro 19:

CUADRO 19
PRECIOS SPOT DE ENERGÍA - AÑO 2014 (SIN IVA)

Agente	Nodo	US\$/MWh
CRE	VARIOS	17.35
DELAPAZ	VARIOS	18.79
ELFEC	VARIOS	17.52
ELFEO	VIN, CAT	18.25
SEPSA	VARIOS	19.25
CESSA	VARIOS	18.12
ENDE	VARIOS	18.90
SETAR	TAJ, YAG	15.66
EMIRSA	VIN115	17.89
EMVINTO	VIN69	17.91
COBOCE	CBC	17.69
VHE para su contrato con EMSC	PUN	18.18
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	18.18
Promedio		17.98

Precios de Potencia en el Mercado Spot

El precio básico de potencia, de enero a abril de la gestión de 2014, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 62.01 MW ISO, con un costo total de 544.67 US\$ por kW de potencia efectiva in situ; mientras que, de mayo a diciembre de la gestión 2014, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 62.01 MW ISO, con un costo total de 610.03 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 considerando el año eléctrico comprendido entre los meses noviembre 2013 y octubre 2014; en el periodo noviembre 2013 – abril 2014, el precio básico de la potencia fue de 7.633 US\$/kW-mes y en el periodo mayo – octubre 2014, el precio básico de la potencia fue de 8.942 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 2014 los precios medios en nodos, que son detallados por Agente en el Cuadro 20:

CUADRO 20
PRECIOS SPOT DE POTENCIA - AÑO 2014 (SIN IVA)

Agente	Nodo	US\$/kW-mes
CRE	VARIOS	8.80
DELAPAZ	VARIOS	9.06
ELFEC	VARIOS	8.73
ELFEO	VIN, CAT	9.05
SEPSA	VARIOS	9.17
CESSA	VARIOS	8.95
ENDE	VARIOS	9.00
SETAR	TAJ, YAG	8.22
EMIRSA	VIN115	8.99
EMVINTO	VIN69	9.01
COBOCE	CBC	8.90
VHE para su contrato con EMSC	PUN	8.93
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	8.93
Promedio		8.90

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.

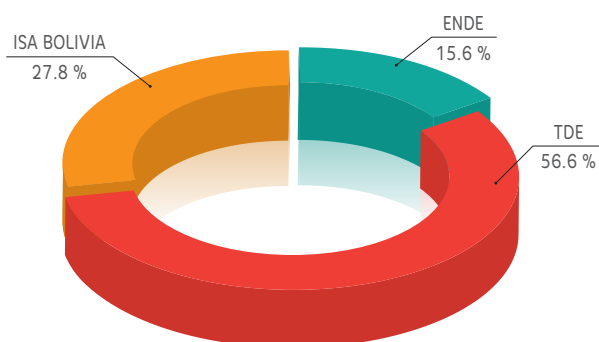
El peaje promedio anual en la gestión 2014 para los consumidores, fue de 3.431 US\$/kW-mes, 2.94% menor que en el 2013. Este valor incluye el peaje correspondiente a líneas de transmisión del sistema Larecaja y del sistema Sur, que no forman parte del Sistema Troncal de Interconexión (STI) y la incorporación al STI de las líneas Chaco – Tarija 230 kV y Cataricagua – Lucianita 115 kV.

Asimismo en el Cuadro 21 se presenta la composición de la remuneración de la transmisión correspondiente a la gestión 2014, en la cual no se incluye a San Cristóbal - TESA ya que no forma parte del STI. De la misma manera en el Gráfico 22 se muestra la representación de los datos contenidos en el Cuadro 21.

CUADRO 21
COMPOSICIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN - 2014

AGENTE	INGRESO TARIFARIO (MU\$)	PEAJE (MU\$)	TOTAL (MU\$)	PARTICIPACIÓN (%)
TDE	7,122.77	38,081.40	45,204.17	56.6%
ISA BOLIVIA	2,357.44	19,831.44	22,188.88	27.8%
ENDE	483.88	11,958.64	12,442.52	15.6%
TOTAL	9,964.09	69,871.48	79,835.57	100%
PARTICIPACIÓN (%)	12.5%	87.5%	100%	

GRÁFICO 22
COMPOSICIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN - 2014



Precios Medios Monómicos

Los diferentes cargos señalados anteriormente, dan los valores medios monómicos del Cuadro 22:

CUADRO 22
PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS EN EL MERCADO SPOT (U\$S/MWh) - 2014 (Sin IVA)

Consumidor	Nodo	Cargo por Energía	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Total
CRE	VARIOS	17.35	19.59	7.64	44.58
DELAPAZ	VARIOS	18.79	18.68	7.08	44.55
ELFEC	VARIOS	17.52	18.75	7.37	43.64
ELFEO	VIN, CAT	18.25	18.41	6.98	43.63
SEPSA	VARIOS	19.25	17.18	6.43	42.86
CESSA	VARIOS	18.12	18.97	7.27	44.36
ENDE	VARIOS	18.90	22.12	8.42	49.44
SETAR	TAJ, YAG	15.66	14.42	6.20	36.27
EMIRSA	VIN 115	17.89	12.24	4.66	34.80
EMVINTO	VIN 69	17.91	11.89	4.53	34.32
COBOCE	COB	17.69	5.95	2.33	25.96
VHE para su contrato con EMSC	PUN	18.18	13.30	5.11	36.59
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	18.18	13.30	5.11	36.59
TOTAL MEM		17.98	18.53	7.14	43.65

TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Durante la gestión 2014 se emitieron 24 Documentos de Transacciones Económicas correspondientes a las transacciones de cada mes, recálculo de transacciones, la reliquidación por potencia de punta y el recálculo de 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 a precios de nodo, por reserva fría y compensación por ubicación 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 2014 ascienden a 342.9 Millones de US\$. (Sin IVA); el detalle de las mismas, se presenta en el Cuadro 23.

CUADRO 23
VENTAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2014

Concepto	Miles US\$	Participación (%)
Generación		
Inyecciones de Energía	132,092	
Inyecciones de Potencia	130,950	
Subtotal Ventas de Generadores	263,042	77
Transmisión		
Peaje de Generadores	16,447	
Peaje de Consumidores	53,424	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	9,965	
Subtotal Ventas de Transmisores	79,836	23
Total Venta	342,878	100

Los contratos de compra - venta de energía durante el año 2014 fueron:

- Contrato de abastecimiento por el 25% del consumo de Minera San Cristóbal, con la Empresa Valle Hermoso.
- Contrato de abastecimiento por el 75% del consumo de Minera San Cristóbal, con la Empresa COBEE.

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 muestran en el Cuadro 24:

CUADRO 24
COMPRAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2014

Concepto	Consumidores	Generadores (*)	Total
Retiros de Energía	127,959	6,487	134,446
Retiros de Potencia	133,815	4,746	138,560
Peaje para Consumidores	51,602	1,822	53,425
Subtotal compras por Consumos	313,376	13,055	326,431
Peaje para Generadores		16,447	16,447
Total Compras	313,376	29,502	342,878

(*) 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 Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) y las transacciones con Precios Spot resultantes del despacho de carga. Al finalizar la gestión 2014, el monto acumulado en el Fondo se redujo a 100.4 millones de Bs.

Las variaciones de los Fondos de Estabilización entre las gestiones 2013 y 2014, para los Agentes generadores y transmisores se presentan en el Cuadro 25, y las variaciones para las empresas de distribución en el Cuadro 26. Finalmente en el Gráfico 23, se observa la evolución histórica de los Fondos de Estabilización durante el periodo 2002 - 2014.

CUADRO 25
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN - GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN (MILES DE Bs.)

Generador / Transmisor	Saldo a Dic. 2013	Variación en 2014	Saldo a Dic. 2014
CORANI	23,143	(1,165)	21,977
EGSA	30,008	(1,326)	28,682
VHE	33,834	(1,421)	32,413
COBEE	(7,414)	43	(7,371)
CECBB	15,019	(667)	14,352
ERESA	1,308	(99)	1,209
HB	1,838	(829)	1,009
SYNERGIA	448	(42)	406
GBE	2,097	106	2,203
SDB	(9)	20	10
ENDE ANDINA	4,571	567	5,138
ENDE GEN.	(2,642)	1,197	(1,445)
TDE (Ingreso Tarifario)	1,027	349	1,377
ISA (Ingreso Tarifario)	202	131	333
ENDE (Ingreso Tarifario)	50	12	62
Total	103,479	(3,123)	100,356

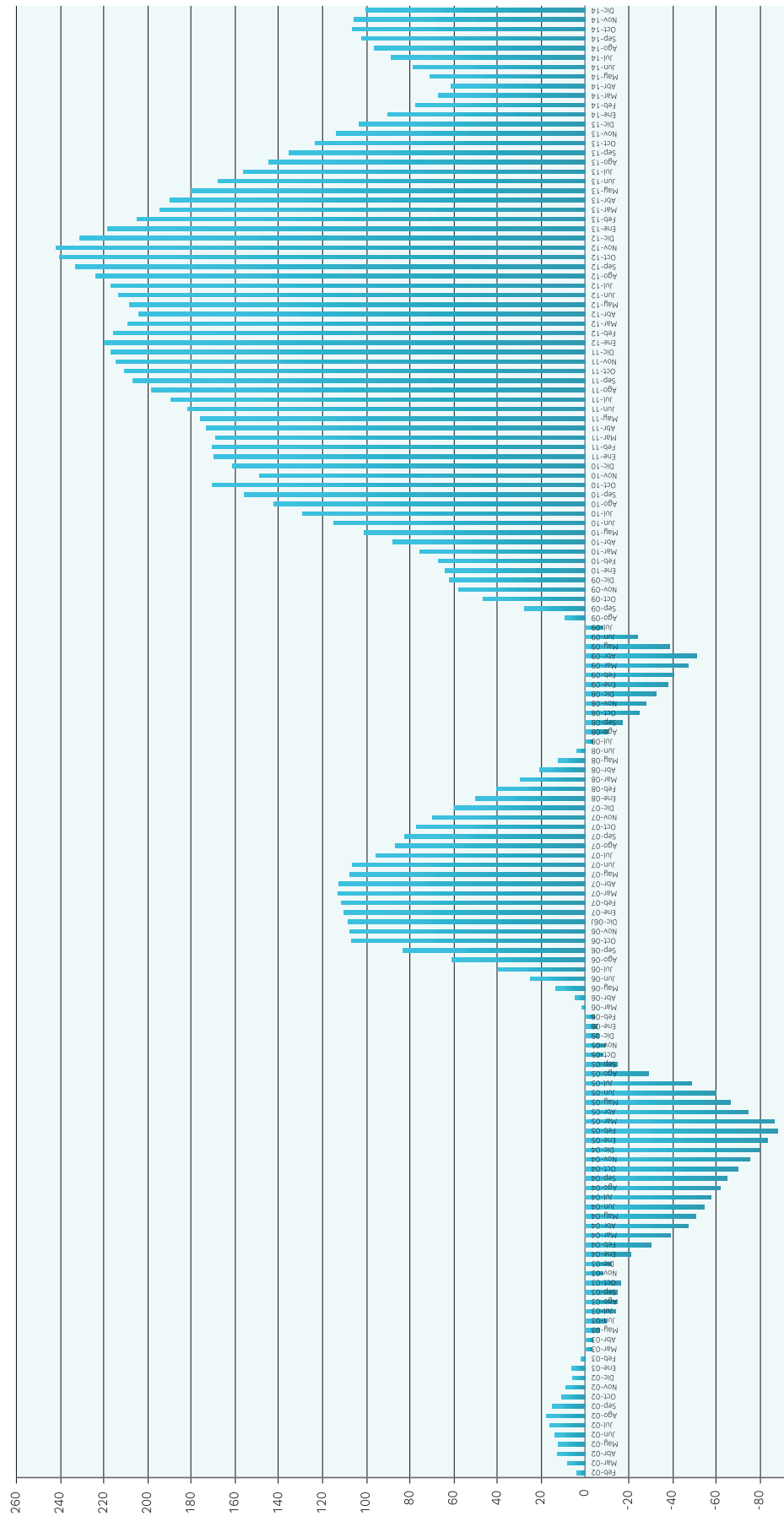
Nota: Los valores positivos del cuadro anterior indican saldos a favor de los Agentes.
El saldo a diciembre de 2013 considera el recálculo efectuado en cumplimiento a la resolución AE N° 20/2014.

CUADRO 26
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN - DISTRIBUCIÓN (MILES DE Bs.)

Distribuidor	Saldo a Dic. 2013	Variación en 2014	Saldo a Dic. 2014
CRE	(68,761)	(20,874)	(89,635)
DELAPAZ	51,865	11,198	63,064
ELFEC	101,344	4,646	105,990
ELFEO	21,369	(720)	20,649
SEPSA	(6,551)	(5,805)	(12,355)
CESSA	5,515	5,774	11,288
ENDE DIST.	(1,302)	2,603	1,301
SETAR	-	41	41
SETAR VILLAMONTES	-	1	1
SETAR YACUIBA	-	13	13
Total	103,479	(3,123)	100,356

Nota: El saldo a diciembre de 2013 considera el recálculo efectuado en cumplimiento a la resolución AE N° 20/2014.

GRÁFICO 23
FONDO DE ESTABILIZACIÓN ACUMULADO (M M Bs.) 2002 - 2014



ESTADÍSTICA DEL PERÍODO 1996 - 2014

CUADRO 27
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 - 2014

ADICIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN				
Año	Empresa	Tipo	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
1996	VHE	Termo	CAR01, CAR02	111.9
1997	COBEE	Hidro	TIQ, ZON, SRO03	18.3
1998	COBEE	Hidro	CUT05, BOT03	16.2
	HB	Hidro	CHJ01	0.9
1999	EGSA	Termo	GCH09, GCH10	119.5
	COBEE	Hidro	HUA01, HUA02	30.0
	SYNERGIA	Hidro	KAN	7.5
2000	CECBB	Termo	BUL01, BUL02	87.5
2001	ERESA	Hidro	KILO3, LAN01, LAN03 (Se incorpora toda la Capacidad del Yura)	18.5
2002	HB	Hidro	CHJ02, YAN	89.6
2003	VHE	Termo	Incremento en la declaración de VHE	18.6
2004	CORANI	Hidro	SIS05	17.1
	VHE	Termo	Incremento en la declaración de VHE	37.1
2006	EGSA	Termo	ARJ09, ARJ10, ARJ11 y ARJ12	7.1
	COBEE	Hidro	SRO01, SRO02	19.6
2007	EGSA	Termo	GCH11	63.3
	GBE	Termo	GBE01	16.6
	SDB	Hidro	QUE01, QUE02	1.9
2008	CORANI	Hidro	COR01, COR02, COR03 (Repotenciamiento)	2.9
	EGSA	Termo	ARJ13, ARJ14 y ARJ15	4.8
	COBEE	Hidro	ANG03	3.0
2009	COBEE	Termo	Incremento en Capacidad de KEN01 y KEN02	0.6
	GBE	Termo	Repotenciamiento de GBE01	5.0
2010	CORANI	Hidro	*Central Corani	0.9
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	0.4
	COBEE	Hidro	*Sistema Miguillas	0.2
	EGSA	Termo	*Central Karachipampa	0.5
	COBEE	Termo	*Central Kenko	0.1
	VHE	Termo	*Central Valle Hermoso	0.1
	ENDE ANDINA	Termo	Ingreso de la Central Entre Rios	107.1
	SDB	Hidro	Ingreso de la Central Chiñata	0.3
2011	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	1.6
	ENDE GENERACIÓN	Termo	** Ingreso de Centrales Moxos y Trinidad	27.7
	VHE	Termo	**Ingreso de la unidad CAR03	24.5
2012	SDB	Hidro	Incremento en capacidad unidad CHT01	0.1
	EGSA	Termo	Ingreso del Ciclo Combinado unidad GCH12 de Central Guaracachi	76.6
	VHE	Termo	***Ingreso de la unidad ALT01 de Central El Alto	16.2
	VHE	Termo	***Ingreso de las unidades VHE05, VHE06, VHE07, VHE08 de Central Valle Hermoso	39.2
	VHE	Termo	***Ingreso de la unidad ALT02 de Central El Alto	30.0
2013	ENDE GENERACIÓN	Termo	Incremento en capacidad Centrales Moxos y Trinidad	8.6
	EGSA	Termo	*Central Guaracachi (Unidad GCH12)	3.8
2014	CORANI	Eólico	Ingreso del Parque Eólico Qollpana	3.0
	CECBB	Termo	Ingreso de la unidad BUL03 de Central Bulo Bulu	36.9
	CECBB	Termo	Incremento en capacidad unidad BUL03	6.4
	SDB	Hidro	Ingreso de la unidad QUE03 é incremento en capacidad de Central Quehata	0.3
	ENDE ANDINA	Termo	Ingreso de la Central Termoeléctrica Del Sur	158.7
	EGSA	Termo	Ingreso de los excedentes de energía de UNAGRO al SIN (****)	6.5
Hidro				229.3
Termo				1.014.7

CUADRO 27
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 - 2014

REDUCCIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN				
Año	Empresa	Tipo	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
2000	EGSA	Termo	ARJ04, ARJ07	(5.4)
2001	EGSA	Termo	GCH05	(19.2)
	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(37.1)
2002	EGSA	Termo	GCH03	(19.1)
	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(18.6)
2003	COBEE	Hidro	ACH, SRO	(16.5)
2009	EGSA	Termo	GCH01	(2.9)
	COBEE	Hidro	ANG01, ANG02, ANG03	(0.2)
2010	CORANI	Hidro	*Central Santa Isabel	(2.1)
	HB	Hidro	*Sistema Taquesi	(1.1)
	SYNERGIA	Hidro	*Kanata	(0.1)
	ERESA	Hidro	*Sistema Yura	(0.0)
	EGSA	Termo	*Central Guaracachi	(3.3)
	EGSA	Termo	*Central Santa Cruz	(1.0)
	EGSA	Termo	*Central Aranjuez	(6.5)
2011	VHE	Termo	*Central Carrasco	(2.1)
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	(2.3)
2012	EGSA	Termo	Central Guaracachi (temperatura máxima)	(2.2)
	EGSA	Termo	Central Santa Cruz (temperatura máxima)	(0.4)
	COBEE	Termo	Central Kenko (temperatura máxima)	(0.1)
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Reducción de capacidad Centrales Moxos y Trinidad	(0.4)
2013	EGSA	Termo	*Central Guaracachi (Unidades GCH09, GCH10, GCH11)	(3.3)
	EGSA	Termo	Central Karachipampa (temperatura máxima)	(0.1)
	ENDE ANDINA	Termo	*Central Entre Ríos	(0.6)
	SDB	Hidro	Retiro de la unidad CHT01	(0.4)
2014	ENDE GENERACIÓN	Termo	MOA10, MOA11, MOA14, MOA15, MOA16, MOA17	(6.2)
	ENDE GENERACIÓN	Termo	TRD02, TRD05, TRD07, TRD10, TRD11, TRD12, TRD19, TRD20	(2.9)
	SDB	Hidro	QUE03	(0.3)
	COBEE	Hidro	Inundación Central Sainani	(10.5)
Hidro				(33.4)
Termo				(131.3)

(*) Debido a la Medición de la Potencia Efectiva.

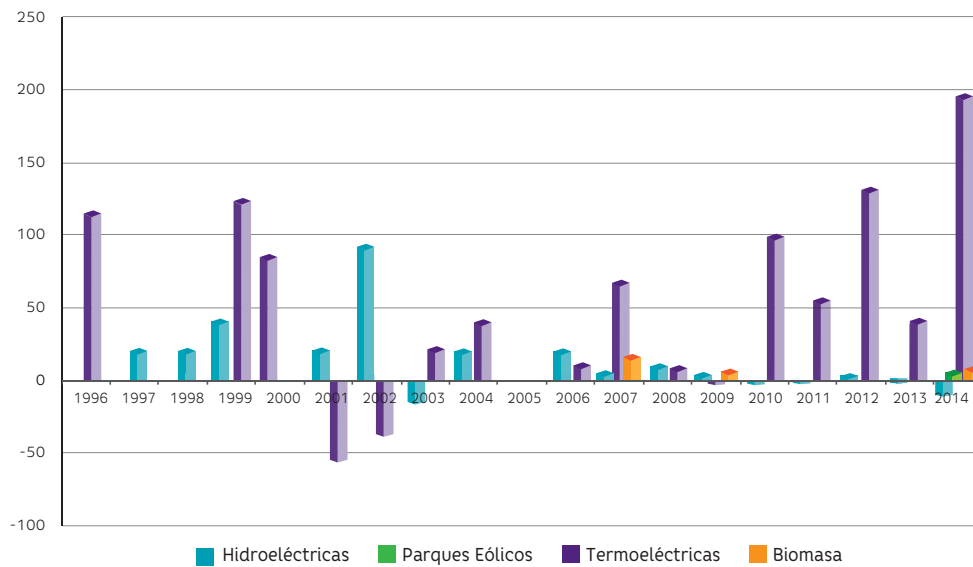
(**) Debido a la aplicación de D.S. 934.

(***) Debido a la aplicación de D.S. 1301.

(****) Se considera como potencia asegurada a partir de noviembre 2014.

Nota.- A partir de la gestión 2012 se considera la capacidad de generación a temperatura máxima anual, debido a ello, las reducciones de capacidad se deben al efecto termodinámico por aumento de temperatura.

GRÁFICO 24
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR (MW) - 1996 - 2014



Nota.- A partir de la gestión 2011 se considera la capacidad de generación a temperatura máxima probable

GRÁFICO 25
DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA DEL SIN (GWh) - 1996 - 2014

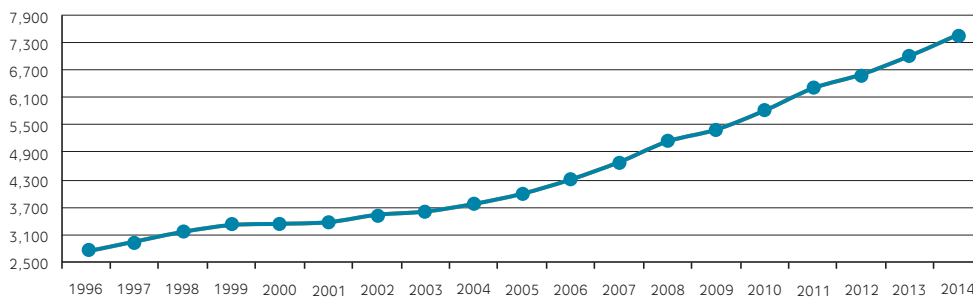


GRÁFICO 26
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 1996 - 2014

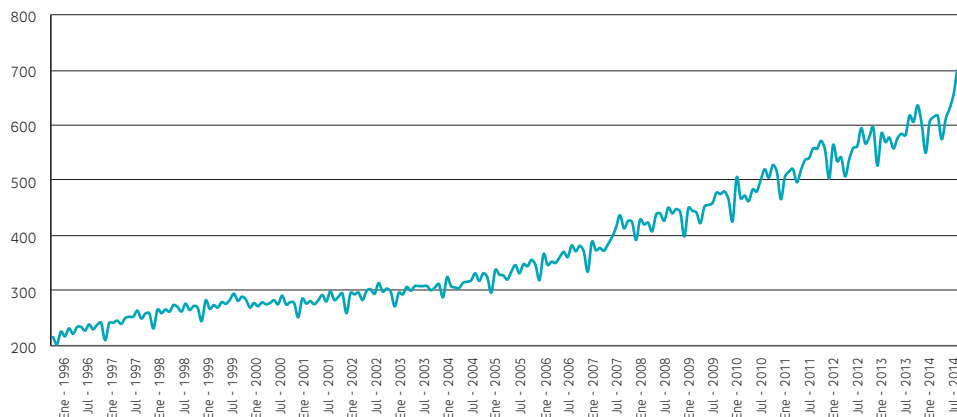


GRÁFICO 27
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 2006 - 2014

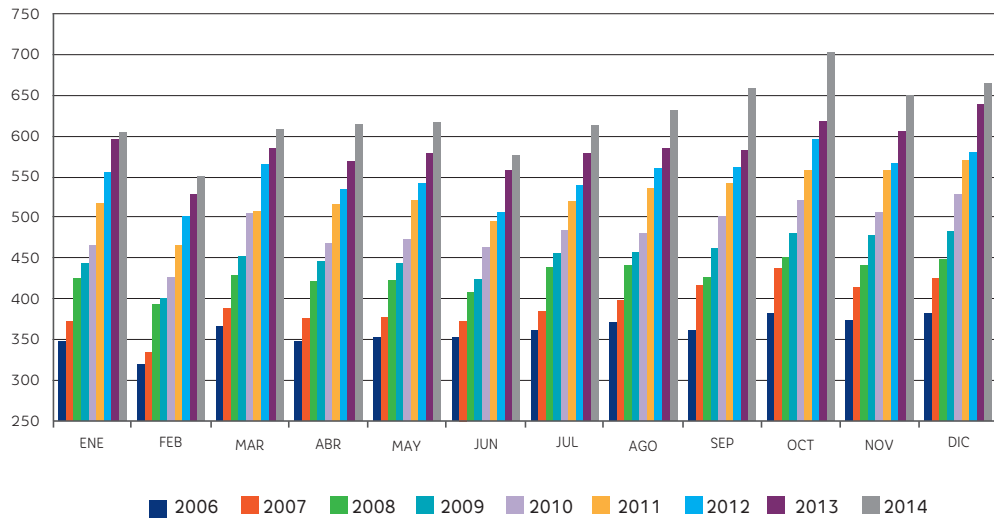


GRÁFICO 28
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS DEL SIN (GWh)

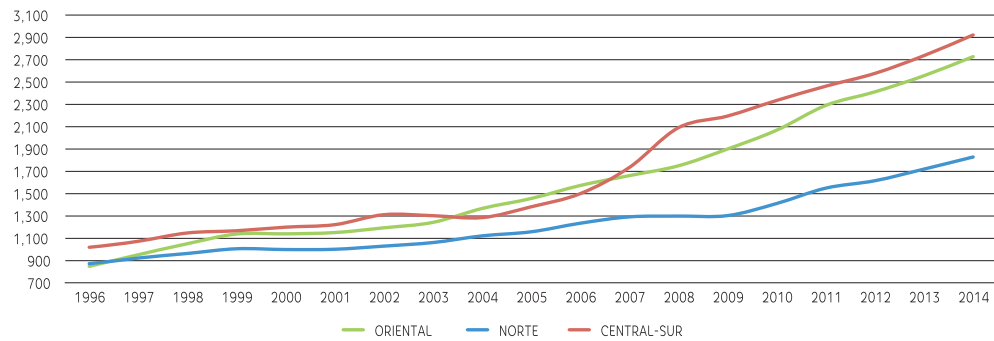


GRÁFICO 29
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

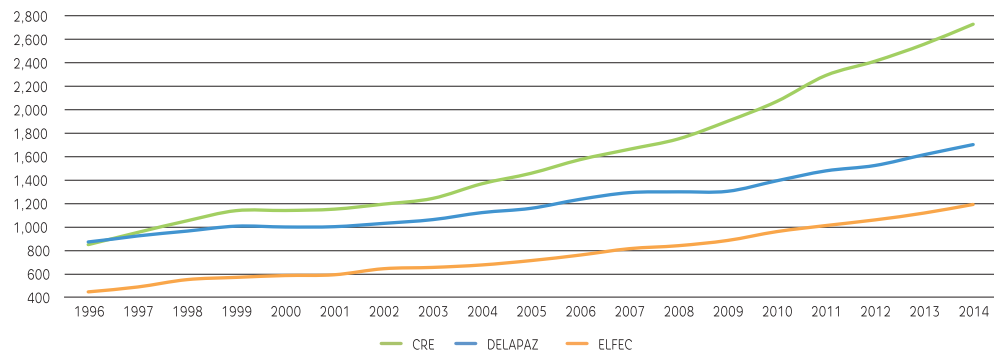
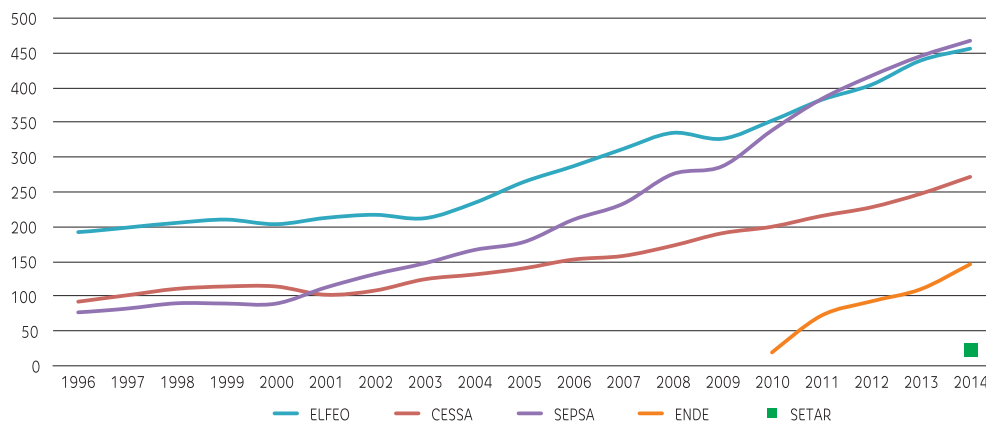
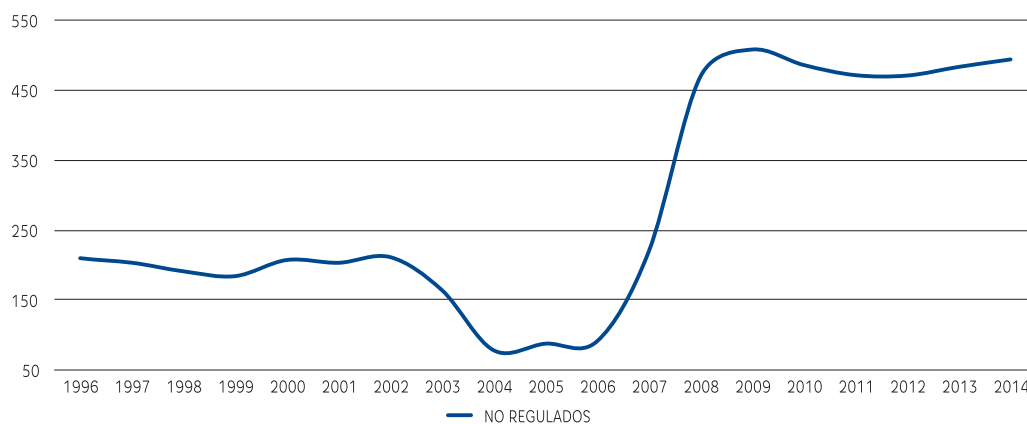


GRÁFICO 30
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)



Nota.- Los retiros de SETAR, solo corresponden a los retiros que han sido efectuados en el SIN

GRÁFICO 31
DEMANDA DE CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL SIN (GWh)



CUADRO 28
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
2009	5,397.0	939.4	5.0	4.5
2010	5,814.0	1,009.4	7.7	7.4
2011	6,301.9	1,067.4	8.4	5.7
2012	6,604.3	1,109.0	4.8	3.9
2013	7,012.8	1,201.8	6.2	8.4
2014	7,477.7	1,298.2	6.6	8.0

GRÁFICO 32
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (GWh)

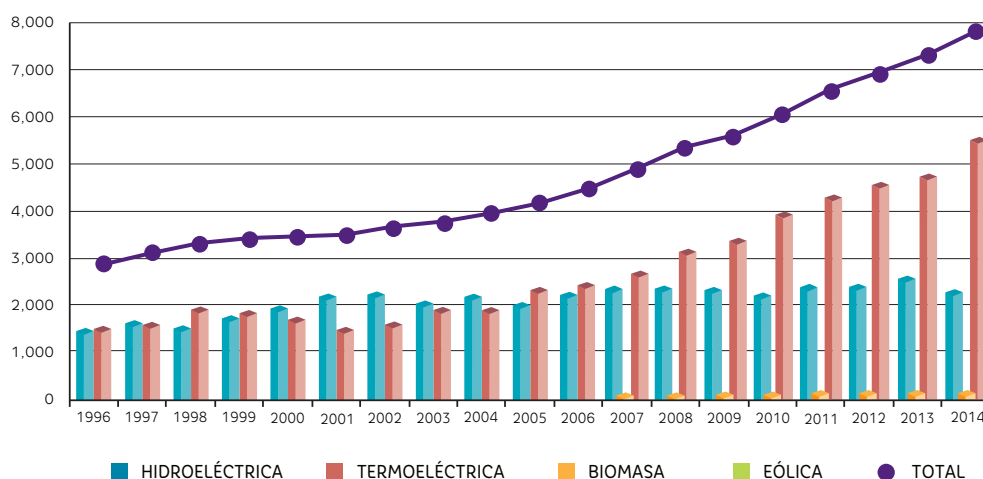


GRÁFICO 33
PARTICIPACIÓN ANUAL DE CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA (MW)

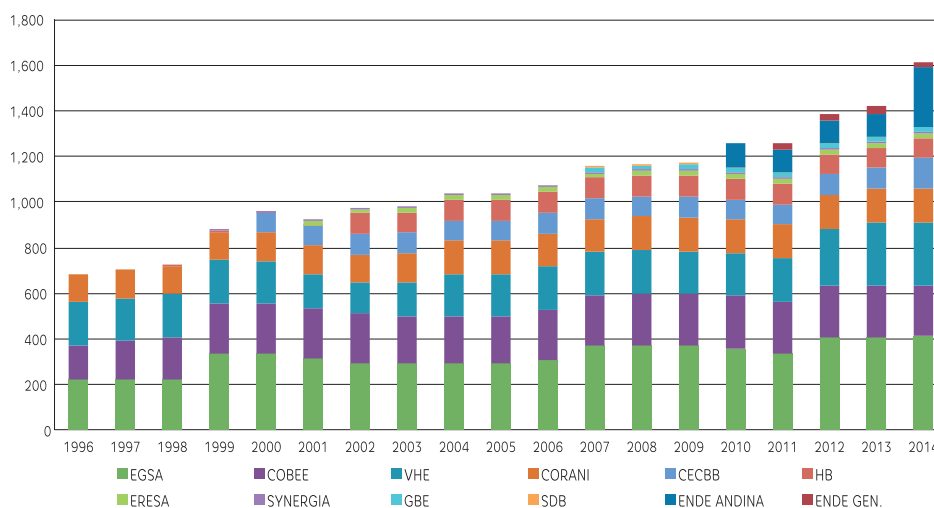


GRÁFICO 34
CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)

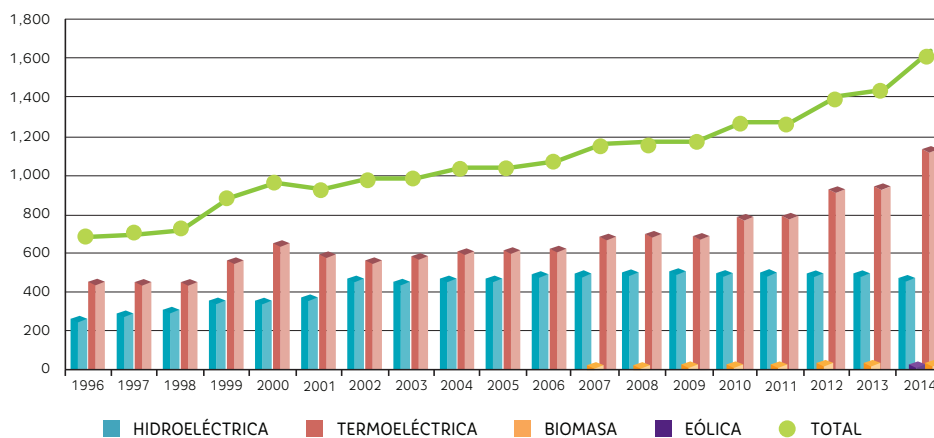


GRÁFICO 35
PARTICIPACIÓN ANUAL DE GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA (GWh)

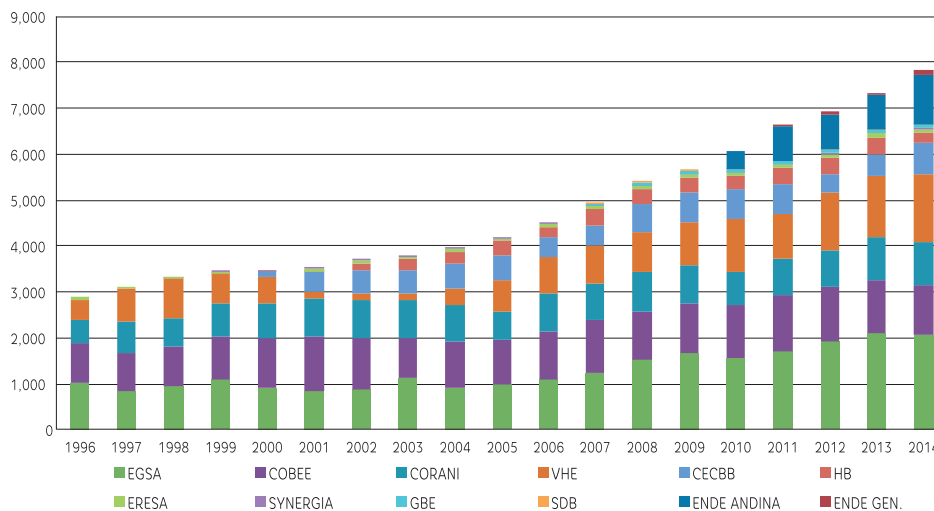


GRÁFICO 36
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN

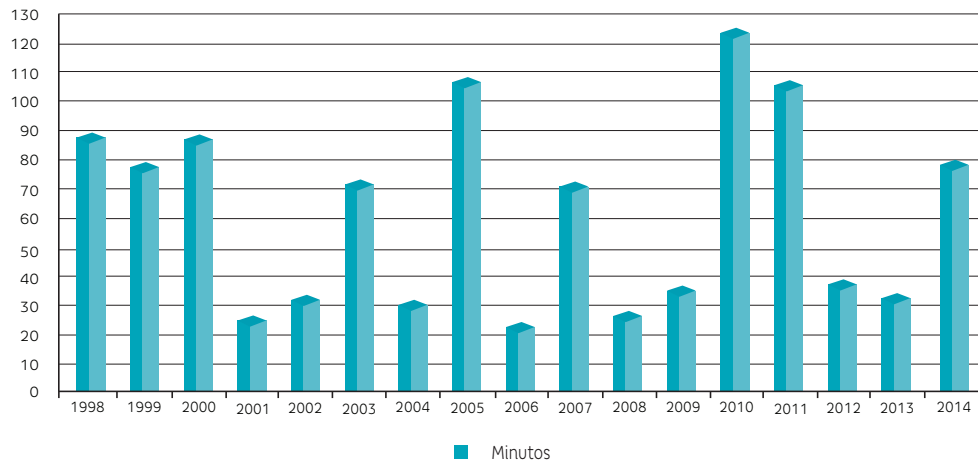


GRÁFICO 37
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN Y PRECIOS
SPOT DE ENERGÍA (US\$/MWh) (Sin IVA)

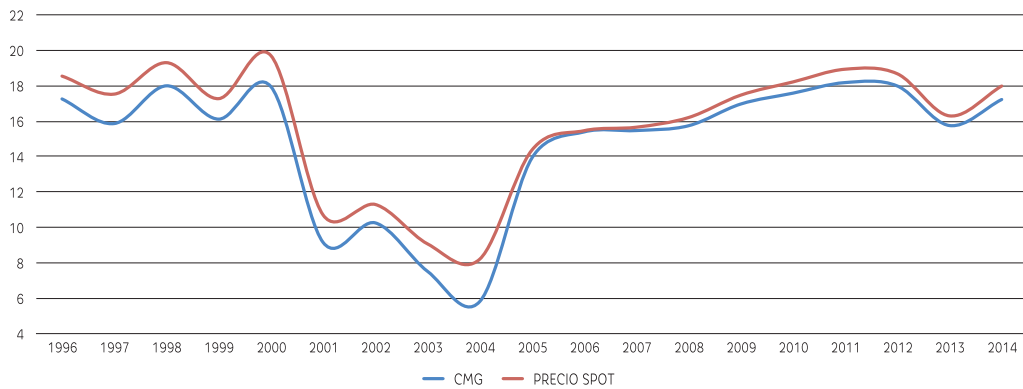
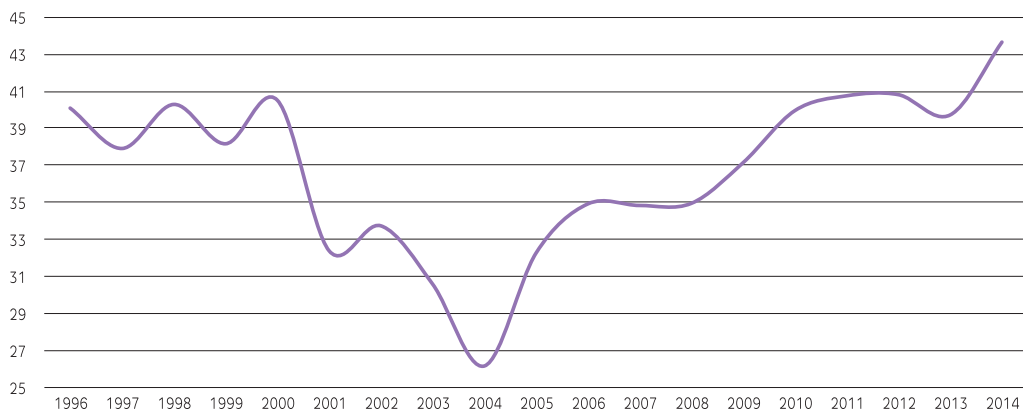


GRÁFICO 38
PRECIOS MONÓMICOS (US\$/MWh) (Sin IVA)







ANEXOS



CONTENIDO

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2014	2
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2014	3
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2014	3
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2014	4
OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2014	4
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2014	5
INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2014	6
RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2014	6
POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2014	7
POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2014	8
CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW) - JUEVES 16 DE OCTUBRE DE 2014	9
POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2014	10
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2014	11
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2014	12
POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2014	13
FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AÑO 2014	16
RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACIÓN - AÑO 2014	17
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2014	17
PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2014	18
PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2014	19
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2014	20
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2014	20
CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS - PERIODO 2008 - 2014	21
CONSUMO DE DIESEL EN LITROS - PERÍODO 2012 - 2014	22
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm ³) AÑO 2014 - CORANI	22
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm ³) AÑO 2014 - ZONGO	22
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm ³) AÑO 2014 TIQUIMANI - MIGUILLAS	
ANGOSTURA - CHOJLLA	23
EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m ³ /s) - PERIODO 2002- 2014	24
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) PERIODO 1996 -2014	25
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) PERIODO 1996 - 2014	25
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERIODO 1996 - 2014	26
DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERIODO 1996 - 2014	26
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERIODO 1996 - 2014	26
PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERIODO 1996 - 2014	27
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERIODO 1998 - 2014	28
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2014	28
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2014	28
COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERIODO 1998 - 2014	29
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERIODO 1996 - 2014	30
PRECIOS SPOT SIN IVA PERIODO 1996 - 2014	30
PRECIOS SEMESTRALES PERIODO 1996 - 2014	30
LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERIODO 1996 - 2014	31
AGENTES DEL MEM - GESTIÓN 2014	32
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ACTUALIZADO AL 31 DE DICIEMBRE 2014	33

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2014

Agente				Central				Unidad				Capacidad Efectiva (MW)			
CORANI				CORANI				GCH01				17.03			
Subtotal				SANTA ISABEL				GCH02				16.14			
				QOLIPANA (2)				GCH04				18.27			
COBEE				ZONGO				GCH09 (1)				57.51			
				TIQUIMANI				GCH10 (1)				56.33			
				BOTILACA				GCH11				57.49			
				CUTICUCHO				GCH12 (1)				80.33			
Subtotal												322.07			
EGSA				SANTA ROSA AC				SCZ01				19.02			
				SAINANI (3)				SCZ02				19.41			
				CHURUPAQUI				UNAO1 (4)				6.50			
Subtotal												44.93			
EGSA				HARCA				ARI01				2.70			
				CAHUA				ARI02				2.24			
				HUAJI				ARI03				2.62			
Subtotal												17.09			
COBEE				MIGUILLAS				ARI08				17.09			
				ANGOSTURA				ARI09				1.49			
				CHOQUETANGA				ARI10				1.49			
				CARABUCO				ARI11				1.49			
Subtotal								ARI12				1.60			
HB				CHOJILLA				ARI13				1.55			
				YANACACHI				ARI14				1.51			
				CHOJILLA ANTIGUA				ARI15				1.60			
Subtotal												35.38			
SYNERGIA				KANATA				KAR01				13.38			
				KILPANI				KEN01				8.89			
				LANDARA				KEN02				8.89			
Subtotal												17.78			
VHE				PUNUTUMA				VHE01				17.10			
								VHE02				17.34			
								VHE03				16.88			
								VHE04				17.17			
Subtotal												68.49			
VHE				ZARACHIPAMPA (19° C)				CAR01				50.13			
				KILPANI				CAR02				51.76			
Subtotal												101.89			
CECBB				LANDARA				BUL01				43.64			
				PUNUTUMA				BUL02				43.64			
								BUL03				43.30			
Subtotal												130.58			
ENDE ANDINA				HARCA				ERI01				24.32			
				SANTA ROSA AC				ERI02				24.24			
				CHURUPAQUI				ERI03				24.65			
				CAHUA				ERI04				24.85			
Subtotal												98.06			
ENDE ANDINA				SANTA ROSA AC				SUR01				39.67			
				SAINANI (3)				SUR02				39.20			
				CHURUPAQUI				SUR03				39.97			
				CAHUA				SUR04				39.88			
Subtotal												158.72			
GBE				GUABIRA (Biomasa)				GBE01				21.00			
TOTAL												1,012.28			

Agente				Central				Unidad				Capacidad Efectiva (MW)			
ENDE GEN.				MOXOS				MOA02				1.30			
								MOA05				1.10			
								MOA06				1.10			
								MOA07				1.10			
								MOA08				1.10			
								MOA12				1.00			
Subtotal												6.70			
ENDE GEN.				MOXOS				MOS01				1.43			
								MOS02				1.43			
								MOS03				1.43			
								MOS04				1.43			
								MOS05				1.43			
								MOS06				1.43			
								MOS07				1.43			
								MOS08				1.43			
								MOS09				1.43			
								MOS10				1.43			
								MOS11				1.43			
								MOS12				1.43			
								MOS13				1.43			
								MOS14				1.43			
Subtotal												20.02			
Sistema Trinidad												26.72			
VHE				CARRASCO (36° C)				CAR03				22.15			
VHE				EL ALTO (18° C)				ALT01				16.19			
								ALT02				30.00			
Subtotal												46.19			
VHE				VALLE HERMOSO (28° C)				VHE05				9.79			
								VHE06				9.79			
								VHE07				9.79			
								VHE08				9.79			
Subtotal												39.16			
TOTAL								27				134.22			

CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN A FINES DEL 2014: 1,614.69 MW

Nota: - Los valores presentados son considerados a la temperatura máxima anual probable.

(1) Se presenta la capacidad de las unidades GCH05, GCH10 y GCH12 en su operación conjunta como Ciclo Combinado.

(2) Se presenta la capacidad de las unidades de Central Eólica Ollipana.

(3) No se presenta la capacidad de Central Sainani debido a inundación.

(4) Se considera como potencia asegurada a partir de noviembre.

EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2014

Empresas de Transmisión	Tensión (kV)	Longitud (Km)
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD	230	991.6
	115	983.2
	69	112.1
ISA BOLIVIA	230	587.0
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	115	373.1
	230	393.4
Total STI		3,440.3

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2014

Tensión	Empresa	Tramo	Conductor	Capacidad (MW)	Longitud (Km)
230 kV	TDE	Carrasco - Chimore	RAIL	130.0	75.3
		Carrasco - Warnes	RAIL	130.0	162.1
		Carrasco -Santiváñez	RAIL	130.0	225.6
		Chimore - San José	RAIL	130.0	78.8
		Mazocruz-Vinto Capacitor	RAIL	130.0	193.4
		San José - Valle Hermoso	RAIL	130.0	59.6
		Santiváñez - Vinto	RAIL	130.0	123.7
		Valle Hermoso - Santiváñez	RAIL	130.0	22.7
	Warnes - Guaracachi	RAIL	143.0	50.3	
	ENDE	Las Carreras - Tarija	RAIL	133.2	74.2
		Punutuma - Las Carreras	RAIL	133.2	181.1
		Tarija - Yaguacua	RAIL	160.0	138.0
	ISABOL	Arboleda - Urubó	ACARD	142.5	62.0
Carrasco - Arboleda		ACARD	142.5	102.0	
Santiváñez - Sucre		RAIL	142.5	246.0	
Subtotal				142.5	177.0
					1,972.0
115 kV	TDE	Arocagua - Valle Hermoso I	IBIS	74.0	5.4
		Arocagua - Valle Hermoso II	IBIS	74.0	5.4
		Bolognia - Cota Cota	IBIS	90.0	5.1
		Bolognia - Tap Bahai	IBIS	90.0	2.3
		Caranavi - Chusipipata	IBIS	32.0	63.9
		Catavi - Ocuri	IBIS	74.0	97.8
		Catavi - Sacaca	IBIS	74.0	43.4
		Cataricagua - Catavi	IBIS	74.0	33.0
		Chusipipata - Tap Chuquiaguillo	IBIS	90.0	42.1
		Corani - Arocagua	IBIS	74.0	38.1
		Corani -Santa Isabel	IBIS	74.0	6.4
		Cota Cota - Kenko	IBIS	90.0	15.7
		Pampahasi - Tap Bahai	ARVIDAL	90.0	2.2
		Pampahasi - Tap Chuquiaguillo	ARVIDAL	90.0	4.1
		Kenko - Senkata	IBIS	74.0	6.3
		Kenko - Senkata	IBIS	74.0	8.0
		Ocuri - Potosí	IBIS	74.0	84.4
		Potosí - Punutuma	IBIS	74.0	73.2
		Punutuma - Atocha	IBIS	18.0	104.4
		Sacaba - Arocagua	IBIS	74.0	14.9
		Santa Isabel - Sacaba	IBIS	74.0	31.4
		Santa Isabel - San José	IBIS	74.0	8.9
		Senkata-Mazocruz	RAIL	130.0	7.8
		Tap Coboce - Sacaca	IBIS	74.0	41.9
		Tap Coboce - Valle Hermoso	IBIS	74.0	45.5
		Valle Hermoso- Vinto	IBIS	74.0	148.0
		Vinto - Cataricagua	IBIS	74.0	43.7
	ENDE	Caranavi - Yucumo	IBIS	33.0	104.5
		Cataricagua - Lucianita	IBIS	61.8	4.9
		San Borja - San Ignacio de Moxos	IBIS	33.0	138.5
		San Ignacio de Moxos - Trinidad	IBIS	33.0	84.8
		Yucumo - San Borja	IBIS	33.0	40.4
Subtotal					1,356.2
69 kV	TDE	Aranjuez - Mariaca	PARTRIDGE	22.0	42.9
		Aranjuez - Sucre	IBIS	42.0	12.0
		Don Diego - Karachipampa	PARTRIDGE	22.0	16.0
		Don Diego - Mariaca	PARTRIDGE	22.0	31.2
		Karachipampa - Potosí	PARTRIDGE	23.0	10.0
	Subtotal				
Total					3,440.3

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2014

Tipo	Empresa	Subestación	MVA
Transformadores 230/115 kV	TDE	Mazocruz (*)	3 x 50
		Punutuma (*)	3 x 33.3
		San José (*)	3 x 25
		Valle Hermoso (*)	3 x 50
		Vinto (*)	3 x 33.3
	ENDE	Tarija (*)	3 x 25
		Yaguacua (*)	3 x 25
	ISA	Arboleda (*)	3 x 33.3
Subtotal			825.0
Transformadores 230/69 kV	TDE	Guaracachi (*)	6 x 25
	ISA	Punutuma (*)	3 x 20
		Sucre (*)	3 x 20
		Urubó (*)	3 x 50
	Subtotal		
Transformadores 115/69 kV	TDE	Atocha	25.0
		Catavi	25.0
		Potosí	50.0
		Vinto	2 x 25
	Subtotal		
Transformadores 115/10 kV	ENDE	Lucianita	2 x 25
	Subtotal		
Transformadores 115/24.9 kV	ENDE	Trinidad	25.0
	Subtotal		
Transformadores 115/34.5 kV	ENDE	San Borja	3.0
		San Ignacio de Moxos	12.5
		Yucumo	12.5
	Subtotal		
Transformadores 230/24.9 kV	ENDE	Las Carreras	12.5
	Subtotal		

(*) Unidades Monofásicas

OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2014

Tipo	Empresa	Subestación	Tensión kV	MVar
Capacitores en derivación	TDE	Aranjuez	69	7.2
		Atocha	69	7.2
		Catavi	69	7.2
		Kenko	69	12.0
		Kenko	115	12.0
		Potosí	69	1 x 7.2 + 1 x 12.0
		Vinto	69	1 x 7.2 + 1 x 6.6
		Vinto	115	2 x 12.0
Total				102.6
Capacitor serie	TDE	Vinto	230	54.9
	Total			54.9
Reactores de línea	TDE	Carrasco	230	12.0
		Carrasco	230	21.0
		Santiváñez	230	1 x 15.6 + 1 x 12
		Vinto	230	21.0
	ENDE	San Ignacio de Moxos	115	9.0
		Las Carreras	230	21.0
		Yaguacua	230	15.0
	ISA	Punutuma	230	2 x 12
		Sucre	230	2 x 12
		Urubó	230	12.0
Total				186.6

PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2014

EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Hidroeléctrica													
Zongo	98,395	93,574	89,095	84,426	61,763	48,711	46,981	44,894	63,997	88,189	71,209	95,779	887,013
Corani	98,068	90,104	98,496	90,503	83,406	84,312	87,950	77,799	67,895	70,824	35,675	38,349	923,382
Taqlesi	56,462	22,945	15,627	8,977	5,745	4,489	3,573	5,347	13,294	9,594	14,962	41,488	202,503
Migüillas	11,217	10,901	7,540	6,173	7,974	9,358	10,819	10,819	8,648	10,043	6,575	10,031	108,050
Yura	8,333	10,746	8,085	7,270	6,371	6,512	6,330	6,464	6,202	6,805	5,528	6,419	85,065
Kanata	2,629	3,732	1,686	1,556	1,334	1,242	1,285	1,263	1,230	1,283	1,273	1,293	19,805
Queñata	256	0	1,102	1,168	836	720	583	534	594	501	409	474	7,176
SubTotal	275,360	232,003	221,630	200,072	168,226	133,960	156,060	147,120	161,860	187,239	135,631	193,832	2,232,993
Éolica													
Qolpana	181	246	446	617	814	927	1,105	951	878	727	558	708	8,158
SubTotal	181	246	446	617	814	927	1,105	951	878	727	558	708	8,158
Biomasa													
Guabirá	0	0	0	0	0	74	9,799	13,729	13,091	14,292	11,958	2,751	65,694
Unagro	0	0	0	0	0	0	0	0	673	2,876	3,368	3,698	10,616
SubTotal	0	0	0	0	0	74	9,799	13,729	13,764	17,168	15,326	6,449	76,310
Termoeléctrica													
Guaracachi	120,925	102,324	124,619	169,870	171,008	159,259	129,699	164,235	158,307	164,759	153,565	145,826	1,764,394
Santa Cruz	7,214	5,999	8,485	7,611	6,402	2,774	7,366	3,047	4,859	7,187	6,335	6,723	74,003
Bulo Bulo	35,502	46,324	58,036	48,577	53,389	58,789	73,075	60,777	57,650	70,543	74,442	72,032	709,135
Carrasco	63,110	64,097	72,494	73,196	76,715	60,041	76,179	69,376	73,732	65,328	65,870	55,648	815,784
Ararijez - TG	8,666	8,813	9,712	8,553	10,709	9,342	10,090	8,361	7,499	8,679	8,351	6,653	105,428
Ararijez - MG	4,981	4,163	4,391	4,313	5,316	4,999	4,600	4,194	4,193	4,631	2,869	1,550	50,199
Karachipampa	7,894	6,983	7,542	7,486	7,783	8,408	6,154	0	0	0	1,378	7,374	61,004
Kenko	2,521	3,359	5,864	7,457	11,467	13,107	13,722	13,399	7,062	5,369	5,836	1,288	90,453
El Alto	4,644	5,886	9,478	10,647	11,383	10,915	12,671	11,777	24,825	28,994	29,414	21,983	182,616
Valle Hermoso	29,893	28,420	43,833	45,178	43,798	39,722	47,936	43,721	37,579	34,801	34,499	29,501	458,879
Ararijez - DF	352	65	421	639	526	328	1,491	2,880	2,376	3,184	123	353	12,737
Entre Rios	64,474	59,380	60,445	52,761	67,933	69,191	63,205	66,102	48,723	51,181	53,378	48,599	705,372
Del Sur	0	0	0	0	3,295	1,119	18,864	44,349	77,931	74,086	84,007	92,374	396,025
Moxos	5,459	5,450	6,248	6,234	9,203	9,924	10,205	10,416	7,601	8,131	6,792	7,296	92,959
Trinidad	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SubTotal	355,634	341,263	411,567	442,533	478,926	447,917	475,257	502,633	512,338	526,871	526,858	497,200	5,518,988
TOTAL	631,175	573,511	633,643	643,212	647,966	602,878	642,221	664,433	688,840	732,006	678,372	698,190	7,836,448
Mas: Generación San Ignacio de Moxos (Local)	-	23	2	-	16	5	3	101	-	-	151	-	300
Mas: Generación San Borja (Local)	-	75	5	-	33	12	1	1	-	-	-	-	127
Mas: Generación Yucumo (Local)	-	-	-	-	7	3	0	0	-	-	1	-	11
Mas: Generación Las Carreras (Local)	61	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	64
Menos: Generación San Ignacio de Moxos (Local)	-	(23)	(2)	-	(16)	(5)	(3)	(101)	-	-	(151)	-	(300)
Menos: Generación San Borja (Local)	-	(75)	(5)	-	(33)	(12)	(1)	(1)	-	-	-	-	(127)
Menos: Generación Yucumo (Local)	-	-	-	-	(7)	(3)	(0)	(0)	-	-	(1)	-	(11)
Menos: Generación Las Carreras (Local)	(61)	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	-	-	(64)
Total Generación Bruta	631,175	573,511	633,643	643,212	647,966	602,878	642,221	664,433	688,840	732,006	678,372	698,190	7,836,448

INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2014

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GCH	116,893	99,415	120,290	164,766	164,882	153,782	124,397	158,668	153,000	159,107	148,541	140,899	1,704,638
SANTA CRUZ	GCH	7,038	5,541	7,923	6,955	5,966	2,705	6,960	2,936	4,807	7,003	5,851	5,176	68,862
UNAGRO (6)	ARB	0	0	0	0	0	0	0	0	664	2,830	3,414	3,698	10,606
ARANJUEZ	ARJ	13,613	12,679	14,125	13,090	16,107	14,325	15,777	14,980	13,688	16,087	10,975	8,242	163,687
KARACHIPAMPA	KAR	7,917	7,123	7,470	7,414	7,707	8,341	6,122	(-15)	(-14)	(-17)	1,364	7,373	60,783
TOTAL GUARACACHI		145,461	124,757	149,807	192,225	194,662	179,153	153,256	176,568	172,144	185,010	170,144	165,388	2,008,576
ZONGO	KEN	85,584	82,025	69,038	61,446	46,410	37,545	36,800	33,092	48,164	62,740	53,030	77,425	693,299
KENKO	KEN	2,431	3,257	5,711	7,280	11,191	12,793	13,388	13,059	6,869	5,223	5,678	1,225	88,105
TAP CHUQUIGUILLO	TCH	8,104	7,134	15,154	17,935	11,860	8,432	7,601	9,070	12,187	20,072	14,112	13,339	145,000
MIGUILLAS	VIN	10,773	10,464	7,226	5,885	8,396	7,618	8,946	10,365	8,280	9,637	6,265	9,638	103,494
TOTAL COBEE		106,893	102,880	97,129	92,547	77,858	66,389	66,735	65,587	75,500	97,671	79,084	101,627	1,029,899
CORANI	COR	38,049	33,978	38,972	36,746	34,416	34,864	36,453	32,114	27,579	28,632	14,017	14,594	370,414
SANTA ISABEL	SIS	59,895	56,012	59,398	53,639	48,865	49,324	51,363	45,551	40,190	42,066	21,540	23,632	551,475
QOLLPANA (1)	ARO	53	237	434	591	806	922	1,086	948	874	724	555	706	7,936
TOTAL CORANI		97,997	90,226	98,804	90,976	84,087	85,110	88,903	78,613	68,643	71,421	36,112	38,931	929,824
CARRASCO	CAR	61,848	62,651	70,928	71,701	75,524	59,063	74,612	67,869	72,542	64,458	54,409	799,577	
VALLE HERMOSO	VHE	29,530	28,285	43,507	44,946	43,257	39,208	47,568	43,399	36,893	34,070	34,257	29,285	454,205
C. EL ALTO	KEN	4,572	5,826	9,420	10,594	11,329	10,862	12,620	11,724	24,680	29,004	29,201	21,718	181,549
TOTAL V. HERMOSO		95,951	96,762	123,855	127,240	130,110	109,133	134,800	122,992	134,115	127,045	127,916	105,413	1,435,331
BULO BULO (1)	CAR	31,251	44,759	56,334	46,630	52,022	57,305	73,027	59,502	55,466	67,847	71,913	69,747	685,803
TAQUESI	CHS	55,132	22,351	14,894	8,264	5,680	4,140	3,214	4,988	12,824	9,164	14,448	40,475	195,574
YURA	PUN	7,973	10,265	7,726	6,933	6,065	6,201	6,038	6,163	5,900	6,496	5,265	6,134	81,158
KANATA	ARO	2,567	3,634	1,639	1,509	1,295	1,212	1,254	1,235	1,201	1,254	1,243	1,262	19,306
GUABIRÁ	ARB	0	0	0	0	0	(-18)	9,606	13,490	12,867	14,046	11,747	2,678	64,417
QUEHATA (3)	VIN	247	0	1,068	1,136	816	703	568	519	572	487	396	460	6,972
ENTRE RÍOS	CAR	66,634	58,563	59,604	51,998	69,543	68,973	67,376	69,581	48,539	50,426	52,390	41,797	705,422
DEL SUR (4)	YAG	0	0	0	0	0	0	11,728	38,630	76,846	72,945	82,976	96,797	379,922
TOTAL ENDE ANDINA		66,634	58,563	59,604	51,998	69,543	68,973	79,105	108,211	125,385	123,371	135,366	138,593	1,085,344
MOXOS (2)	TRI	5,275	5,316	6,079	6,212	9,139	9,818	10,189	10,407	7,707	8,284	6,925	7,372	92,722
TRINIDAD (2)	TRI	(-1)	(-1)	(-1)	(-1)	(-1)	(-1)	0	0	0	0	0	0	(-5)
TOTAL ENDE GEN.		5,274	5,315	6,078	6,210	9,138	9,818	10,189	10,407	7,707	8,284	6,925	7,372	92,717
TOTAL INYECCIONES		615,380	559,512	616,938	625,669	631,275	588,119	626,694	648,274	672,324	712,096	660,560	678,081	7,634,921

RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2014

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GCH	170,301	151,661	168,767	194,675	190,425	169,347	161,175	178,810	193,681	211,774	188,017	190,342	2,168,976
URUBO	URU	33,232	30,898	29,790	10,950	2,454	6,793	23,402	19,967	30,800	38,285	30,643	31,774	288,989
ARBOLEDA	ARB	21,471	19,696	22,471	24,192	21,945	17,902	19,429	20,933	23,206	27,619	26,073	24,836	269,774
Total CRE		225,004	202,256	221,028	229,818	214,824	194,042	204,006	219,710	247,687	277,678	244,733	246,952	2,727,739
KENKO	KEN	106,784	99,064	106,329	104,111	111,488	107,755	114,482	113,924	107,029	109,465	102,594	104,265	1,287,290
COTA COTA	COT	8,663	8,148	8,797	8,766	9,390	9,278	9,700	9,643	9,178	9,311	8,700	9,194	108,768
BOLOGNIA	BOL	9,309	8,698	9,493	9,424	9,797	9,929	10,542	10,436	10,113	10,290	9,739	10,366	118,136
TAP BAHAI	TBA	4,763	4,630	5,012	5,025	5,601	5,314	5,217	5,524	8,872	9,211	8,509	8,836	76,515
PAMPAHASI	PAM	4,300	3,917	4,372	4,555	4,774	4,388	4,639	4,494	5,040	5,170	4,934	5,171	55,755
CHUSPIPATA	CHS	1,344	1,238	1,112	1,085	1,821	1,414	1,512	1,489	1,454	1,513	1,569	1,555	17,107
CARANAVI	CRN	2,940	2,436	2,960	2,970	3,171	3,022	3,079	3,204	3,207	3,446	3,408	3,432	37,277
Total DELAPAZ		138,103	128,132	138,075	135,936	146,042	141,101	149,171	148,715	144,894	148,406	139,451	142,820	1,700,846
AROCAGUA	ARO	64,708	60,978	68,093	67,504	69,510	66,855	68,814	68,299	67,382	72,301	69,749	69,920	814,112
VALLE HERMOSO	VHE	22,061	19,320	21,971	22,859	24,340	23,077	26,459	26,502	27,177	28,279	25,881	29,003	296,928
COBOCE	CBC	1,091	990	1,183	1,199	1,270	1,221	1,270	1,319	1,282	1,351	1,273	1,227	14,677
CHIMORÉ	CHI	4,937	4,519	5,203	5,237	5,182	5,006	5,085	5,543	5,880	6,463	5,818	5,704	64,577
Total ELFECE		92,797	85,807	96,450	96,799	100,302	96,159	101,627	101,663	101,721	108,394	102,721	105,854	1,190,294
VINTO	VIN69	27,949	25,365	26,703	27,220	27,381	27,396	28,789	28,248	27,592	29,037	26,637	27,907	330,226
CATAVI	CAT	8,398	8,350	9,197	10,168	11,525	11,060	11,925	11,205	11,342	11,004	10,884	10,710	125,766
Total ELFEO		36,347	33,715	35,900	37,388	38,906	38,456	40,715	39,452	38,934	40,404	37,522	38,616	455,992
OCURI	OCU	386	394	403	430	416	499	506	468	465	503	471	417	5,359
POTOSÍ	POT	24,201	22,879	24,824	26,077	26,455	26,686	28,771	26,554	25,994	26,736	25,186	25,782	310,143
PUNUTUMA	PUN	2,390	2,141	2,345	2,276	2,351	2,410	2,694	2,612	2,740	2,756	2,428	2,339	29,483
ATOCHA	ATO	5,928	5,622	6,066	6,089	6,358	6,396	6,149	6,401	5,953	6,338	6,124	6,139	73,564
DON DIEGO	DDI	2,616	2,438	2,471	2,706	2,790	2,943	2,949	2,686	2,721	2,819	2,650	2,686	32,475
SACACA	SAC	199	179	241	261	270	291	276	298	278	291	272	282	3,138
KARACHIPAMPA	KAR	128	239	265	108	110	598	1,477	2,750	2,570	1,201	917	616	10,979
LIPEZ	PUN	115	109	139	164	186	218	231	236	207	186	206	191	2,189
Total SEPASA		35,964	34,001	36,754	38,110	38,936	40,042	43,055	42,005	40,928	40,830	38,254	38,452	467,331
ARANJUEZ	ARJ	13,567	12,717	14,161	14,229	14,783	14,466	14,789	14,943	14,651	15,282	14,581	14,939	173,108
MARIACA	MAR	25	23	26	25	23	9	4	5	4	8	7	8	168
SUCRE	SUC	7,073	5,753	9,104	9,075	8,697	5,924	8,009	9,383	9,272	8,078	9,124	8,871	98,363
Total CESSA		20,666	18,493	23,291	23,329	23,502	20,400	22,803	24,331	23,927	23,368	23,712	23,817	271,639
YUCUMO	YUC	1,845	1,183	1,856	1,897	1,783	1,702	1,745	1,927	2,114	2,358	2,107	2,224	22,742
SAN BORJA	SBO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN IGNACIO DE MOXOS	MOX	266	159	233	246	230	227	223	164	266	718	387	860	3,977
TRINIDAD	TRI	7,741	6,782	7,868	8,370	8,002	7,249	7,252	8,306	9,560	10,661	9,280	9,315	100,386
LAS CARRERAS	LCA	0	405	608	592	611	590	598	632	692	703	694	719	6,842
TAZNA	PUN69	541	126	141	123	142	165	186	154	124	159	141	151	2,153
UYUNI	PUN230	455	669	735	742	923	1,031	1,080	997	854	802	776	847	9,911
Total ENDE		10,848	9,324	11,442	11,971	11,690	10,963	11,084	12,179	13,609	15,401	13,385	14,116	146,012
TARIJA (5)	TAJ	0	0	0	0	0	0	0	38	2,818	3,739	3,355	3,660	13,610
VILLAMONTES (5)	YAG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,545	2,543	2,819	7,906
YACUIBA (5)	YAG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,233	2,233
Total SETAR		0	0	0	0	0	0	0	38	2,818	6,284	5,898	8,711	23,749
EMVINTO	VIN69	3,130	3,376	3,554	2,644	3,680	3,509	3,503	3,474	3,515	3,680	3,337	3,568	40,970
COBOCE	CBC	6,475	7,459	7,230	6,490	7,570	7,250	5,166	7,785	8,135	6,343	6,866	8,607	85,376
EMSC	PUN	32,482	26,236	31,552	31,469	30,360	21,409	29,695	30,678	30,529	28,958	30,911	32,533	356,812
EMIRSA	VIN115	1,018	934	1,020	995	1,019	897	895	898	849	846	741	786	10,899
Total RETIROS		602,835	549,733	606,295	614,949	616,832	574,228	611,719	630,929	657,546	700,228	647,531	664,834	7,477,653

POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2014

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Guaracachi	GCH	297.1	308.4	301.6	327.3	324.3	327.5	321.6	323.4	304.5	302.7	301.0	280.9	327.5
Santa Cruz	GCH	39.4	40.6	42.5	40.3	41.0	40.9	43.8	40.3	39.6	39.3	39.5	40.8	43.8
Santa Cruz (UNAGRO) (6)	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8	5.2	6.0	5.8	6.0
Aranjuez	ARJ	30.0	28.7	28.7	28.9	29.7	30.5	29.5	29.1	29.5	29.8	26.9	27.9	30.5
Karachipampa	KAR	13.8	14.1	13.3	13.6	13.9	14.2	14.7	0.0	0.0	0.0	12.9	13.2	14.7
Sistema Zongo	KEN	140.0	152.6	152.9	135.8	134.1	123.9	134.3	127.8	122.8	131.7	134.6	140.0	152.9
Kenko	KEN	18.4	18.3	18.5	18.4	18.8	18.8	18.8	18.7	18.6	18.1	18.1	17.3	18.8
Tap Chuquiguillo	TCH	34.9	36.7	38.6	37.9	47.5	26.4	35.3	40.8	37.0	39.3	36.9	39.1	47.5
Sistema Miguillas	VIN	20.0	20.1	20.1	20.0	19.9	19.9	20.0	19.9	19.9	19.8	19.1	19.3	20.1
Corani	COR	56.3	54.8	54.5	54.6	57.4	53.7	54.1	54.7	54.2	54.2	54.8	54.5	57.4
Santa Isabel	SIS	91.1	90.8	90.9	90.9	89.2	87.5	88.5	89.6	88.2	88.5	87.6	87.1	91.1
Qollpana (1)	ARO	0.7	1.0	1.0	2.9	3.0	3.1	3.1	3.1	2.6	3.0	2.9	3.6	3.6
Carrasco	CAR	129.4	126.5	127.7	127.8	133.7	108.6	122.3	130.5	128.7	123.5	124.6	125.7	133.7
Valle Hermoso	VHE	116.5	114.5	114.1	113.4	97.2	96.8	98.8	98.2	97.4	94.3	94.4	94.0	116.5
El Alto	KEN	18.2	18.0	18.3	18.2	18.1	17.7	17.9	17.7	50.2	49.3	49.9	48.2	50.2
Bulo Bulo (1)	CAR	117.0	116.9	110.4	100.2	82.4	121.4	128.3	120.8	114.2	113.9	114.0	116.3	128.3
Sistema Taquesi	CHS	87.6	83.2	39.1	37.0	38.2	37.4	37.8	37.8	37.6	82.3	85.7	84.9	87.6
Sistema Yura	PUN	17.7	17.7	17.4	17.3	15.8	12.4	12.5	16.0	17.5	17.8	17.3	17.5	17.8
Kanata	ARO	7.1	6.9	7.0	7.0	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	6.9	6.9	7.1
Guabirá Energía	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1	20.8	20.8	20.9	20.6	20.9	19.1	20.9
Quehata (3)	VIN	1.9	0.0	1.9	1.9	2.1	2.1	2.3	2.3	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3
Entre Rios	CAR	104.5	105.2	102.9	102.7	106.7	105.8	108.1	105.8	103.3	110.0	98.8	100.7	110.0
Del Sur (4)	YAG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45.7	86.4	128.1	128.1	127.3	167.2	167.2
Moxos (2)	TRI	18.5	17.6	21.3	22.5	22.6	21.7	23.1	23.0	21.8	22.5	21.6	22.1	23.1
Trinidad (2)	TRI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE	GCH	361.7	369.9	362.5	393.5	379.8	361.9	355.7	363.4	391.3	411.8	386.2	380.1	411.8
CRE	URU	78.3	80.4	87.4	56.6	35.2	42.5	62.7	100.2	76.9	101.6	100.8	104.4	104.4
CRE	ARB	41.5	44.5	45.0	47.9	42.8	41.6	40.3	44.7	45.6	55.8	56.1	53.4	56.1
DELAPAZ	KEN	219.9	222.6	225.0	228.7	229.6	232.9	237.1	234.0	224.8	221.0	219.3	215.4	237.1
DELAPAZ	COT	18.4	18.6	18.8	18.8	19.8	19.8	21.0	19.9	19.4	19.4	18.6	21.3	21.3
DELAPAZ	BOL	21.4	20.4	20.4	20.6	21.2	21.4	23.0	22.0	22.0	21.8	21.1	23.6	23.6
DELAPAZ	TBA	9.4	9.7	9.7	10.0	11.7	10.8	11.0	13.4	19.1	18.1	17.9	18.3	19.1
DELAPAZ	PAM	10.1	10.9	11.2	11.0	11.4	10.7	11.4	10.8	12.6	12.7	11.8	13.5	13.5
DELAPAZ	CHS	3.5	3.4	3.4	2.6	3.6	3.6	3.7	3.9	3.6	3.6	3.8	3.9	3.9
DELAPAZ	CRN	6.5	6.5	6.6	7.1	7.1	7.2	7.1	7.1	7.4	7.6	7.7	7.4	7.7
ELFEC	ARO	128.6	134.5	133.8	137.1	134.9	136.4	133.9	134.3	137.9	142.7	142.2	142.4	142.7
ELFEC	VHE	47.4	46.4	49.4	59.2	55.7	51.5	56.8	56.3	62.0	62.4	59.5	68.3	68.3
ELFEC	CBC	2.6	3.5	3.1	3.2	3.2	3.2	4.0	6.1	3.4	3.4	5.8	3.0	6.1
ELFEC	CHI	10.5	11.4	11.1	11.7	11.2	11.6	11.7	12.1	13.2	13.6	13.5	12.8	13.6
ELFEO	VIN69	52.6	53.9	55.2	55.4	56.8	57.7	59.6	57.7	56.6	61.3	57.4	54.4	61.3
ELFEO	CAT	22.2	19.7	20.2	20.2	22.9	21.7	22.4	21.7	22.3	22.3	22.1	21.4	22.9
CESSA	ARJ	30.0	31.1	30.9	32.2	32.5	32.8	32.6	32.5	32.7	33.1	33.1	34.4	34.4
CESSA	MAR	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
CESSA	SUC	15.9	17.0	15.9	15.8	15.6	15.4	15.3	15.3	15.2	15.3	15.7	15.6	17.0
SEPSA	POT	44.3	44.5	45.5	47.9	48.0	49.3	49.6	47.4	45.7	47.2	46.0	45.7	49.6
SEPSA	PUN	4.8	5.0	5.2	5.1	5.1	5.3	5.5	5.5	5.3	5.3	5.4	4.9	5.5
SEPSA	ATO	11.1	11.4	11.8	12.0	12.5	12.7	12.4	12.3	12.0	11.7	11.7	11.0	12.7
SEPSA	DDI	6.1	6.4	6.5	6.3	6.9	7.0	6.6	6.3	6.4	6.4	6.1	6.1	7.0
SEPSA	OCU	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.6	1.5	1.5	1.5	1.4	1.6
SEPSA	SAC	0.7	0.7	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	1.0
SEPSA	KAR	1.1	1.9	1.4	0.3	0.3	1.4	5.1	5.8	5.1	4.7	1.5	1.3	5.8
SEPSA	PUN	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6
ENDE	YUC	4.1	3.9	4.1	4.4	4.2	4.1	4.1	4.5	4.7	5.1	4.9	4.8	5.1
ENDE	SBO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDE	MOX	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	1.7	1.8	1.9	1.9
ENDE	TRI	15.5	16.6	16.0	17.6	16.7	16.6	17.0	17.5	19.2	21.0	19.9	18.6	21.0
ENDE	LCA	0.0	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	1.9	1.8	1.8	1.9	1.9
ENDE	PUN69	2.4	0.8	0.9	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	0.8	0.9	0.7	0.8	2.4
ENDE	PUN230	2.3	1.8	1.8	2.0	2.6	2.8	2.8	2.6	2.3	2.0	2.0	2.2	2.8
SETAR (5)	TAJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.4	7.3	8.6	7.7	8.0	8.6
SETAR VILLAMONTES (5)	YAG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.1	6.0	5.8	6.1
SETAR YACUIBA (5)	YAG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.0	14.0
EMIRSA	VIN115	1.7	1.7	1.6	1.7	1.7	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4	1.6	1.7
EMVINTO	VIN69	5.6	6.2	5.9	5.6	5.8	6.2	5.8	6.2	6.0	6.1	5.9	5.6	6.2
COBOCE	CBC	14.2	14.0	13.1	13.4	14.3	14.4	13.3	14.3	14.6	12.4	15.3	15.1	15.3
EMSC	PUN	48.2	49.1	48.1	49.9	49.2	44.4	45.4	47.7	47.7	48.1	47.9	48.3	49.9

(1) Ingreso en operación comercial del Parque Eólico Qollpana y la unidad BULO3 en Central Bulo Bulo (enero de 2014).

(2) Retiro de las unidades MOA10, MOA11, MOA14, MOA15, MOA16, MOA17, TRD02, TRD05, TRD07, TRD10, TRD11, TRD19 y TRD20 en aplicación al AUTO N° 0081/2014 y la Resolución AE N° 143/2014 emitidas por la AE (abril de 2014).

(3) Ingreso en operación comercial de la unidad QUE03 (mayo de 2014), incremento en la capacidad efectiva en Central Quehata (julio de 2014) y retiro de la unidad QUE03 (diciembre de 2014).

(4) Ingreso en operación comercial de las unidades SUR01 (julio de 2014), SUR02 (agosto de 2014), SUR03 (septiembre de 2014) y SUR04 (octubre de 2014) en Central Termoeléctrica Del Sur.

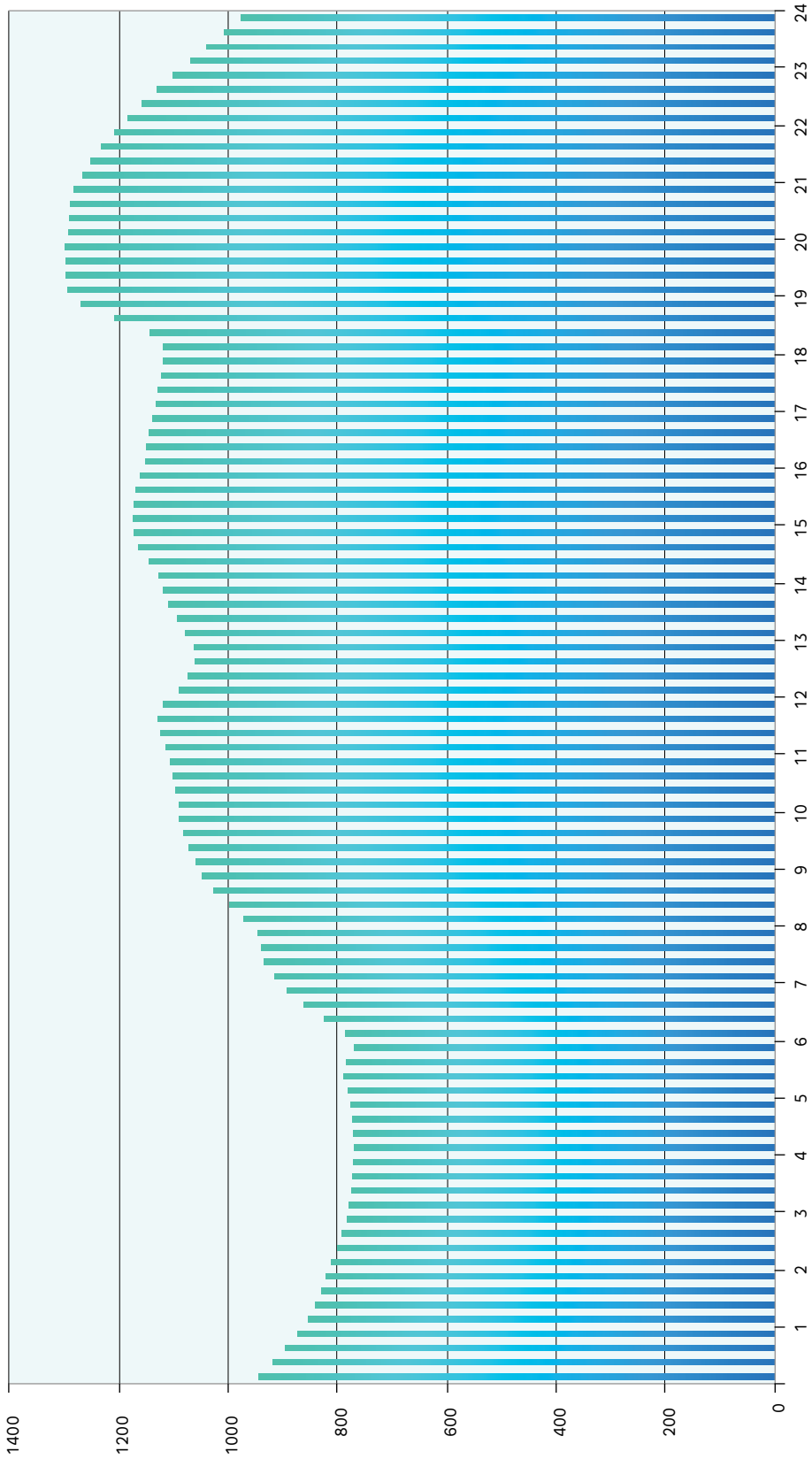
(5) Incorporación de las demandas de Tanja (agosto de 2014), Villamontes (septiembre 2014) y Yacuba (diciembre de 2014) al SIN.

(6) Incorporación de los excedentes de UNAGRO al SIN como potencia asegurada (septiembre de 2014).

POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2014

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Guaracachi	GCH	219.1	286.6	301.0	319.8	321.2	303.8	318.8	299.9	238.8	287.5	285.6	272.6
Santa Cruz	GCH	37.4	37.7	38.3	39.2	40.4	39.1	37.0	36.6	35.4	34.5	36.2	18.3
Santa Cruz (UNAGRO)	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	5.4	2.0
Aranjuez	ARJ	28.4	27.1	21.8	25.4	27.7	29.6	26.7	27.9	26.8	28.6	19.9	11.3
Karachiapampa	KAR	13.7	13.7	13.7	13.2	12.8	13.1	13.1	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	12.3
Sistema Zongo	KEN	127.5	137.0	127.8	133.0	126.0	117.5	111.4	99.7	119.4	119.8	116.4	131.1
Kenko	KEN	17.9	17.5	18.7	18.1	18.0	18.0	18.2	18.4	17.1	18.0	16.9	18.5
Tap Chuquiquillo	TCH	8.4	11.2	26.9	27.8	23.8	20.7	19.9	13.9	30.8	29.0	10.8	18.6
Sistema Miguillas	VIN	19.1	18.9	19.9	19.8	19.8	19.9	19.0	19.0	18.8	18.9	19.0	18.4
Corani	COR	54.4	54.1	52.9	54.0	54.0	53.6	53.0	53.2	55.1	55.2	55.8	53.1
Santa Isabel	SIS	88.3	90.2	87.1	73.7	86.9	86.8	85.4	83.9	87.0	86.8	86.9	86.7
Qollpana	ARO	0.0	0.2	0.0	1.0	1.0	1.5	3.1	2.7	2.0	2.4	0.1	0.3
Carasco	CAR	122.8	118.1	119.7	123.2	126.4	101.8	98.9	120.6	115.4	116.1	115.2	114.0
Valle Hermoso	VHE	109.9	108.4	109.1	110.9	84.3	95.7	90.0	94.9	53.5	93.8	62.6	54.4
El Alto	KEN	17.6	18.0	16.3	17.5	17.5	18.0	(0.2)	17.1	17.1	46.4	48.0	28.8
Bulo Bulo	CAR	72.8	101.0	98.7	80.1	76.5	118.5	78.4	119.4	112.5	74.1	106.6	112.5
Sistema Jaquesi	CHS	83.3	37.1	35.6	36.0	36.7	36.2	30.4	36.2	36.4	35.4	81.0	81.9
Sistema Mira	PUN	13.3	17.0	16.4	17.0	12.2	12.4	12.0	9.0	16.9	14.7	10.6	16.9
Kanata	ARO	6.7	6.7	6.7	6.9	7.0	7.0	6.8	6.9	6.5	6.7	6.8	6.8
Guabirá Energía	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.2)	20.4	20.6	19.9	20.3	19.8	5.3
Ojibata	VIN	(0.0)	0.0	1.9	0.3	2.0	2.1	2.2	2.1	2.1	2.1	2.2	2.1
Entre Rios	CAR	100.7	91.0	94.3	74.3	99.8	100.9	96.7	94.0	91.5	93.4	91.0	96.6
Del Sur	YAG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.6	41.2	113.2	111.5	113.6	110.3
Trinidad	TRI	16.4	17.4	10.2	20.9	21.6	20.7	20.0	18.4	13.4	20.6	13.1	12.9
Trinidad	TRI	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL INYECCIONES		1,157.7	1,208.6	1,200.7	1,211.0	1,217.8	1,198.9	1,205.0	1,235.7	1,281.1	1,319.1	1,298.2	1,265.5
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CRE	GCH	325.5	369.7	362.2	388.7	370.7	355.5	352.5	360.8	368.1	394.1	367.7	365.6
CRE	URU	49.6	48.3	48.3	47.3	46.9	44.4	44.4	44.4	44.4	44.4	44.4	44.4
DELAPAZ	ARB	41.4	44.4	44.4	47.8	47.8	44.4	44.4	44.4	44.4	44.4	44.4	44.4
DELAPAZ	KEN	212.5	220.8	225.0	210.4	227.3	228.2	235.2	231.3	215.1	215.3	219.3	205.8
DELAPAZ	COT	17.1	18.1	18.2	17.7	18.4	19.2	19.7	19.7	18.2	18.0	18.6	17.9
DELAPAZ	BOL	18.6	19.7	19.8	19.2	19.7	20.8	20.8	20.8	20.1	20.3	20.7	20.5
DELAPAZ	TBA	9.2	9.5	9.5	9.5	10.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
DELAPAZ	PAM	9.2	8.9	8.9	9.2	9.3	9.1	9.1	9.2	10.2	10.2	10.2	9.6
DELAPAZ	CHS	3.1	3.2	3.2	2.2	2.2	3.5	3.4	3.5	3.4	3.6	3.5	3.5
DELAPAZ	CRN	6.1	5.7	6.2	6.6	6.6	6.6	6.6	6.9	7.2	7.4	7.5	7.1
ELFE0	VIN69	51.7	51.9	53.8	54.8	54.2	55.3	55.7	56.4	55.8	57.4	56.3	53.1
ELFE0	CAT	15.7	17.0	19.5	18.3	19.5	18.5	18.0	20.0	20.2	20.6	19.2	19.1
ELFE0	ARO	124.0	135.2	130.9	142.2	135.5	135.1	132.6	128.4	132.2	134.4	135.3	137.3
ELFE0	VHE	46.4	44.3	48.6	47.8	50.2	50.5	55.7	54.4	60.5	61.2	59.5	51.2
ELFE0	CBC	2.4	2.7	2.8	2.7	2.7	3.0	2.8	3.1	2.7	3.2	3.3	2.6
ELFE0	CHI	10.2	11.1	11.1	11.5	10.8	11.6	11.7	11.7	13.1	13.5	13.4	12.3
CESSA	ARJ	29.3	29.7	30.1	31.2	31.6	32.3	31.9	31.9	32.0	33.0	32.0	30.9
CESSA	MAR	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CESSA	SUC	9.7	13.1	15.3	15.2	15.0	13.1	10.1	14.6	14.5	14.7	13.7	13.7
SEPSA	POT	42.9	43.2	44.3	45.2	47.9	47.8	48.4	44.7	42.2	45.5	44.2	42.4
SEPSA	PUN	4.6	3.7	4.9	4.8	4.0	4.8	5.0	4.0	4.9	5.0	4.7	4.6
SEPSA	ATO	10.1	11.0	11.4	11.4	12.4	12.0	11.5	12.1	11.6	11.1	11.2	10.7
SEPSA	DDI	6.0	5.9	6.4	3.3	6.2	6.6	6.6	6.1	6.0	6.2	5.9	5.4
SEPSA	OCU	1.1	1.2	1.2	1.0	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.1
SEPSA	SAC	0.6	0.6	0.8	0.8	0.6	0.6	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	0.8
SEPSA	KAR	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	1.3	4.2	4.1	4.0	1.5	1.2	1.2
SEPSA	PUN	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	0.4
ENDE	YUC	4.0	3.8	4.0	4.3	4.0	3.9	4.1	4.2	4.5	5.1	4.7	4.7
ENDE	ENB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDE	MOX	0.6	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5	0.7	0.0	0.5	1.6	0.0	1.9
ENDE	TRI	15.4	15.1	15.0	17.5	16.7	16.5	15.6	16.7	19.2	19.7	19.4	17.9
ENDE	LCA	0.0	1.4	1.5	1.6	1.6	1.5	1.6	1.6	1.8	1.8	1.8	1.6
ENDE	PUN69	2.1	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.3	0.4	0.2
ENDE	PUN230	0.0	1.7	1.7	1.7	2.4	2.6	2.5	2.3	2.0	1.9	1.9	1.9
SETAR	TAJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.1	6.8	5.7
SETAR VILLAMONTES	YAG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.1	5.7	5.3
SETAR YACUIBA	YAG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EMISA	VIN115	1.5	1.4	1.4	1.1	1.4	1.3	1.2	1.3	1.2	1.3	0.9	0.9
EMVINTO	VIN69	3.9	5.3	4.9	3.2	5.2	5.2	5.2	5.0	5.5	5.4	5.4	4.2
COBOCE	CBC	12.5	11.6	10.3	8.5	11.8	11.7	12.7	6.5	4.7	3.5	9.9	11.9
EMSA	PUN	46.9	47.2	41.4	43.9	40.1	39.7	41.4	42.4	44.7	43.9	41.7	43.3
MÁXIMA		1,134.3	1,185.5	1,176.2	1,193.6	1,191.5	1,170.8	1,177.5	1,200.9	1,258.7	1,298.2	1,271.9	1,242.5
Lunes 20		Martes 18	Martes 25	Martes 08	Miércoles 21	Miércoles 25	Jueves 31	Miércoles 20	Martes 30	Jueves 16	Miércoles 19	Viernes 05	
hora		20:00	20:00	20:00	19:45	19:00	19:30	19:30	19:30	20:00	20:00	20:00	20:00

CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW)
JUEVES 16 DE OCTUBRE DE 2014



POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2014

Componente	Capacidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MÁXIMA
Líneas de Transmisión														
Santivañez-Sucre	142.5	87.0	93.9	92.5	98.9	95.3	87.0	105.6	96.0	84.7	51.7	93.6	35.7	105.6
Sucre-Puntutuma	142.5	56.5	59.3	56.6	63.7	63.7	60.2	67.8	62.0	60.5	22.8	66.7	60.5	67.8
Puntutuma-San Cristóbal	140	50.0	51.7	50.1	52.7	51.7	46.8	49.5	50.3	50.7	50.2	50.3	50.9	52.7
Vinto-Mazocruz	130	107.1	102.0	128.4(a)	132.3	130.7	144.1	148.5	145.8	143.6	131.3	126.0	92.1	148.5
Santivañez-Vinto	130	123.8	117.6	133.5(a)	139.7	142.0	154.6	158.6	151.2	150.9	140.2	142.5	106.7	158.6
Carrasco-Santivañez	130	101.4	113.8	119.9	128.7	138.4	139.8	140.8	133.2	126.8	104.5	117.6	107.8	140.8
San José-Valle Hermoso	130	110.9	118.2	119.6	130.3	136.3	138.9	141.1	134.7	127.5	103.0	122.7	94.2	141.1
Kenko-Mazocruz	130	96.8	82.5	49.2	33.1	-	4.4	3.3	-	-	-	48.9	123.7	123.7
Valle Hermoso-Santivañez	130	101.8	96.8	113.4	111.1	135.7	107.5	141.1	117.9	94.5	81.1	96.8	39.8	141.1
Carrasco-Chimoré	130	100.2	114.2	126.8	135.7	141.6	148.5	147.2	140.0	130.6	120.4	142.6	135.7	148.5
Carrasco-Guaracachi	130	111.4	132.1	112.2	96.9	104.9	101.7	121.7	78.2	99.8	117.2	-	-	132.1
Carrasco-Aboleda	142.5	116.8	115.7	124.1	99.2	67.8	75.7	77.2	133.2	99.1	114.6	124.3	139.5(c)	139.5
Vinto-Santivañez	130	50.6	44.1	10.8	-	-	-	-	-	-	-	-	65.7	65.7
San José-Chimoré	130	32.1	42.3	14.5	10.7	-	6.3	-	-	-	-	-	14.6	42.3
Santa Isabel-Sacaba	74	56.1	58.9	59.3	65.6	62.0	68.8	62.7	61.6	61.5	61.4	62.3	60.0	68.8
Corani-Arocagua	74	65.8	75.6	69.3	75.0	72.9	72.6	73.1	71.7	71.7	71.4	72.8	69.7	75.6
Valle Hermoso-Arocagua I	74	18.9	6.3	15.3	15.2	13.6	16.7	11.4	15.9	25.5	23.4	40.4	35.2	40.4
Valle Hermoso-Arocagua II	74	20.0	6.5	16.1	15.9	14.4	18.0	11.8	16.8	22.0	24.8	42.7	37.6	42.7
Arocagua-Valle Hermoso I	74	19.3	33.7	19.3	20.9	19.9	24.4	26.4	22.3	17.4	14.5	12.2	6.6	33.7
Arocagua-Valle Hermoso II	74	19.9	53.2	28.6	22.1	53.2	25.2	27.4	23.5	17.6	14.6	13.0	7.1	53.2
Santa Isabel-San José	74	51.7	61.8	49.8	42.9	43.0	47.2	44.9	38.7	44.9	47.9	37.8	38.7	61.8
Puntutuma-Sucre	142.5	-	-	-	-	-	-	29.9	40.3	43.4	58.8	63.2	65.8	65.8
Las Carreras-Puntutuma	150	-	-	-	-	-	-	86.9	122.9	125.4	115.3	115.4	150.0	150.0
Tania-Las Carreras	150	-	-	-	-	-	-	88.1	125.0	128.1	117.5	117.4	153.2	153.2
Sucre-Santivañez	142.5	-	-	-	-	-	-	7.8	16.0	22.7	35.5	31.0	38.9	38.9
Puntutuma-Potosí	74	-	-	-	-	-	-	26.2	27.3	30.5	34.7	28.3	35.3	35.3
Yaguacua-Tania	160	-	-	-	-	-	-	89.3	127.6	135.6	124.2	122.8	161.1	161.1
Carrasco-Warner	130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	123.4	128.7	128.7
Santivañez-Carrasco	130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.0	13.0
Potosí-Puntutuma	74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.7	7.7
Transformadores														
Mazocruz 230	142.5	105.1	99.9	124.7	127.5	127.0	139.3	143.3	141.6	138.9	128.2	122.3	89.9	143.3
Urubó 230	142.5	80.3	80.9	88.2	58.4	36.4	44.6	63.6	100.4	77.5	100.8	102.8	100.6	102.8
Valle Hermoso 230	142.5	41.6	45.9	40.5	53.2	72.7	61.6	77.4	58.9	71.7	95.9	97.6	93.8	97.6
Guaracachi 230-I	71	53.5	62.2	53.5	46.7	50.1	49.0	58.1	37.7	47.9	56.2	58.7	72.7(d)	72.7
Guaracachi 230-II	71	53.2	62.0	53.3	46.1	49.7	47.8	58.0	37.4	47.5	56.0	58.5	73.3(e)	73.3
Vinto 115-I	24	20.1	21.4	22.0	25.2	23.0	26.8	27.4(b)	20.7	23.5	23.1	25.6	20.5	27.4
Vinto 115-II	24	20.8	22.1	22.6	25.9	23.6	27.5	28.2(b)	21.2	24.0	23.8	26.3	24.1	28.2
Puntutuma 115	47.5	-	-	-	-	-	-	47.3	47.4	50.9	55.7	48.1	-	55.7
Puntutuma 23001	57	-	-	-	-	-	-	40.5	41.7	42.2	49.3	41.5	34.8	49.3
Puntutuma 23002	95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.4	46.4

a) Siniestro en las unidades del Valle de Zongo.

b) Indisponibilidad HUY-MIG069 y Sistema Migullas.

c) Indisponibilidad unidades GCH10, GCH11 y GCH12.

d) Indisponibilidad ATGCH2002.

e) Indisponibilidad ATGCH23001.

INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2014

Unidad	Programada	No programada	Total	Unidad	Programada	No programada	Total	Unidad	Programada	No programada	Total
ALT01	627.79	710.94	1,338.73	ERI03	616.02	125.49	741.51	MOS09	160.00	178.30	338.30
ALT02	103.75	6,163.16	6,266.91	ERI04	105.41	70.50	175.91	MOS10	150.92	60.71	211.63
ANG01	5.30	82.54	87.84	GBE01	4,710.60	222.26	4,932.86	MOS11	491.68	80.44	572.12
ANG02	2.90	97.20	100.10	GCH01	1,117.83	103.47	1,221.30	MOS12	91.85	2,110.11	2,201.96
ANG03	2.90	98.34	101.24	GCH02		16.00	16.00	MOS13	143.37	86.70	230.07
ARJ01	59.95	398.29	458.24	GCH04	2,392.00	0.75	2,392.75	MOS14	97.45	55.08	152.53
ARJ02	57.13	6,356.65	6,413.78	GCH06		43.31	43.31	PUH	382.80	142.23	525.03
ARJ03	59.97	519.85	579.82	GCH09	660.50	160.02	820.52	QOL01	7.30	365.32	372.62
ARJ08	174.29	3.30	177.59	GCH10	561.20	280.49	841.69	QOL02	7.30	211.97	219.27
ARJ09	652.52	269.57	922.09	GCH11	59.56	460.19	519.75	QUE01	1,150.93	629.71	1,780.64
ARJ10	287.83	7,019.88	7,307.71	GCH12	877.22	94.82	972.04	QUE02	1,146.61	414.51	1,561.12
ARJ11	4,474.68	233.17	4,707.85	HAR01	263.23	148.64	411.87	QUE03	94.93	312.00	406.93
ARJ12	375.09	1,572.82	1,947.91	HAR02	262.80	78.86	341.66	SAI	90.03	7,192.90	7,282.93
ARJ13	91.42	5,094.98	5,186.40	HUA01	322.87	26.79	349.66	SCZ01	175.93	10.97	186.90
ARJ14	178.71	3,185.38	3,364.09	HUA02	278.33	67.71	346.04	SCZ02		74.88	74.88
ARJ15	649.04	473.52	1,122.56	KAN	10.69	28.38	39.07	SIS01	157.55	14.24	171.79
BOT01	281.26	8.39	289.65	KAR	165.60	3,065.69	3,231.29	SIS02	77.40	4.87	82.27
BOT02	267.50	27.12	294.62	KEN01	180.04	823.43	1,003.47	SIS03	46.83	12.36	59.19
BOT03	267.53	16.55	284.08	KEN02	185.85	44.28	230.13	SIS04	56.35	0.53	56.88
BUL01	175.62	212.78	388.40	KIL01	109.90	167.01	276.91	SIS05	112.61	12.57	125.18
BUL02	34.46	2,595.40	2,629.86	KIL02	236.73	164.60	401.33	SR001	102.34	111.33	213.67
BUL03	237.35	434.67	672.02	KIL03	302.36	2,779.91	3,082.27	SR002	35.70	74.29	109.99
CAH01	191.71	4.30	196.01	LAN01	332.26	52.79	385.05	SUR01	33.90	1,923.88	1,957.78
CAH02	175.70	531.70	707.40	LAN02	324.26	4,150.35	4,474.61	SUR02	20.52	92.57	113.09
CAR01	395.64	13.33	408.97	LAN03	263.46	32.40	295.86	SUR03	3.02	57.73	60.75
CAR02	330.51	72.35	402.86	MIG01	61.93	6.95	68.88	SUR04	63.88	2.02	65.90
CAR03	175.38	1,399.96	1,575.34	MIG02	64.65	89.04	153.69	TIQ	96.86	21.81	118.67
CHJ	121.08	93.10	214.18	MOA02	63.74	102.93	166.67	TRD02		2,544.00	2,544.00
CH001	82.80	19.92	102.72	MOA05	103.33	2,172.87	2,276.20	TRD05		2,544.00	2,544.00
CH002	65.01	82.76	147.77	MOA06	70.12	103.55	173.67	TRD07		2,544.00	2,544.00
CH003	75.53	83.91	159.44	MOA07	117.56	272.35	389.91	TRD10		2,544.00	2,544.00
CHU01	287.03	64.68	351.71	MOA08	71.99	79.42	151.41	TRD11		2,544.00	2,544.00
CHU02	282.43	151.65	434.08	MOA10		2,520.00	2,520.00	TRD12		2,544.00	2,544.00
CLJ01	46.47	37.12	83.59	MOA11		2,520.00	2,520.00	TRD19		2,544.00	2,544.00
CLJ02	66.19	2,772.73	2,838.92	MOA12	56.95	2,673.57	2,730.52	TRD20		2,544.00	2,544.00
COR01	121.57	0.32	121.89	MOA14		2,520.00	2,520.00	UNA01	18.75	130.31	149.06
COR02	93.46	24.29	117.75	MOA15		2,520.00	2,520.00	VHE01	164.77	60.00	224.77
COR03	46.52	4.73	51.25	MOA16		2,520.00	2,520.00	VHE02	274.98	67.72	342.70
COR04	34.72	5.25	39.97	MOA17		2,520.00	2,520.00	VHE03	9.95	6,162.21	6,172.16
CRB	88.13	141.83	229.96	MOS01	111.41	3,387.08	3,498.49	VHE04	574.35	40.66	615.01
CUT01		1,706.62	1,706.62	MOS02	147.05	92.93	239.98	VHE05	335.35	63.45	398.80
CUT02		1,707.83	1,707.83	MOS03	106.85	551.74	658.59	VHE06	380.6	105.8	486.35
CUT03		1,707.37	1,707.37	MOS04	97.48	946.01	1,043.49	VHE07	334.1	51.1	385.23
CUT04		2,063.57	2,063.57	MOS05	570.39	62.57	632.96	VHE08	355.04	59.39	414.43
CUT05	2.38	1,373.64	1,376.02	MOS06	83.19	1,268.31	1,351.50	YAN	9.88	6,591.10	6,600.98
ERI01	126.31	50.99	177.30	MOS07	127.26	95.74	223.00	ZON	113.31	0.30	113.61
ERI02	133.50	21.77	155.27	MOS08	18.72	5,704.63	5,723.35				

INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2014

UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total
ARB-URU230	48.64	1,054.86	1,103.50	CBC-SAC115	0.32	0.22	0.54	DDI-MAR069	0.00	3.22	3.22
ARI-MAR069	0.00	3.22	3.22	CBC-VHE115	33.02	0.47	33.49	KAR-POT069	0.00	0.00	0.00
ARI-SUC069	0.00	0.00	0.00	CHI-SJO230	6.15	1.28	7.43	KEN-SEN11501	12.93	1.90	14.83
ARO-VHE11501	8.27	1.37	9.64	CHI-PIC115	41.74	19.27	61.01	KEN-SEN11502	12.93	1.90	14.83
ARO-VHE11502	2.50	0.00	2.50	CHL-TUP069	11.93	0.60	12.53	LCA-TAJ230	113.88	5.72	119.60
ATA1011501	11.92	0.27	12.19	CHS-PIC115	18.47	3.11	21.58	MAZ-VIC230	12.93	1.97	14.90
ATCAT115	7.70	0.00	7.70	CHS-TCH115	9.72	7.46	17.18	MOX-TRI115	191.59	235.39	426.98
ATGCH23001	142.79	5.12	147.91	COR-ARO11501	4.47		4.47	OCU-POT115	5.88	0.00	5.88
ATGCH23002	142.74	2.85	145.59	COR-SJS115	9.26		9.26	PAM-TBA115	0.00	0.33	0.33
ATMAZ230	12.93	1.97	14.90	COT-KEN115	25.36	1.54	26.90	PAM-TCH115	2.00	1.12	3.12
ATO-TEL069	11.93	0.42	12.35	CPAR069	18.99	3.66	22.65	POR-CHL069	11.93	0.60	12.53
ATPOT11501	0.00	1.15	1.15	CPATO06901	11.92	0.22	12.14	POT-PUN115	47.67	0.71	48.38
ATPUN11501	38.36	1.66	40.02	CPCAT069	17.61	1.72	19.33	PUN-ATO115	11.92	0.27	12.19
ATPUN23001	13.09	0.45	13.54	CPKEN069	35.85	4.96	40.81	PUN-LCA230	30.16	1.10	31.26
ATSJO230	8.33		8.33	CPKEN115	12.55		12.55	PUN-SCR230	7.60	2.64	10.24
ATSUC230	22.12	1.53	23.65	CPOT06901	12.30	27.91	40.21	SAB-ARO11501	15.03	1.76	16.79
ATTAJ23001	119.90	7.66	127.56	CPOT06902	9.93	2.95	12.88	SAN-SUC230	45.39	2.39	47.78
ATURU230	45.36	6.78	52.14	CPTRI02401	198.00	209.63	407.63	SAN-VIN230	16.05	2.20	18.25
ATUYU23001	7.62	3.86	11.48	CPTRI02402	198.00	209.63	407.63	SBO-MOX115	103.02	136.79	239.81
ATVHE230	5.87		5.87	CPTRI02403	198.00	209.61	407.61	SEN-MAZ115	12.93	2.13	15.06
ATVIN11501	0.00	1.30	1.30	CPVIN06901	21.80	3.87	25.67	SIS-SAB11501	8.93	0.30	9.23
ATVIN11502	0.00	0.07	0.07	CPVIN06902	18.62	0.66	19.28	SIS-SJO115	8.33		8.33
ATVIN230	9.82	0.99	10.81	CPVIN11501	10.65	30.54	41.19	SIO-VHE230	2.68	0.03	2.71
ATVAG23001	15.98	5.75	21.73	CPVIN11502	21.17	0.28	21.45	SUC-PUN230	41.24	3.12	44.36
CAR-ARB230		0.00	0.00	CRN-CHS115	9.85	11.24	21.09	TAJ-YAG23001	2.60	0.90	3.50
CAR-CHI230	10.88		10.88	CRN-GUNT115	9.98	13.36	23.34	TUP-VIL069	11.93	0.60	12.53
CAR-GCH230	142.87	1.15	144.02	CRN-YUC115	67.17	192.21	259.38	VHE-SAN230	6.45	0.05	6.50
CAR-SAN230	84.58	22.22	106.80	CSVIN-VIC230	28.82	3.00	31.82	VHE-VIN115	13.01	0.00	13.01
CAR-WAR230	0.00	0.22	0.22	CTA-CAT115	0.00	0.02	0.02	VIN-CTA115		0.00	0.00
CAT-OCU115	5.88	0.03	5.91	CTA-LUC115	9.08	0.00	9.08	WAR-GCH230		1.20	1.20
CAT-SAC115	0.32	0.23	0.55	DDI-KAR069	0.00	3.22	3.22	YUC-SBO115	102.90	164.16	267.06

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2014

POTENCIA DE PUNTA			POTENCIA FIRME														POTENCIA DE PUNTA		
CONSUMIDOR	NODO	PERIODO	PERIODO														NODO	PERIODO	TOTAL
			Del 01/07/14 al 31/10/14 (1)	Del 01/11/14 al 31/12/14 (2)	Del 01/01/14 al 10/01/14	Del 11/01/14 al 24/01/14	Del 25/01/14 al 26/01/14	Del 27/01/14 al 02/02/14	Del 03/02/14 al 20/02/14	Del 21/02/14 al 22/02/14	Del 23/02/14 al 23/02/14	Del 24/02/14 al 07/03/14	Del 08/03/14 al 27/03/14	Del 28/03/14 al 04/04/14	Del 05/04/14 al 14/04/14	Del 15/04/14 al 16/04/14			
CBE	GCH	394.1	367.7		144.3	144.3	144.3	144.3	131.4	135.6	135.6	135.6	130.4	130.5	130.5	130.5			
CBE	URU	57.1	58.4		21.6	21.6	21.6	21.7	34.9	34.9	34.9	34.9	34.1	34.0	34.0	34.0			
CBE	ARB	48.7	48.3		147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0			
DELARAZ	KEN	215.3	218.3		86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8			
DELARAZ	COT	18.0	18.6		20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3			
DELARAZ	BOL	20.3	20.7		17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9			
DELARAZ	TBA	17.2	17.0		7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1			
DELARAZ	PAM	10.2	10.2		1.9	1.9	1.9	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	1.9	1.9	1.9			
DELARAZ	CHS	3.6	3.8																
DELARAZ	CRN	7.4	7.5																
ELPEC	ARO	57.4	56.3		276.8	276.8	276.8	276.8	277.1	277.1	277.1	277.1	277.1	277.1	277.1	277.1			
ELPEC	VHE	20.6	19.2		34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9			
ELPEC	CBC	134.4	135.3		73.3	73.3	73.3	73.3	103.4	103.4	103.4	103.4	103.4	103.4	103.4	103.4			
ELPEC	CHI	61.2	59.5		111.3	111.3	111.3	111.3	111.4	111.4	111.4	111.4	111.4	111.4	111.4	111.4			
ELPEC	VIN99	3.2	3.3		26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2			
ELPEO	CAT	13.5	13.4		11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9			
CESSA	ARJ	33.0	32.0		16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0			
CESSA	MAR	0.0	0.0		14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9			
CESSA	SUC	14.7	13.7		97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0			
SEPSA	POT	45.5	44.2		89.3	89.3	89.3	89.3	89.3	89.3	89.3	89.3	89.3	89.3	89.3	89.3			
SEPSA	PUN	5.0	4.7		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
SEPSA	ATO	11.1	11.2		19.8	21.1	21.1	21.1	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	21.8			
SEPSA	DDI	6.2	5.9																
SEPSA	OCU	1.4	1.4																
SEPSA	SAC	1.0	1.0																
SEPSA	KAR	1.5	1.2																
SEPSA	PUN	0.4	0.5																
ENDE	YUC	5.1	4.7		1.218.4	1.217.8	1.217.8	1.217.8	1.199.7	1.206.3	1.206.3	1.208.2	1.200.0	1.200.9	1.210.1	1.210.0			
ENDE	SBO	0.0	0.0																
ENDE	MOX	1.6	0.0																
ENDE	TRI	19.7	19.4																
ENDE	LCA	1.8	1.8																
ENDE	PUN99	0.3	0.4																
ENDE	PUN230	1.9	1.9																
SETAR	TAJ	6.8	5.7																
SETAR VIL	VAG	6.1	5.7																
SETAR YAC	VAG	0.0	0.0																
EMISA	VIN115	1.3	0.9																
EWINTO	VIN69	4.4	5.4																
COBOCE	CBC	3.5	9.9																
EWSC	PUN	43.9	41.7																
TOTAL			1,296.2	1,271.9															

(3) Se considera como potencia asegurada a partir de noviembre 2014.

(4) La Potencia Firme a partir del 01/11/2014 es estimada y considera la Potencia Firme prevista para el año 2015.

(1) Jueves 16 de octubre a horas 20:00
(2) Miércoles 19 de noviembre a horas 20:00

(Continúa) POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2014

GENERADOR	NODO	POTENCIA FIRME																							
		PERIODO																							
		Del 17/04/2014 al 19/04/2014	Del 20/04/2014 al 30/04/2014	Del 01/05/2014 al 07/05/2014	Del 08/05/2014 al 08/05/2014	Del 09/05/2014 al 15/05/2014	Del 16/05/2014 al 21/05/2014	Del 22/06/2014 al 29/06/2014	Del 30/06/2014 al 05/07/2014	Del 06/07/2014 al 17/07/2014	Del 18/07/2014 al 21/07/2014	Del 22/07/2014 al 30/07/2014	Del 31/07/2014 al 05/08/2014	Del 06/08/2014 al 07/08/2014	Del 08/08/2014 al 22/08/2014	Del 23/08/2014 al 27/08/2014	Del 28/08/2014 al 30/08/2014	Del 31/08/2014 al 04/09/2014							
ZONGO	KEN	130.5	130.5	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.2	131.4	131.3	131.3	131.3						
ZONGO	TCH	34.0	34.0	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.3	34.3	34.3	34.2	34.0	34.1	34.1	34.1						
ZONGO	COR	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0						
ZONGO	CHS	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4						
ZONGO	VIN	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3						
ZONGO	PUN	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9						
ZONGO	ARO	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1						
ZONGO	VIN	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2						
TOTAL HIDRO		397.1	397.1	398.0	392.7	392.7	393.0	393.2	393.2	393.2	393.2	393.2	393.3	393.3	393.2	393.3	393.3	393.6	398.6						
GUARACACHI	GCH	277.3	277.3	278.7	278.7	278.7	278.7	278.7	278.7	278.7	278.7	279.7	279.7	264.5	261.9	261.9	261.9	261.9	261.9						
GUARACACHI	GCH	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.1	35.1	35.1	35.1	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8						
GUARACACHI	CAR	112.0	112.0	112.2	112.2	112.2	112.2	112.2	112.2	112.2	112.2	112.2	112.2	112.5	112.5	111.4	111.4	111.4	111.4						
GUARACACHI	CAR	111.4	111.4	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	112.2	112.2	112.2	111.1	111.1	111.1	111.1	111.1						
GUARACACHI	ARJ	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.3	26.5	26.5	26.5	26.5	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2						
GUARACACHI	KAR	11.9	11.9	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
GUARACACHI	KEN	16.1	16.1	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.1	16.1	16.1	16.1	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9						
GUARACACHI	KEN	14.9	14.9	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8						
GUARACACHI	VHE	97.1	81.8	81.5	81.5	81.5	81.5	81.5	81.5	81.5	81.7	81.7	81.7	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9						
GUARACACHI	CAR	89.3	89.3	89.7	89.7	89.7	89.7	89.7	89.7	89.7	90.0	90.0	90.0	90.0	89.1	89.1	89.1	89.1	89.1						
GUARACACHI	VAG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.8	37.8	37.8	37.8	37.8						
GUARACACHI	TRI	21.8	21.8	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.7	21.7	21.7	21.7	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5						
TOTAL TERMO		812.9	797.6	799.9	799.9	799.9	801.3	801.3	801.3	801.3	800.0	839.5	827.5	827.5	812.3	840.5	841.7	843.4	843.4						
GUABIRÁ	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.2	18.3	18.3	18.3	18.3	18.1	18.1	18.1	18.1						
UNAGRO (3)	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
TOTAL BIOMASA		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.2	18.3	18.3	18.3	18.3	18.1	18.1	18.1	18.1						
TOTAL 1		1,210.0	1,194.7	1,197.9	1,192.6	1,194.0	1,194.3	1,194.5	1,212.7	1,211.4	1,251.0	1,239.0	1,239.0	1,239.0	1,223.8	1,251.8	1,253.0	1,260.1	1,260.1						
PERIODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA																									
GENERADOR	NODO	Del 17/04/2014 al 19/04/2014	Del 20/04/2014 al 30/04/2014	Del 01/05/2014 al 07/05/2014	Del 08/05/2014 al 08/05/2014	Del 09/05/2014 al 15/05/2014	Del 16/05/2014 al 21/05/2014	Del 22/06/2014 al 29/06/2014	Del 30/06/2014 al 05/07/2014	Del 06/07/2014 al 17/07/2014	Del 18/07/2014 al 21/07/2014	Del 22/07/2014 al 30/07/2014	Del 31/07/2014 al 05/08/2014	Del 06/08/2014 al 07/08/2014	Del 08/08/2014 al 22/08/2014	Del 23/08/2014 al 27/08/2014	Del 28/08/2014 al 30/08/2014	Del 31/08/2014 al 04/09/2014							
MOXOS	TRI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
TOTAL 2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
TOTAL (1+2)		1,210.0	1,194.7	1,197.9	1,192.6	1,194.0	1,194.3	1,194.5	1,212.7	1,211.4	1,251.0	1,239.0	1,239.0	1,239.0	1,223.8	1,251.8	1,253.0	1,260.1	1,260.1						

(Continua) POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2014

GENERADOR	NODO	POTENCIA FIRME															
		PERIODO															
		Del 05/09/2014 al 05/09/2014	Del 06/09/2014 al 12/09/2014	Del 13/09/2014 al 13/09/2014	Del 14/09/2014 al 23/09/2014	Del 24/09/2014 al 04/10/2014	Del 05/10/2014 al 13/10/2014	Del 14/10/2014 al 29/10/2014	Del 30/10/2014 al 31/10/2014	Del 01/11/2014 al 08/11/2014	Del 09/11/2014 al 22/11/2014	Del 23/11/2014 al 06/12/2014	Del 07/12/2014 al 10/12/2014	Del 11/12/2014 al 15/12/2014	Del 16/12/2014 al 20/12/2014	Del 21/12/2014 al 31/12/2014	
ZONGO	KEN	130.5	130.3	130.3	130.2	130.4	130.3	130.4	139.0	147.4	147.5	147.5	147.6	150.9	150.9		
ZONGO	TCH	34.9	35.2	35.1	35.2	35.1	35.1	35.1	26.3	18.7	18.6	18.6	18.5	15.1	15.1		
CORANI	COR	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0		
TAQUESI	CHS	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8		
MIGUILLAS	VIN	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3		
YURA	PUN	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1		
KANATA	ARO	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1		
QUEHATA	VIN	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	1.9	1.9		
TOTAL HIDRO		398.6	398.6	398.6	398.6	398.6	398.6	398.6	448.9	447.7	447.7	447.7	447.3	447.3	447.3		
GUARACACHI	GCH	264.6	259.9	259.6	270.0	258.5	260.0	252.0	242.5	248.3	248.3	248.3	248.3	250.2	253.4		
SANTA CRUZ	GCH	35.1	34.5	34.5	33.9	34.6	34.8	33.6	32.3	32.7	32.7	32.7	32.7	32.9	33.3		
BULO BULO	CAR	112.6	110.6	110.4	108.6	110.7	111.3	107.9	103.9	105.5	105.5	105.5	105.5	106.4	107.7		
CARRASCO	CAR	112.2	110.3	110.1	108.3	110.3	111.0	107.4	103.3	104.6	104.6	104.6	104.6	105.4	106.7		
ARANJUEZ	ARJ	28.2	27.7	28.9	28.4	29.0	29.1	28.4	27.3	27.7	27.7	27.7	27.7	27.9	28.2		
KARACHIPAMPA	KAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.2	11.2	11.2	11.2	11.3	11.5		
KENKO	KEN	16.1	15.8	15.8	15.5	15.8	15.9	15.4	14.8	15.0	15.0	15.0	15.0	15.1	15.3		
EL ALTO	KEN	15.0	40.9	40.9	40.2	41.0	41.2	39.8	38.3	38.8	38.8	38.8	38.8	39.1	39.6		
V. HERMOSO	VHE	81.7	80.3	80.3	78.9	80.4	80.8	78.9	75.6	90.9	90.9	90.9	90.9	91.5	92.7		
ENTRE RIOS	CAR	90.0	88.4	88.3	86.9	88.5	89.0	86.2	82.9	83.9	83.9	83.9	83.9	84.5	85.6		
DEL SUR	VAG	110.9	108.9	108.8	107.1	109.0	109.6	137.5	135.2	136.7	136.7	136.7	136.7	137.8	139.5		
MOXOS	TRI	22.6	21.9	21.9	21.4	21.6	22.1	21.5	6.1	9.4	9.9	9.9	9.7	21.6	21.4		
TOTAL TERMO		889.0	899.3	899.3	899.2	899.3	904.7	908.6	862.2	904.5	905.1	905.1	904.8	923.5	934.9		
GUABIRÁ	ARB	18.3	18.0	17.9	17.7	18.0	18.1	17.7	17.2	17.4	17.4	17.4	17.4	0.0	0.0		
UNAGRO (3)	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1		
TOTAL BIOMASA		18.3	18.0	17.9	17.7	18.0	18.1	17.7	17.2	21.5	21.5	21.5	21.5	4.1	4.1		
TOTAL 1		1,305.8	1,315.8	1,315.8	1,315.4	1,315.8	1,321.4	1,324.8	1,326.2	1,373.7	1,374.2	1,374.2	1,374.0	1,374.9	1,386.3		
PERIODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA																	
GENERADOR	NODO	Del 05/09/2014 al 05/09/2014	Del 06/09/2014 al 12/09/2014	Del 13/09/2014 al 13/09/2014	Del 14/09/2014 al 23/09/2014	Del 24/09/2014 al 04/10/2014	Del 05/10/2014 al 13/10/2014	Del 14/10/2014 al 29/10/2014	Del 30/10/2014 al 31/10/2014	Del 01/11/2014 al 08/11/2014	Del 09/11/2014 al 22/11/2014	Del 23/11/2014 al 06/12/2014	Del 07/12/2014 al 10/12/2014	Del 11/12/2014 al 15/12/2014	Del 16/12/2014 al 20/12/2014	Del 21/12/2014 al 31/12/2014	
MOXOS	TRI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	0.0	0.0	
TOTAL 2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	0.0	0.0	
TOTAL (1+2)		1,305.8	1,315.8	1,315.8	1,315.4	1,315.8	1,321.4	1,324.8	1,338.3	1,384.8	1,385.4	1,385.4	1,385.1	1,374.9	1,386.3		

FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN - AÑO 2014

MES	DÍA	COMPONENTE	DESCONEXIÓN	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
ENE	1	ALTO2	248.8 días	Falla sistema de control	
ENE	1	CUT01, CUT02, CUT03, CUT04 y CUT05	51.5 días	Problemas civiles en el túnel Cuticuchu.	
ENE	1	GCH11	12.78 días	Extensión en los trabajos de mantenimiento	
ENE	1	Operación 1ra etapa EDAC	17 minutos	Desbalance de potencia entre oferta y demanda.	ENED, CRE, MSCR, CESSA, ELFE0 y ELFEC.
ENE	12	BUL01	2.35 días	Falla en sistema de monitoreo de vibraciones.	CRE, DELAPAZ, ELFE0, ELFEC, CESSA, EMVINTO, MSCR, EMIRSA, ENED
ENE	12	BUL02	8.42 días	Falla en el transformador TRBUL23002.	CRE, DELAPAZ, ELFE0, ELFEC, CESSA, EMVINTO, MSCR, EMIRSA, ENED
ENE	12	Línea en 115 kV Chuspipata - Pichu	2.77 minutos	Descargas atmosféricas.	DELAPAZ
ENE	24	Línea en 24.9 kV Trinidad - Central Moxos	2.65 minutos	Operación de la protección de sobrevoltaje	ENED
ENE	31	GCH09	1.87 días	Falla sistema de control	
FEB	2	YAN	270.5 días	Falla en generador	
FEB	4	Línea en 230 kV Santivañez - Sucre	4.97 minutos	Descargas atmosféricas.	MSCR, SEPSA, COBOCE y CESSA
FEB	4	Línea en 115 kV Caranavi - Yucumo	11.63 minutos	Operación de la protección de sobrevoltaje	ENED
FEB	6	BUL01, BUL02	60.53 minutos	Problemas en el suministro de gas	CRE, ELFEC, MSCR, ELFE0, ENED
FEB	12	Línea en 115 kV Bologna - Cota Cota	21.36 días	Trabajos de obras civiles en el sector de Irpavi por la Alcaldía de La Paz.	
FEB	19	GCH12	1.24 días	Desconexión del transformador de potencia TRGCH06912.	
FEB	19	GCH09, GCH10	1.35 horas	Alta temperatura en escape.	DELAPAZ, ELFE0, ELFEC, SEPSA, ENED, CRE, CESSA, EMIRSA y MSCR.
FEB	27	Línea en 69 kV Vinto - Complejo Metalúrgico Vinto	2.6 horas	Chicotillo suelto en seccionador S2-1 de S/E CM Vinto.	
FEB	28	Líneas en 69 kV Huaynacota - Miguillas	19.92 horas	Rotura de conductor (fase A), estructuras N° 47 y 48.	ELFE0
MAR	7	Línea en 115 kV Tap Chuquiaguillo - Chuspipata	11.78 minutos	Descargas atmosféricas.	DELAPAZ, ENED
MAR	7	SAI	299 días	Inundación de la central.	
MAR	11	Línea en 115 kV Kenko - Pampahasi - Tap Chuquiaguillo	14.28 minutos	Desprendimiento de cadena de aisladores en la estructura 171 del tramo de línea BOL - COT115.	DELAPAZ
MAR	13	Unidades generadoras del SIN	54.00 minutos	Problemas de generación en el SIN	MSCR, EMIRSA, COBOCE, EMVINTO
MAR	23	GCH10	2.69 días	Extensión en los trabajos de mantenimiento	
ABR	3	BUL02	60.24 días	Falla en turbina por altas vibraciones.	
ABR	9	BUL01	4.73 horas	Problemas en sistema de lubricación.	DELAPAZ, CRE, ELFEC, ELFE0, CESSA, ENDE D, EMIRSA, CM, VINTO y MSCR.
ABR	15	Línea de transmisión en 69 kV Nueva Jerusalén - Warnes	6.23 horas	Choque de vehículo contra poste de 69 kV.	
ABR	16	BUL03	1.56 días	Operación de la protección diferencial del TRBUL23003.	
ABR	19	VME3	256.6 días	Altas vibraciones en cojinete de compresor.	
ABR	22	Línea en 230 kV Arboleda - Urubó	26.95 días	Condiciones climáticas (caída de torre T286).	
MAY	1	Autotransformador ATPOT115 de subestación Potosí	1.15 horas	Rotura de varilla de mando del interruptor 8412.	
MAY	7	KILO3	113.1 días	Problemas en el inyector N° 4.	
MAY	19	Transformador TRCEN11501 de subestación Central	4.93 horas	Operación errónea del relé Buchholz	
MAY	24	Línea 69 kV Potosí - San Bartolomé	47.04 minutos	Condiciones climáticas adversas (nevada).	
JUN	4	CAR03	57.66 días	Partículas metálicas en aceite del sistema de lubricación.	
JUN	10	Línea en 230 kV Santivañez - Sucre	18.06 minutos	Contacto accidental	MSCR, SEPSA y ENED
JUN	13	Línea en 230 kV Arboleda - Urubó	8.79 días	Daños en estructura provisional N° 286, ocasionada por inundación.	
JUN	30	ERI04	1.64 días	Falla en álabes guía de entrada a la turbina.	
JUL	8	GBE01	3.54 días	Baja disponibilidad de bagazo.	
JUL	15	Transformador TRMOX115 de S/E San Ignacio de Moxos	46.44 minutos	Ave. ocasionó falla en transformador de servicio auxiliar.	ENED
JUL	18	GCH10, GCH12	6.90 horas	Presencia de líquidos en filtro de combustible.	CRE, SEPSA, ELFEC, DELAPAZ, CESSA, MSCR, ELFE0, COBOCE, EMIRSA, EMVINTO y ENED.
JUL	21	KAR	127.04 días	Falla en sistema de lubricación	
JUL	29	BUL02	8.15 días	Alarma de vibración de turbina.	
AGO	2	CUT01, CUT02, CUT03, CUT04 y CUT05	18.89 días	Problemas en canal Cuticuchu entre Dique Cuticuchu y Central Cuticuchu.	
AGO	5	Línea de transmisión en 230 kV Carrasco - Santivañez	46.03 minutos	Operación errónea del relé Buchholz de reactor de S/E CAR.	
AGO	9	BUL02	6.08 días	vibraciones en rotor de baja revolución	
AGO	10	Línea en 115 kV Central - Quillacollo	17.11 minutos	Contacto de línea telefónica reventada (piquetes 147 y 148)	
AGO	11	SUR01	11.61 días	Extensión en los trabajos de mantenimiento	
AGO	30	BUL02	19.38 días	Altas vibraciones en compresor de turbina.	
SEP	3	Línea en 230 kV Sucre - Santivañez	6.53 minutos	Trabajos en comunicaciones y protecciones en S/E Sucre	MSCR, SEPSA
SEP	9	Línea en 230 kV Las Carreras - Punutuma y Las Carreras - Tarija	5.49 minutos	Contacto accidental, durante trabajos en protecciones en S/E Las Carreras	ELFEC, CESSA, ELFE0, ENED, COBOCE, SETAR y MSCR.
SEP	14	GCH01	3.66 días	Extensión en los trabajos de mantenimiento	
SEP	15	Línea de transmisión en 230 kV Chimoré - San José	38.07 minutos	Descargas atmosféricas.	
SEP	25	Línea en 69 kV Kenko - Tarapaca	7.14 minutos	Terceros (cercanía de andamio a la línea en 69 kV).	
SEP	28	Línea en 115 kV Tap Chuquiaguillo - Chuspipata	4.71 minutos	Error durante trabajos en sistema de protecciones.	DELAPAZ, ENED
OCT	6	SUR01	65.89 días	Falla en regulador de velocidad.	
OCT	9	Autotransformador ATVIN230	52.14 minutos	Falla en circuito de corriente asociado al CT del interruptor 2225.	
OCT	11	Autotransformador ATYAG23001	1.48 horas	Falsa señal en sistema de protecciones.	SETAR
OCT	26	Línea en 230 kV Punutuma - San Cristóbal	4.44 minutos	Apertura errónea del seccionador aéreo bajo carga del alimentador K20.	ENED y SEPSA
OCT	28	ALTO2	5.35 días	Falla sistema de control (compartimiento de turbina).	
OCT	29	BUL01	2.76 días	Fuga de aceite en el bushing de transformador.	
NOV	1	CAH02	19.02 días	Extensión de mantenimiento.	
NOV	9	CHJ	1.45 días	Fuga de agua en canal de descarga, lado turbina.	
NOV	14	Línea en 69 kV Huaynacota - Sud	9.55 minutos	Descargas atmosféricas.	
NOV	21	Línea en 230 kV Tarija - Yaguacua	7.97 minutos	Contacto accidental durante trabajos en sistema de protecciones.	CRE, ELFEC, ELFE0, MSCR, ENED y CESSA.
NOV	21	Autotransformador ATVIN11501	8.15 minutos	Falla en el cableado de CT's aledaños al interruptor A231.	ELFE0 y EMVINTO (Colapso área Oruro)
NOV	29	Línea en 115 kV Tiquimani - Tap Chuquiaguillo	4.99 minutos	Descargas atmosféricas.	ENED, DELAPAZ.
DIC	3	KEN01	28.28 días	Problemas en turbina de potencia.	
DIC	4	ALTO1	27.53 días	Partículas metálicas en sistema de lubricación	
DIC	6	GCH10	8.4 días	Altas vibraciones en turbina.	
DIC	8	Autotransformador ATGCH23001	47.52 minutos	Defecto en el cambiador de Tap's.	CRE (Colapso área Oriental)
DIC	11	Línea San José - Valle Hermoso	2.26 minutos	Descargas atmosféricas.	CESSA, COBOCE
DIC	14	Línea en 69 kV Yaguacua - Villa Montes	10.62 minutos	Contacto accidental, trabajos de proyecto de conexión de Caiza a S/E YAG	
DIC	14	SRO01	1.86 días	Problemas en regulador de velocidad.	
DIC	15	SUR02	23.12 horas	Falla sistema de ventilación	
DIC	22	Línea Arboleda - Urubó	5.02 días	Desconexión de emergencia por crecida de Río Guenda y socavación en puntos de anclaje en torre de emergencia.	

RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACION - AÑO 2014

MES	D/A	HORA INICIO	PERIODO (MINUTOS)	HORA FIN	CAUSA	AGENTES AFECTADOS	TOTAL ADMINISTRADO (MW)
MARZO	13	19:49	52.0	20:41	Desconexión de carga manual, debido a la indisponibilidad de las unidades: GCH10, ARJ11, GBE01, SAI, YAN, ALI02, VHE08, ARJ02, ARJ10, ARJ13, TRD02, TRD05, TRD07, TRD10, TRD11, TRD12, TRD19, TRD20, MOA05, MOA10, MOA11, MOA12, MOA14, MOA15, MOA16, MOA17, MOS08.	MSCR	7
	13	19:49	53.0	20:42		COBOCE	1.9
	13	20:00	43.0	20:43		EMIRSA	0.3
	13	19:56	47.0	20:43		EMVINTO	0.8
ABRIL	3	19:09	54.0	20:03	Desconexión de carga manual, debido a la indisponibilidad de las unidades: LAN02, SAI, YAN, ALI02, ARJ02, ARJ10, ARJ12, ARJ13, TRD02, TRD05, TRD07, TRD10, TRD11, TRD12, TRD19, TRD20, MOA10, MOA11, MOA14, MOA15, MOA16, MOA17, MOS08, VHE01 y BUL02.	COBOCE	1.2
	3	19:09	52.0	20:01		MSCR	5
	3	19:10	51.0	20:01		EMIRSA	0.2
	3	19:13	58.0	20:11		COBOCE	1.2
	3	19:13	59.0	20:12		EMVINTO	1
	3	19:13	62.0	20:15		EMIRSA	0.19
	3	19:13	57.0	20:10		MSCR	7.19
	3	19:13	57.0	20:10		MSCR	7.19

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) en US\$/MWh - AÑO 2014

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	15.70	15.63	16.04	15.99	16.32	15.45	16.14	16.12	15.82	15.92	16.56	15.81	15.96
2	15.58	15.52	15.72	15.62	16.05	15.33	16.04	15.98	15.79	15.65	16.24	15.75	15.77
3	15.44	15.50	15.58	15.55	15.84	15.28	15.84	15.81	15.59	15.54	15.70	15.57	15.60
4	15.32	15.49	15.50	15.58	15.71	15.32	15.61	15.70	15.41	15.52	15.49	15.27	15.49
5	15.25	15.46	15.50	15.54	15.72	15.37	15.48	15.68	15.35	15.53	15.32	15.18	15.45
6	15.30	15.45	15.64	15.58	15.79	15.44	15.62	15.64	15.46	15.55	15.24	15.11	15.48
7	15.41	15.72	16.23	16.23	16.28	15.72	15.97	15.80	15.76	15.65	15.63	15.22	15.80
8	15.63	15.86	16.44	16.77	16.47	15.94	16.18	15.86	16.16	16.12	16.41	15.71	16.13
9	16.09	16.08	16.70	16.90	16.88	16.10	16.68	16.20	16.16	16.26	16.48	16.33	16.41
10	16.64	16.64	17.36	17.84	17.84	16.44	17.71	16.71	16.68	16.42	17.40	16.56	17.02
11	17.02	16.93	17.53	18.03	18.24	16.65	18.05	16.85	17.19	16.65	17.56	16.66	17.28
12	17.16	17.11	17.94	18.25	18.53	16.93	18.49	17.18	17.71	16.82	18.23	16.84	17.60
13	16.73	16.65	17.84	18.28	18.05	16.44	18.07	16.99	17.74	16.61	18.03	16.48	17.33
14	16.58	16.37	17.72	18.39	17.82	16.29	17.87	16.97	17.68	16.91	18.11	16.54	17.27
15	17.16	16.80	18.14	18.68	17.96	16.82	18.25	17.57	17.90	17.46	18.45	16.85	17.67
16	17.42	17.14	18.37	18.85	18.22	17.17	18.62	17.72	18.09	17.68	18.82	16.96	17.92
17	17.25	16.99	18.08	18.79	18.18	17.01	18.21	17.64	18.06	17.47	18.84	16.96	17.79
18	16.96	16.59	17.58	18.41	18.00	16.96	18.08	17.51	17.90	17.26	18.41	16.58	17.52
19	16.62	16.06	17.73	19.15	19.52	18.75	19.26	18.34	18.28	17.53	17.48	16.22	17.91
20	18.38	18.29	19.53	20.09	19.95	19.47	19.93	19.55	19.11	18.74	18.45	17.07	19.05
21	19.37	19.02	19.57	19.91	19.81	19.20	19.79	19.51	18.93	18.49	18.46	17.26	19.11
22	18.47	18.19	19.20	19.49	19.31	18.55	19.41	18.54	18.19	17.92	18.26	16.93	18.54
23	17.07	17.06	18.14	18.40	18.41	17.66	18.54	17.57	17.34	17.18	17.80	16.72	17.66
24	15.91	15.78	16.66	16.75	16.85	16.13	17.01	16.47	16.29	16.35	16.84	16.28	16.44
PROMEDIO	16.81	16.71	17.51	17.91	17.81	16.92	17.79	17.19	17.23	16.89	17.46	16.41	17.22

Los valores son promedios ponderados.

PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2014

Consumidor	Nodo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
CRE	GCH	17.48	17.48	17.67	17.82	17.66	16.70	17.72	17.09	17.44	17.24	17.66	16.97	17.41
CRE	URU	16.88	16.68	17.39	17.51	17.43	16.74	17.48	16.93	17.25	16.99	17.54	17.17	17.14
CRE	ARB	16.69	16.59	17.36	17.75	17.68	16.69	17.61	17.00	17.17	16.81	17.34	16.58	17.11
DELAPAZ	KEN	16.99	17.40	18.72	19.60	20.33	19.49	20.50	19.86	18.94	17.91	18.62	16.79	18.79
DELAPAZ	COT	16.84	17.47	18.75	19.68	20.49	19.68	20.74	20.07	19.11	18.04	18.73	16.76	18.90
DELAPAZ	BOL	16.73	17.21	18.69	19.67	20.49	19.71	20.77	19.61	19.13	18.07	18.73	16.71	18.82
DELAPAZ	TBA	16.72	17.16	18.66	19.67	20.51	19.68	20.73	19.58	19.16	18.09	18.84	16.74	18.72
DELAPAZ	PAM	16.63	17.16	18.60	19.60	20.46	19.72	20.77	19.62	19.07	18.04	18.67	16.63	18.75
DELAPAZ	CHS	15.60	16.72	18.19	19.27	20.15	19.60	20.59	19.44	18.84	17.96	18.36	15.92	18.44
DELAPAZ	CRN	15.87	16.93	18.56	19.78	20.50	19.72	20.73	19.60	19.17	18.32	18.78	16.20	18.70
ELFEC	ARO	16.71	16.70	17.55	18.19	18.39	17.44	18.25	17.70	17.51	17.03	17.72	16.68	17.50
ELFEC	VHE	16.97	17.02	17.79	18.44	18.68	17.79	18.57	18.02	17.55	17.06	17.80	16.70	17.69
ELFEC	CBC	17.07	17.12	18.03	18.71	19.00	18.04	18.80	18.26	17.99	17.43	18.06	16.91	17.98
ELFEC	CHI	16.36	16.29	17.08	17.65	17.73	16.81	17.59	17.11	17.00	16.58	17.19	16.31	16.97
ELFEO	VIN69	17.01	17.16	18.22	18.93	19.33	18.42	19.34	18.71	18.16	17.54	18.17	16.75	18.15
ELFEO	CAT	17.57	17.61	18.66	19.34	19.61	18.57	19.46	18.91	18.43	17.79	18.41	17.13	18.50
CESSA	ARJ	17.73	17.69	18.68	19.46	19.55	18.49	19.30	18.49	17.74	17.22	17.83	16.81	18.25
CESSA	SUC	17.45	17.51	18.31	18.97	19.15	17.98	18.67	17.99	17.29	16.98	17.51	16.59	17.88
SEPSA	DDI	18.41	18.40	19.43	20.14	20.48	19.41	20.41	19.86	18.82	18.36	18.69	17.14	19.15
SEPSA	POT	18.66	18.66	19.74	20.52	20.74	19.66	20.69	20.04	19.06	18.54	18.89	17.28	19.40
SEPSA	PUN	18.27	18.13	19.25	19.89	20.17	18.92	19.74	18.71	17.56	17.25	17.68	16.26	18.47
SEPSA	ATO	18.73	18.64	19.78	20.54	20.80	19.58	20.38	19.44	18.31	17.76	18.17	16.69	19.08
ENDE	YUC	16.14	17.23	18.86	20.08	20.60	19.78	20.76	19.62	19.47	18.63	19.12	16.51	18.90
ENDE	SBO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ENDE	MOX	16.46	17.56	19.08	20.43	20.54	19.59	20.50	18.76	19.86	19.01	19.22	16.73	18.65
ENDE	TRI	16.54	17.36	19.07	20.46	20.34	19.27	20.30	19.23	19.79	18.88	19.66	16.82	18.99
ENDE	LCA	0.00	18.21	19.19	20.01	20.22	19.07	19.70	18.41	16.85	16.49	16.75	15.52	18.11
ENDE	PUN69	18.39	19.02	19.67	20.43	20.63	19.08	20.40	18.90	17.95	17.41	18.21	16.64	18.80
ENDE	PUN230	18.32	18.01	19.19	20.08	20.31	19.09	19.88	18.86	17.70	17.20	17.62	16.37	18.62
SETAR	TAJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.70	16.29	16.19	16.45	15.21	16.01
SETAR VILLAMONTES	YAG	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.97	15.97	14.67	15.50
SETAR YACUIBA	YAG	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.04	14.04
EMIRSA	VIN115	16.80	16.96	17.92	18.56	18.97	18.11	18.96	18.45	17.91	17.32	17.90	16.64	17.89
EM VINTO	VIN69	16.74	16.98	17.88	18.68	19.02	18.14	19.01	18.45	17.98	17.37	17.97	16.69	17.91
COBOCE	CBC	16.89	16.95	17.84	18.42	18.67	17.74	18.38	17.97	17.71	17.14	17.98	16.81	17.69
EMSC	PUN	17.93	17.96	18.80	19.51	19.70	18.69	19.34	18.42	17.35	17.00	17.40	16.27	18.18
Total MEM		17.23	17.34	18.15	18.71	18.97	18.05	18.99	18.29	17.95	17.42	17.97	16.79	17.98

Los valores son promedios ponderados.

PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2014

	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/KW-mes	Peaje US\$/KW-mes	Monómico US\$/MWh
Guaracachi	17.4	8.8	3.4	44.4
Urubó	17.1	8.8	3.4	47.0
Arboleda	17.1	8.7	3.4	43.5
TOTAL - CRE	17.4	8.8	3.4	44.6
Kenko	18.8	9.1	3.4	44.1
Cota Cota	18.9	9.1	3.4	43.9
Bolognia	18.8	9.0	3.4	45.0
Tap Bahai	18.7	9.1	3.4	48.7
Pampahasi	18.8	9.0	3.4	45.8
Chuspipata	18.4	8.7	3.4	48.7
Caranavi	18.7	8.9	3.4	47.8
TOTAL - DELAPAZ	18.8	9.1	3.4	44.6
Arocagua	17.5	8.7	3.4	42.2
Valle Hermoso	17.7	8.7	3.4	46.5
Irpa Irpa	18.0	8.9	3.4	51.2
Chimoré	17.0	8.5	3.4	47.1
TOTAL - ELFEC	17.5	8.7	3.4	43.6
Vinto	18.2	9.0	3.4	44.0
Catavi	18.5	9.1	3.4	42.7
TOTAL - ELFEO	18.2	9.0	3.4	43.6
Sacaca	18.3	9.0	3.4	63.3
Ocuri	19.0	9.2	3.4	59.1
Potosí	19.4	9.2	3.4	42.1
Punutuma	18.5	9.0	3.4	43.4
Atocha	19.1	9.1	3.4	41.6
Don Diego	19.1	9.2	3.4	47.0
Complejo Karachipampa	19.2	9.2	3.5	45.4
Punutuma - Lipez	18.4	8.9	3.4	43.5
TOTAL - SEPSA	19.3	9.2	3.4	42.9
Mariaca	18.7	9.2	3.5	48.6
Sucre	18.3	9.0	3.4	46.7
Sucre - Fancesa	17.9	8.9	3.4	40.1
TOTAL - CESSA	18.1	9.0	3.4	44.4
Yucumo	18.9	9.0	3.4	53.4
San Borja	0.0	0.0	0.0	0.0
San Ignacio de Moxos	18.7	9.0	3.4	71.6
Trinidad	19.0	9.0	3.4	47.7
Tazna	18.8	8.9	3.5	40.9
Uyuni	18.6	8.9	3.4	47.2
Las Carreras	18.1	8.8	3.4	55.5
TOTAL - ENDE	18.9	9.0	3.4	49.4
Tarija	16.0	8.6	3.5	34.7
Villamontes	15.5	7.8	3.5	38.7
Yacuiba	14.0	8.0	3.6	37.3
TOTAL - SETAR	15.7	8.2	3.5	36.3
EMIRSA	17.9	9.0	3.4	34.8
EMVINTO	17.9	9.0	3.4	34.3
COBOCE	17.7	8.9	3.5	26.0
Retiros VHE para EMSC	18.2	8.9	3.4	36.6
Retiros COBEE para EMSC	18.2	8.9	3.4	36.6
Totales	18.0	8.9	3.4	43.7

Tipo de cambio promedio: 6.96 Bs/US\$

PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2014

Central	Periodo		
	Nov/13-Abr/14	May/14-Oct/14	Nov/14-Abr/15
GUARACACHI	1.30	1.30	1.30
CARRASCO	1.30	1.30	1.30
BULO BULO	1.30	1.30	1.30
ENTRE RIOS	1.30	1.30	1.30
V. HERMOSO	1.30	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
EL ALTO	1.30	1.30	1.30
DEL SUR	-	1.30	1.30
Promedio	1.30	1.30	1.30

PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2014

	Guaracachi	Carrasco	Bulo Bulo	Entre Rios	V. Hermoso	Aranjuez	Karachipampa	Kenko	El Alto	Del Sur
Enero	1.2320	1.1994	1.2214	1.1757	1.2201	1.1745	1.1745	1.2122	1.2122	
Febrero	1.2307	1.2019	1.2212	1.1854	1.2214	1.1818	1.1818	1.2109	1.2109	
Marzo	1.2280	1.1968	1.2185	1.1842	1.2070	1.1757	1.1757	1.2109	1.2109	
Abril	1.2320	1.2045	1.2251	1.1928	1.2148	1.1769	1.1769	1.2096	1.2096	
Mayo	1.2320	1.2019	1.2258	1.1990	1.2240	1.1745	1.1745	1.2058	1.2058	
Junio	1.2307	1.1880	1.2250	1.1830	1.2161	1.1696	1.1696	1.2058	1.2058	
Julio	1.2334	1.1965	1.2248	1.2053	1.2116	1.1732	1.1732	1.2065	1.2065	1.1447
Agosto	1.2361	1.2142	1.2231	1.2065	1.2142	1.1757	1.1757	1.1662	1.1662	1.1447
Septiembre	1.2361	1.1915	1.2250	1.2142	1.2091	1.1708	1.1708	1.2078	1.2078	1.1545
Octubre	1.2361	1.2040	1.2244	1.2116	1.2154	1.1745	1.1745	1.2065	1.2065	1.1568
Noviembre	1.2347	1.1940	1.2240	1.2116	1.2167	1.1660	1.1660	1.2053	1.2053	1.1476
Diciembre	1.2334	1.2053	1.2216	1.2091	1.2103	1.1624	1.1624	1.2040	1.2040	1.1545
Promedio	1.2329	1.1998	1.2233	1.1982	1.2151	1.1730	1.1730	1.2043	1.2043	1.1505

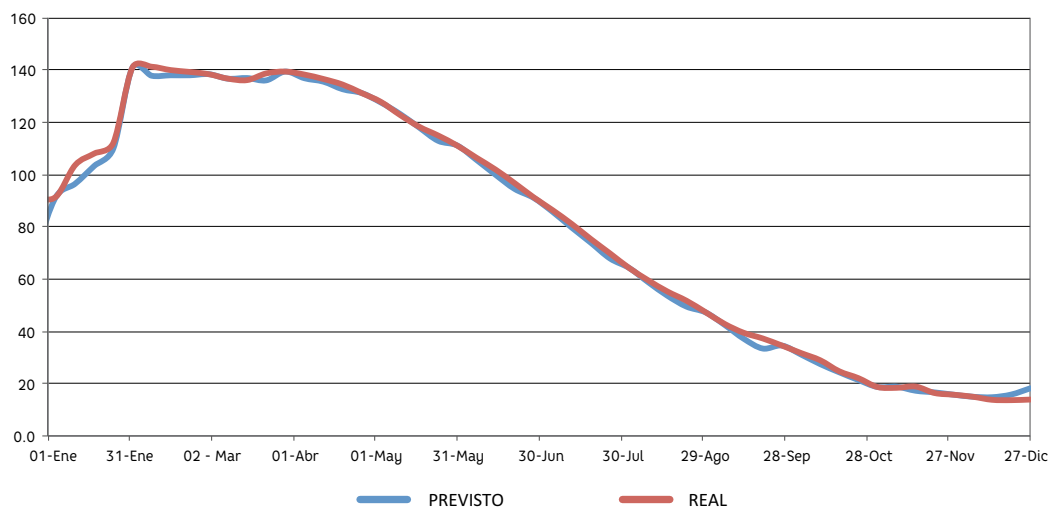
CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CÚBICOS- PERÍODO 2008 - 2014
CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES

Año	Mes	Guaracachi		Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko			Karachipampa	Total		
2008	Enero	794		507	460	36	129	1			65	1.992		
	Febrero	748		415	378	35	131	3			51	1.760		
	Marzo	849		498	489	70	157	3			30	2.095		
	Abril	1.081		493	647	100	146	7			86	2.560		
	Mayo	1.479		523	734	181	165	52			101	3.236		
	Junio	1.319		504	660	289	162	71			44	3.048		
	Julio	1.490		535	770	400	156	76			103	3.531		
	Agosto	1.629		439	752	388	156	74			114	3.553		
	Septiembre	1.552		504	702	331	191	73			108	3.462		
	Octubre	1.528		504	680	237	189	51			110	3.299		
	Noviembre	1.367		504	551	173	176	28			89	2.889		
	Diciembre	1.203		512	497	97	163	8			100	2.580		
TOTAL		15,039		5,938	7,320	2,338	1,920	449			1,001	34,006		
Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko			Karachipampa	Total		
2009	Enero	1.209		483	352	36	164	2			95	2.341		
	Febrero	1.121		469	502	222	165	30			89	2.598		
	Marzo	982		500	490	167	180	4			92	2.415		
	Abril	1.160		479	432	225	178	19			98	2.591		
	Mayo	1.483		513	388	477	186	58			102	3.207		
	Junio	1.540	133	359	386	454	213	74			104	3.264		
	Julio	1.384	231	446	733	448	178	146			109	3.676		
	Agosto	1.235	252	525	753	439	85	155			110	3.554		
	Septiembre	1.254	341	524	710	508	82	151			109	3.679		
	Octubre	1.231	342	535	776	471	207	151			106	3.818		
	Noviembre	1.116	268	512	661	534	191	120			109	3.511		
	Diciembre	1.132	113	498	662	284	188	40			99	3.015		
TOTAL		14.848	1.680	5,843	6,844	4.267	2,017	949			1.221	37,670		
Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko		Entre Rios	Karachipampa	Total		
2010	Enero	1.243	47	505	505	196	179	11			104	2.789		
	Febrero	1.107	63	459	491	227	172	7			89	2.615		
	Marzo	1.405	247	526	682	428	194	57		23	46	3.608		
	Abril	1.505	264	506	712	452	192	115		171	94	4.012		
	Mayo	1.167	252	522	710	567	191	134		355	113	4.011		
	Junio	806	293	511	751	555	195	145		448	108	3.812		
	Julio	782	264	531	796	602	151	152		537	109	3.924		
	Agosto	1.312	88	533	665	548	165	150		505	108	4.072		
	Septiembre	1.051	218	519	702	469	175	115		494	103	3.846		
	Octubre	1.360	178	427	740	421	193	113		529	107	4.069		
	Noviembre	1.320	194	504	736	458	130	129		635	43	4.150		
	Diciembre	1.445	194	506	696	396	196	106		647	0	4.186		
TOTAL		14,503	2,300	6,050	8,185	5,321	2,131	1,234		4,345	1,025	45,094		
Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko		Entre Rios	Karachipampa	Total		
2011	Enero	1.424	174	523	690	311	186	87			614	54	4.063	
	Febrero	938	94	480	480	163	144	39			583	61	2.980	
	Marzo	1.040	64	506	358	113	158	8			541	50	2.839	
	Abril	1.157	86	515	535	197	159	41			656	54	3.399	
	Mayo	1.639	244	496	384	523	169	138			671	103	4.367	
	Junio	1.631	295	526	389	582	200	165			619	102	4.509	
	Julio	1.480	321	547	659	477	218	172			756	104	4.732	
	Agosto	1.465	332	564	754	556	225	176			745	102	4.918	
	Septiembre	1.676	221	538	576	557	198	156			713	100	4.736	
	Octubre	1.552	170	530	633	523	199	138			714	102	4.560	
	Noviembre	1.442	274	526	720	477	198	109			640	103	4.491	
	Diciembre	1.457	168	543	718	419	198	94			729	103	4.430	
TOTAL		16,901	2,443	6,294	6,895	4,898	2,252	1,322		7,980	1,036	50,022		
Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko		El Alto	Entre Rios	Karachipampa	Total	
2012	Enero	1.511	187	356	780	403	207	95				96	4.363	
	Febrero	1.135	166	478	567	216	180	58			589	100	3.489	
	Marzo	1.163	180	317	559	251	166	49			649	100	3.435	
	Abril	1.081	92	226	488	312	159	57		11	635	92	3.154	
	Mayo	1.209	184	267	780	525	188	146		28	721	103	4.152	
	Junio	1.113	140	254	828	477	161	153		65	717	92	4.002	
	Julio	1.363	91	261	839	464	182	164		62	658	88	4.173	
	Agosto	1.642	196	280	578	579	209	165		108	729	110	4.597	
	Septiembre	1.632	208	266	804	649	219	161		92	671	18	4.720	
	Octubre	1.539	220	398	924	680	217	164		25	714	0	4.881	
	Noviembre	1.256	204	304	850	725	173	125		107	687	0	4.431	
	Diciembre	1.088	123	374	688	469	201	22		90	757	0	3.811	
TOTAL		15,733	1,990	3,782	8,687	5,752	2,261	1,359		587	8,255	799	49,207	
Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko		El Alto	Entre Rios	Karachipampa	Total	
2013	Enero	1.285	62	273	590	354	191	19		71	658	12	3.514	
	Febrero	1.160	42	249	448	306	148	11		62	496	96	3.018	
	Marzo	1.258	45	306	603	428	151	21		122	509	94	3.538	
	Abril	1.244	64	431	705	476	169	48		257	531	97	4.022	
	Mayo	1.334	30	546	799	589	166	89		254	736	108	4.651	
	Junio	1.275	25	512	733	520	150	85		226	737	103	4.365	
	Julio	1.276	10	452	811	390	168	48		315	688	102	4.260	
	Agosto	1.299	31	385	672	501	170	94		306	695	85	4.237	
	Septiembre	1.347	56	452	493	585	164	97		183	679	105	4.160	
	Octubre	1.384	57	470	422	526	154	38		94	671	104	3.920	
	Noviembre	1.356	55	339	505	499	166	26		71	694	98	3.809	
	Diciembre	1.369	106	333	725	528	170	33		66	715	100	4.144	
TOTAL		15,587	583	4,747	7,506	5,702	1,967	608		2,027	7,807	1,104	47,639	
Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko		El Alto	Entre Rios	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Total
2014	Enero	1.298	107	340	714	361	170	34		47	700	105	-	3.876
	Febrero	1.178	91	444	722	340	159	45		60	649	93	-	3.782
	Marzo	1.219	124	555	816	527	177	77		95	652	99	-	4.342
	Abril	1.524	111	446	817	543	162	98		108	570	99	-	4.477
	Mayo	1.522	94	486	852	542	196	148		117	735	99	32	4.823
	Junio	1.424	42	548	671	491	178	168		110	734	108	12	4.486
	Julio	1.255	104	677	861	592	193	176		127	696	77	178	4.937
	Agosto	1.468	45	555	790	535	188	172		118	723	0	428	5.021
	Septiembre	1.435	72	529	853	469	175	92		237	531	0	753	5.146
	Octubre	1.510	110	647	767	436	197	71		277	568	0	705	5.288
	Noviembre	1.397	95	689	757	419	146	77		282	608	19	790	5.279
	Diciembre	1.307	102	658	638	330	123	17		202	585	100	908	4.969
TOTAL		16,537	1,096	6,576	9,260	5,584	2,065	1,174		1,780	7,752	797	3,806	56,427

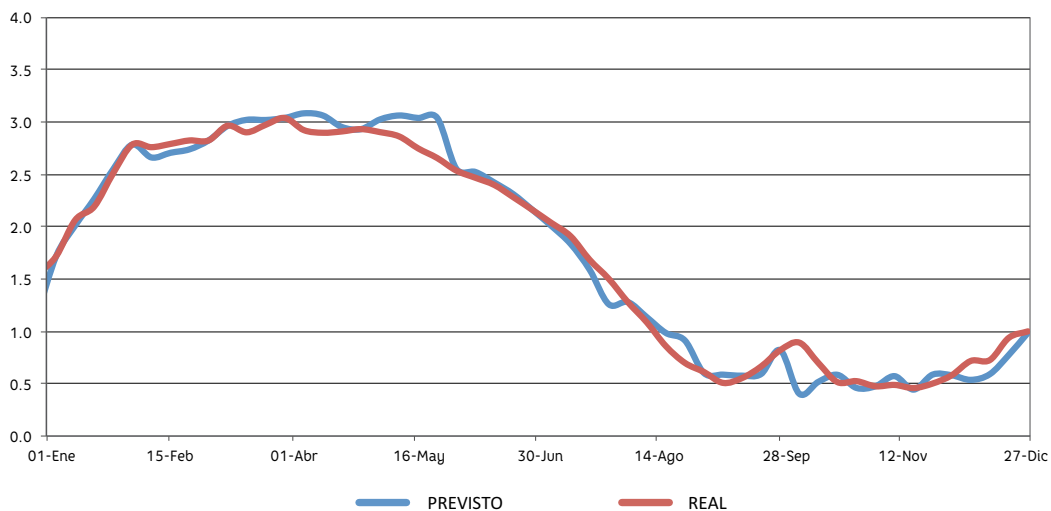
CONSUMO DE DIESEL EN LITROS PERÍODO 2012 - 2014
CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES

Mes	AÑO		
	2012	2013	2014
Enero	1,827,693	1,520,891	1,375,160
Febrero	1,640,590	1,310,359	1,379,443
Marzo	1,817,424	1,254,376	1,574,477
Abril	1,573,191	1,209,345	1,567,313
Mayo	1,536,210	1,160,346	2,363,536
Junio	1,393,074	1,098,622	2,515,991
Julio	1,594,210	1,114,351	2,592,377
Agosto	2,189,735	1,128,649	2,670,802
Septiembre	1,947,903	1,271,618	1,903,722
Octubre	1,800,391	1,285,246	2,025,065
Noviembre	1,796,698	1,345,447	1,691,628
Diciembre	1,352,828	1,515,883	1,826,628
TOTAL	20,469,947	15,215,133	23,486,142

EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - (Hm³) - AÑO 2014
CORANI

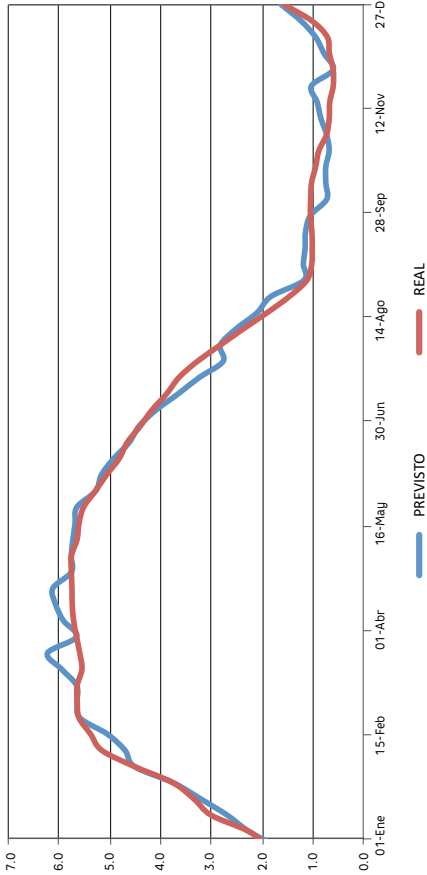


EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm³) - AÑO 2014
ZONGO

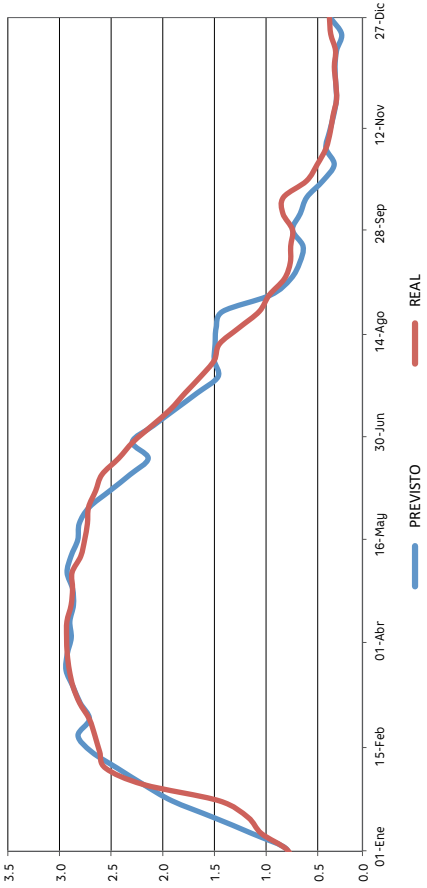


EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm³) - AÑO 2014

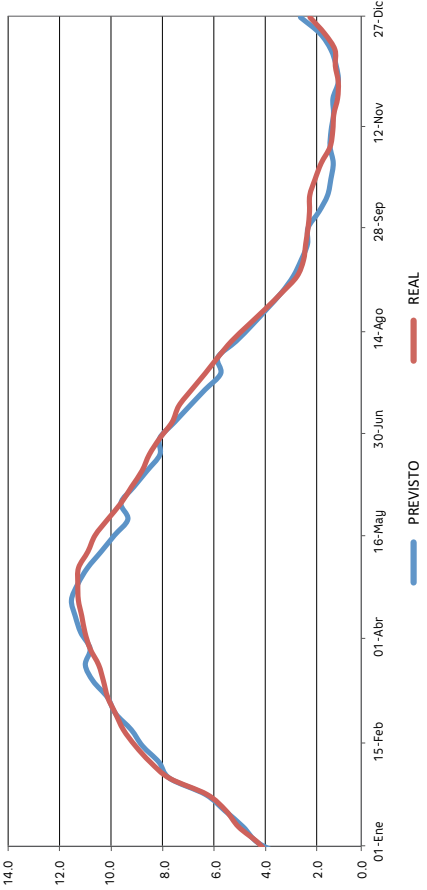
TIQUIMANI



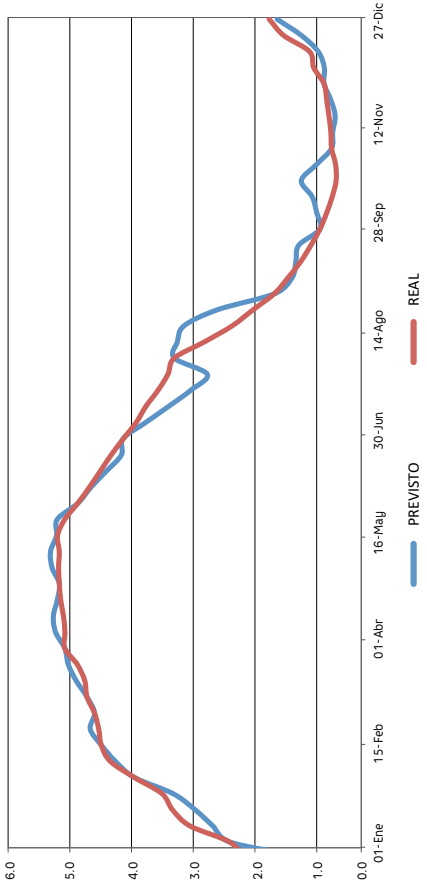
MIGUILLAS



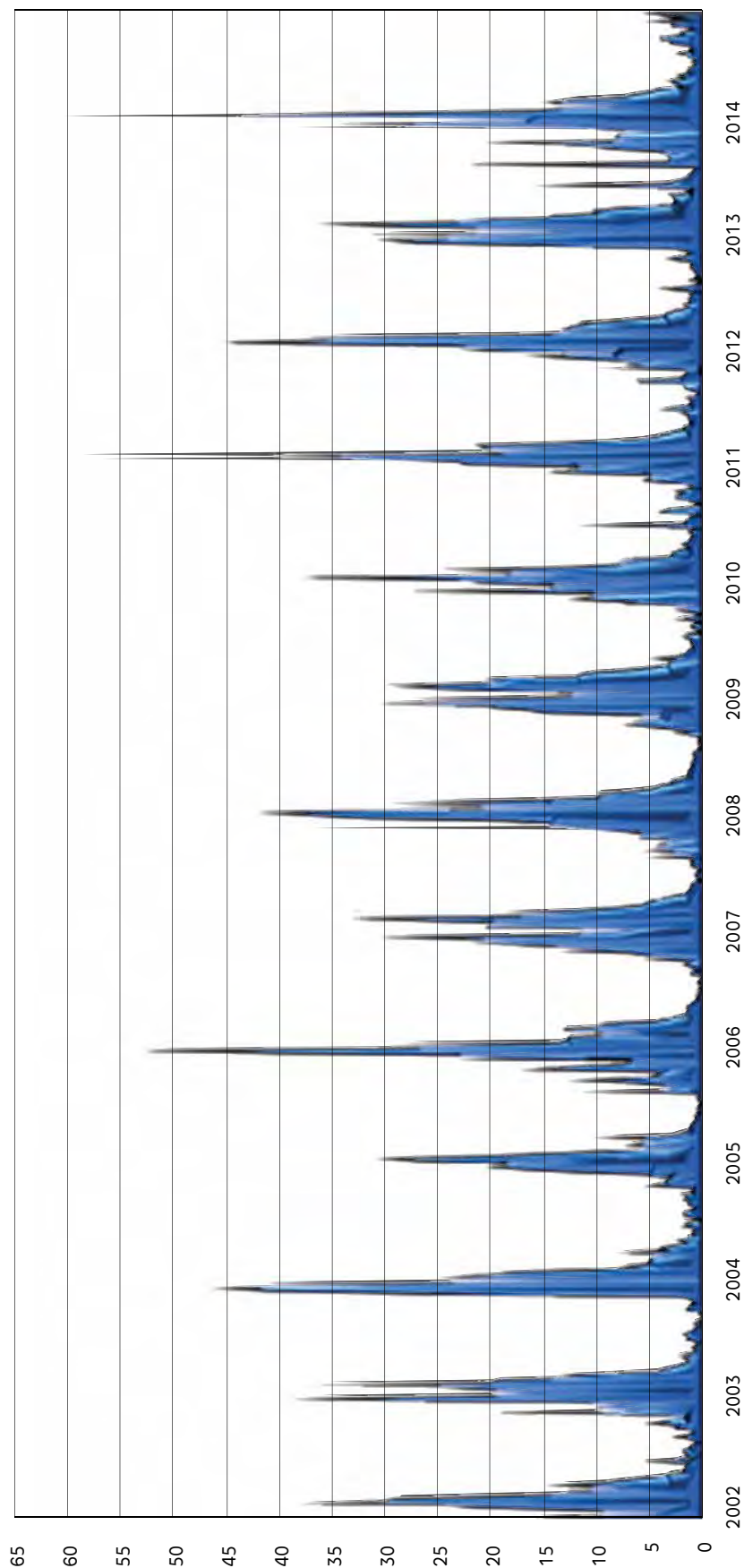
ANGOSTURA



CHOJILLA



EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m³/s) - PERIODO 2002- 2014



DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) - PERIODO 1996 - 2014

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Área Oriental	847.4	951.9	1,050.7	1,137.3	1,138.9	1,150.1	1,192.9	1,241.6	1,366.4	1,455.7	1,572.4	1,660.8	1,749.2	1,899.6	2,068.3	2,290.5	2,411.8	2,556.7	2,727.7
Área Norte	865.9	921.8	963.0	1,005.0	998.2	1,000.6	1,028.7	1,060.8	1,120.5	1,157.2	1,234.0	1,290.9	1,297.9	1,302.4	1,410.9	1,548.7	1,615.0	1,719.3	1,828.0
Área Centro-Sur	1,012.4	1,072.2	1,146.3	1,166.3	1,198.3	1,221.0	1,310.6	1,301.4	1,284.2	1,381.4	1,499.4	1,734.6	2,090.9	2,195.0	2,334.8	2,462.7	2,577.5	2,736.8	2,922.0
Total	2,725.8	2,945.9	3,160.0	3,308.6	3,335.5	3,371.7	3,532.2	3,603.8	3,771.0	3,994.3	4,305.8	4,686.4	5,138.0	5,397.0	5,814.0	6,301.9	6,604.3	7,012.8	7,477.7

DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) - PERIODO 1996 - 2014

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CRE	847.4	951.9	1,050.7	1,137.3	1,138.9	1,150.1	1,192.9	1,241.6	1,366.4	1,455.7	1,572.4	1,660.8	1,749.2	1,899.6	2,068.3	2,290.5	2,411.8	2,556.7	2,727.7
DELAPAZ	865.9	921.9	963.0	1,005.0	998.2	1,000.6	1,028.7	1,060.8	1,120.5	1,157.2	1,234.0	1,290.9	1,297.9	1,302.4	1,391.8	1,476.6	1,522.5	1,614.4	1,700.8
ELFEC	444.2	486.3	549.0	568.2	583.9	590.5	642.1	653.2	674.2	711.3	758.4	812.9	838.5	883.0	958.3	1,010.2	1,058.3	1,116.9	1,190.3
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	326.4	352.3	382.2	403.8	438.8	456.0
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	190.6	199.9	215.4	227.8	247.3	271.6
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	286.8	338.2	383.4	416.6	445.2	467.3
ENDE															19.1	72.2	92.5	110.1	146.0
SETAR																			23.7
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	508.2	486.0	471.5	471.0	483.4	494.1
Total	2,725.8	2,945.9	3,160.0	3,308.6	3,335.5	3,371.7	3,532.2	3,603.8	3,771.0	3,994.3	4,305.8	4,686.4	5,138.0	5,397.0	5,814.0	6,301.9	6,604.3	7,012.8	7,477.7

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERIODO 1996 - 2014

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Enero	217.1	241.5	258.5	269.1	283.8	277.5	294.4	298.0	311.6	324.7	346.3	371.0	424.4	442.2	464.9	515.6	554.8	595.0	602.8
Febrero	202.5	210.1	231.2	244.6	269.2	251.5	258.9	271.3	287.8	296.3	318.8	334.1	391.8	398.1	425.7	465.6	503.0	526.5	549.7
Marzo	225.5	241.1	265.2	282.3	277.5	285.1	295.4	295.9	324.3	337.2	366.1	388.2	428.5	449.9	505.5	506.3	564.3	585.0	606.3
Abril	217.0	241.6	259.0	266.8	271.7	276.4	293.1	293.1	308.1	328.9	346.7	373.1	419.8	444.7	467.4	515.4	534.5	569.1	614.9
Mayo	231.4	245.5	265.7	273.7	278.7	280.8	296.3	306.6	305.8	327.5	352.3	377.2	423.2	441.5	472.5	520.3	541.6	577.4	616.8
Junio	221.6	239.6	261.7	269.1	275.2	282.9	299.7	299.7	304.5	319.9	350.2	372.2	407.5	422.3	462.1	496.3	506.9	557.7	574.2
Julio	233.6	250.2	273.7	279.3	277.6	282.5	299.6	308.2	314.3	334.5	360.4	383.9	438.2	452.1	483.4	518.7	538.3	576.4	611.7
Agosto	234.2	252.5	270.3	276.0	282.6	292.0	302.2	308.2	316.0	346.2	370.3	396.6	439.8	455.3	479.7	536.8	558.6	584.4	630.9
Septiembre	236.7	252.4	261.4	283.0	274.6	280.3	294.0	308.0	331.4	360.5	414.2	426.6	458.8	500.7	540.1	562.1	582.0	617.3	700.2
Octubre	238.5	263.7	276.4	294.5	290.8	298.6	313.7	308.4	331.4	348.0	381.7	436.7	450.4	477.4	520.0	557.4	594.6	617.3	700.2
Noviembre	229.9	249.3	264.7	281.4	274.8	282.9	298.1	300.6	317.3	344.1	371.3	412.8	440.0	475.0	504.4	557.4	566.6	606.0	647.5
Diciembre	237.8	258.3	272.1	288.9	279.0	288.8	303.6	305.8	331.2	355.7	381.2	426.3	447.8	479.7	527.7	571.5	578.8	635.9	664.8
Total	2,725.8	2,945.9	3,160.0	3,308.6	3,335.5	3,371.7	3,532.2	3,603.8	3,771.0	3,994.3	4,305.8	4,886.4	5,138.0	5,397.0	5,814.0	6,301.9	6,604.3	7,012.8	7,477.7

DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERIODO 1996 - 2014

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Total	544.6	583.7	622.7	644.3	644.9	646.8	674.3	684.1	704.8	759.1	813.1	895.4	898.7	939.4	1,009.4	1,067.4	1,109.0	1,201.8	1,298.2

CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERIODO 1996 - 2014

Empresa	Centrales	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 (3)	2013	2014
Hidroeléctricas																				
COBEE	Zongo y Achachicalla (4)	118.6	136.9	153.1	183.1	183.1	182.9	183.3	166.8	166.8	168.0	187.6	187.6	188.4	188.4	188.8	188.0	188.0	188.0	177.5
CORANI	Santa Isabel y Corani	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	127.8	144.9	144.9	147.0	147.0	149.9	149.9	148.7	148.7	148.7	148.7	148.7
COBEE	Miguelas	18.4	18.4	18.4	18.3	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.0	18.0	21.1	20.9	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1
ERESA	Yura (1)	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.0	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0
SYNERGIA	Kanata	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
HB	Taqesi	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
SDB	Quehata	263.0	281.3	298.4	335.8	335.7	354.6	444.3	428.1	446.3	448.3	469.7	471.6	478.3	478.1	476.4	476.0	476.1	475.7	465.2
Eólicas																				
CORANI	Qolipana																			3.0
Subtotal																				
Biomasa																				
GBE	Guabirá											16.6		16.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
EGSA	Unagiro (5)												16.6	16.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	27.5
Subtotal																				
Termoeléctricas (a temperatura media anual)																				
EGSA	Guaracachi	168.0	168.0	168.2	287.7	287.7	268.5	249.4	248.8	248.8	248.8	253.9	317.2	317.2	271.0	267.7	267.7	321.6	322.1	322.1
EGSA	Santa Cruz														43.3	42.3	42.3	38.4	38.4	38.4
VHE	Carrasco	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	109.8	134.2	124.0	124.0	124.0
VHE	Valle Hermoso	74.3	74.3	74.6	74.3	74.3	74.3	74.3	74.3	74.3	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.3	74.3	107.7	107.7	107.7
VHE	El Alto																	16.2	46.2	46.2
EGSA	Aranjuez	37.5	37.5	37.5	37.5	32.1	32.1	32.1	32.1	32.0	32.1	39.2	38.4	43.2	43.2	36.7	36.7	35.4	35.4	35.4
CECBB	Bulo Bulo																	89.6	87.3	130.6
EGSA	Karachiapampa	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.2	14.2	13.9	13.9	14.4	14.4	13.5	13.4	13.4
COBEE	Kenko	18.0	18.0	17.6	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.6	18.7	18.7	17.8	17.8	17.8
ENDEANDINA	Entre Rios																	98.1	98.1	98.1
ENDEANDINA	Del Sur																	158.7	158.7	158.7
ENDE GEN.	Moxos																	25.7	(2) 24.3	32.9
ENDE GEN.	Trinidad																	2.0	2.9	2.9
Subtotal																				
Total		424.0	424.0	424.1	543.7	625.8	589.5	531.5	552.5	589.5	589.5	601.0	663.5	668.0	665.7	760.7	812.8	887.7	926.1	1,119.0
Total		687.0	705.3	722.5	879.5	961.5	924.1	975.8	980.6	1,035.8	1,037.7	1,070.7	1,151.7	1,162.3	1,164.9	1,258.1	1,309.8	1,384.8	1,422.8	1,614.7

- (1) Se incorpora al MEM en mayo de 2001.
- (2) No se consideran las 6 unidades siniestradas en julio de 2012 (MOSS09 - MOS14).
- (3) A partir de la gestión 2012, se considera la capacidad de generación de centrales termoeléctricas a temperatura máxima anual.
- (4) No se considera la capacidad de Central Sainani debido a inundación en marzo 2014.
- (5) Se considera como potencia asegurada a partir de noviembre 2014.

PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERIODO 1996 - 2014

Empresa	Centrales	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Hidroeléctricas																				
COBEE	Zongo y Achachicala	710.0	705.2	702.4	783.2	936.8	1,035.4	1,005.7	736.1	870.8	830.7	896.9	981.8	903.3	921.5	950.6	990.0	940.9	1,000.1	887.0
CORANI	Santa Isabel y Corani	535.5	688.0	610.9	739.9	768.5	848.6	838.3	811.8	816.0	627.5	804.3	784.0	861.7	817.3	699.1	795.3	810.7	929.5	923.4
COBEE	Piquillas	122.8	113.9	123.8	109.8	106.3	120.3	113.4	100.2	110.9	104.8	111.3	96.2	102.6	107.5	109.5	108.5	114.9	114.4	108.0
ERESA	Yura (*)	56.8	64.5	59.0	18.6	14.9	71.1	69.3	58.1	62.4	66.4	73.7	65.2	72.3	74.7	71.8	73.2	77.7	77.8	85.1
SYNERGIA	Kanata	11.0	22.3	25.9	18.1	21.1	22.0	21.1	21.1	22.0	16.3	21.5	17.2	20.5	15.6	14.1	19.3	20.8	16.4	19.8
HB	Taqlesi	2.1	6.5	6.8	7.0	137.5	241.8	247.3	295.4	223.6	348.8	316.7	322.8	302.9	333.7	350.6	369.2	202.5		
SDB	Quehata	1,425.1	1,571.6	1,498.1	1,669.1	1,855.6	2,106.2	2,182.3	1,969.2	2,129.4	1,941.1	2,131.4	2,294.2	2,280.5	2,284.3	2,151.4	2,324.2	2,322.4	2,514.9	2,233.0
Eólicas																				
CORANI	Qolpana (**)																		0.0	8.2
Biomasa																				
GBE	Guabirá													14.2	39.3	59.7	58.2	64.0	64.5	65.7
EGSA	Unagro													10.6						
Subtotal																				
		14.2	39.3	59.7	58.2	64.0	64.5	79.5	65.7											
Termoeléctricas																				
EGSA	Guaracachi	798.5	647.2	755.4	889.5	762.0	684.4	705.0	951.6	774.1	877.8	965.5	1,026.8	1,288.4	1,256.0	1,147.0	1,262.6	1,551.8	1,820.2	1,764.4
EGSA	Santa Cruz													123.4	134.4	160.2	188.5	133.5	40.0	74.0
VHE	Carrasco	135.1	573.2	655.7	504.8	356.6	106.7	161.3	123.8	320.4	532.2	664.8	648.6	664.6	622.0	743.1	617.0	772.6	667.6	815.8
VHE	Valle Hermoso	289.2	120.2	204.0	131.4	221.3	31.2	1.7	35.6	41.9	144.0	152.9	182.6	182.0	332.6	412.3	375.5	441.4	438.9	458.9
VHE	El Alto																	57.8	211.3	182.6
EGSA	Aranuez	136.3	85.9	133.1	131.1	128.5	107.5	119.6	130.3	103.1	113.6	99.0	158.4	171.6	176.5	180.2	190.3	191.7	158.7	168.4
CECB	Bulo Bulo (**)													440.1	633.6	630.7	652.5	653.2	396.0	491.2
EGSA	Karachiampa	72.9	96.7	51.8	58.1	30.9	45.6	37.4	51.8	32.3	3.0	42.2	69.7	78.4	96.3	80.7	79.5	60.3	85.0	61.0
COBEE	Kenko	32.0	34.6	39.5	48.5	23.6	29.1	3.8	30.5	22.7	28.4	41.9	66.6	33.5	71.3	94.4	101.0	103.0	45.9	90.5
ENDE ANDINA	Entre Rios																			
ENDE ANDINA	Del sur																			
ENDE GEN	Moxos																			
ENDE GEN	Trinidad																			
Subtotal																				
		1,464.0	1,557.8	1,839.5	1,763.5	1,611.4	1,422.9	1,513.3	1,821.2	1,829.7	2,247.7	2,375.0	2,592.8	3,052.2	3,308.7	3,875.9	4,223.2	4,553.5	4,753.4	5,519.0
Generación Total																				
		2,889.1	3,129.3	3,337.6	3,432.6	3,467.0	3,529.1	3,695.6	3,790.4	3,959.0	4,188.8	4,506.3	4,901.3	5,372.0	5,632.7	6,085.5	6,611.4	6,940.4	7,347.7	7,836.4

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

(**) Durante el mes de diciembre de 2013, Corani y CECBB efectuaron pruebas previas a la operación comercial del Sistema Edico Qolpana y la unidad BUL03 respectivamente, considerándose un valor estimado para la generación del Sistema Edico Qolpana.

TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERIODO 1998 - 2014

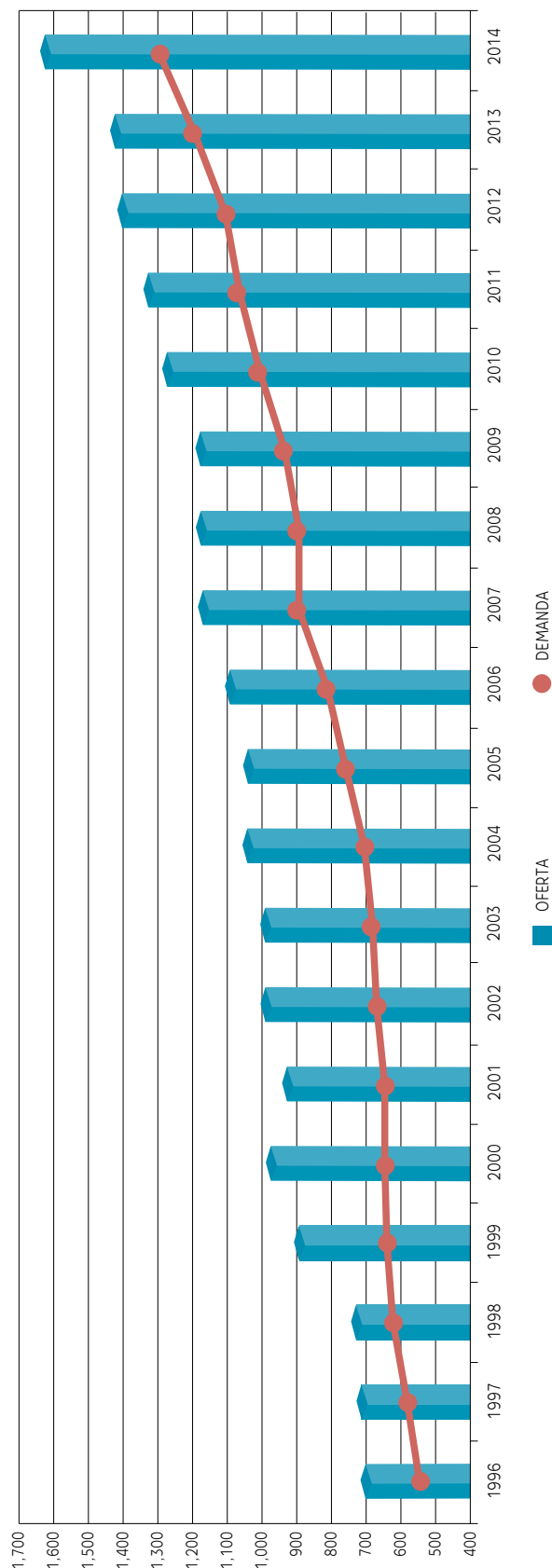
GESTIÓN	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MINUTOS	86.0	76.0	85.0	23.0	30.0	69.6	28.2	104.6	20.5	68.7	24.3	33.2	121.1	103.4	35.2	30.8	76.2

OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2014

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
POTENCIA DE PUNTA (MW)	544.6	583.7	622.7	644.3	644.9	646.8	674.3	684.1	704.8	759.1	813.1	895.4	898.7	939.4	1,009.4	1,067.4	1,109.0	1,201.8	1,298.2
CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	687.0	705.3	722.5	879.5	961.5	924.1	975.8	980.6	1,035.7	1,037.7	1,070.7	1,151.7	1,162.3	1,164.9	1,258.1	1,309.8	1,384.8	1,422.8	1,614.7

Nota: - A partir de la gestión 2012, se considera la capacidad de generación de centrales termoeléctricas a temperatura máxima anual.

OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2014



COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN
PERIODO 1998 - 2014

AÑO	FECHA	ÁREAS	DURACIÓN MIN.
1998	15-Nov	POTOSÍ	27
1999	7-Nov	SUCRE	5
	26-Nov	SUR	55
	23-Dic	ORIENTAL	14
	29-Dic	SUCRE	5
2000	2-Feb	NORTE	45
	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
2001	18-Mar	SUR	37
	20-Sep	SUCRE	3
2002	29-Jul	NORTE	8
	13-Ago	ORIENTAL	9
2003	20-Mar	ORIENTAL	23
	18-Jul	CENTRAL, SUR, NORTE	47
	24-Oct	NORTE	8
	26-Nov	NORTE, CENTRAL	29
2004	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
2009		SIN COLAPSOS	0
2010	1-Jul	SUCRE	314
2011		SIN COLAPSOS	0
2012		SIN COLAPSOS	0
2013	6-Abr	COCHABAMBA	32
	14-Jul	ORURO	22
	5-Dic	NORTE, TRINIDAD	29
2014	21-Nov	ORURO	10
	8-Dic	ORIENTAL	23

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERIODO 1996 - 2014

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
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	17.0	17.6	18.2	18.0	15.7	17.2

PRECIOS SPOT SIN IVA PERIODO 1996 - 2014

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
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	17.5	18.2	18.8	18.7	16.3	18.0
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	6.1	7.4	7.6	7.7	8.0	8.9
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	3.5	3.3	3.2	3.2	3.5	3.4
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	37.1	40.0	40.8	40.8	39.7	43.7

PRECIOS SEMESTRALES - PERIODO 1996 - 2014

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 05 - 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
Nov 08 - Abr 09	16.0	5.0	3.6	33.9
May 09 - Oct 09	18.5	6.7	3.5	39.1
Nov 09 - Abr 10	17.1	6.7	3.3	38.2
May 10 - Oct 10	18.7	7.4	3.3	40.6
Nov 10 - Abr 11	17.7	7.7	3.3	40.5
May 11 - Oct 11	20.4	7.5	3.3	41.9
Nov 11 - Abr 12	17.8	7.8	3.1	39.7
May 12 - Oct 12	19.9	7.7	3.3	41.9
Nov 12 - Abr 13	16.5	7.9	3.5	39.9
May 13 - Oct 13	16.2	8.1	3.6	39.6
Nov 13 - Abr 14	17.7	7.8	3.1	41.0
May 14 - Oct 14	18.3	9.7	3.6	45.3

LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERIODO 1996 - 2014

EMPRESA	TEN. KV	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
TDE	69	Aranjuez - Mariaca	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	
		Aranjuez - Sucre											12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	
		Don Diego - Karachipampa	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	
		Don Diego - Mariaca	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	
		Karachipampa - Potosí	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	
		Potosí - Punutuma							73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2			
	115	Subtotal	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	173.3	173.3	173.3	173.3	185.3	185.3	185.3	185.3	185.3	185.3	185.3	185.3	112.1	112.1	112.1
		Caranavi - Chuspipata																63.9	63.9	63.9	63.9	
		Chuspipata - Tap Chuquiaguillo																42.1	42.1	42.1	42.1	
		Arocagua - Santa Isabel	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6			
		Arocagua - Valle Hermoso I	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	
		Arocagua - Valle Hermoso II																		5.4	5.4	5.4
		Bolognia - Cota Cota																				5.1
		Bolognia - Tap Bahai																				2.3
		Catavi - Ocuri	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8
		Catavi - Sacaca	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4
		Catavi - Vinto	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7			
		Cataricagua - Catavi																		33.0	33.0	33.0
		Corani - Arocagua																		38.1	38.1	38.1
		Corani - Santa Isabel	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
		Corani - Valle Hermoso I	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5		
		Corani - Valle Hermoso II	45.0																			
		Cota Cota - Kenko																				15.7
		Pampahasi - Tap Bahai																				2.2
		Pampahasi - Tap Chuquiaguillo																				4.1
		Kenko - Senkata	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2
		Ocuri - Potosí	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4
		Potosí - Punutuma																		73.2	73.2	73.2
		Punutuma - Atocha															104.4	104.4	104.4	104.4	104.4	104.4
		Sacaba - Arocagua																			14.9	14.9
		Santa Isabel - San José	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9
		Santa Isabel - Sacaba																			31.4	31.4
		Senkata - Vinto	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4										
		Senkata - Mazocruz											7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8
		Tap Coboce - Sacaca	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9
		Tap Coboce - Valle Hermoso	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5
		Valle Hermoso - Vinto	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0
		Valle Hermoso - Vinto II	142.8																			
		Vinto - Cataricagua																		43.7	43.7	43.7
		230	Subtotal	1,051.0	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	669.6	669.4	669.4	669.4	773.8	879.9	879.9	953.1	953.8
	Carrasco - Chimoré		75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3
	Carrasco - Guaracachi		179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	
	Carrasco - Warnes																					162.1
	Carrasco - Santiváñez														225.6	225.6	225.6	225.6	225.6	225.6	225.6	
	Chimoré - San José		78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8
	Mazocruz - Vinto Capacitor												193.4	193.4	193.4	193.4	193.4	193.4	193.4	193.4	193.4	
	San José - Valle Hermoso			59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6
	Santiváñez - Vinto												122.3	123.7	123.7	123.7	123.7	123.7	123.7	123.7	123.7	123.7
	Valle Hermoso - Santiváñez												24.2	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7
	Valle Hermoso - Vinto			142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8										
	Warnes - Guaracachi																					50.3
	ISABOL	Subtotal	333.1	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	732.6	732.5	958.2	958.2	958.2	958.2	958.2	958.2	958.2	958.2	
		Total TDE	1,484.2	1,498.8	1,498.8	1,498.8	1,498.8	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,587.5	1,587.3	1,812.9	1,812.9	1,917.3	2,023.4	2,023.4	2,023.4	2,024.1	2,086.8	
230	Carrasco - Arboleda														102.0	102.0	102.0	102.0	102.0	102.0		
	Carrasco - Urubó											164.0	164.0	164.0								
	Santiváñez - Sucre											246.0	246.0	246.0	246.0	246.0	246.0	246.0	246.0	246.0		
	Sucre - Punutuma											177.0	177.0	177.0	177.0	177.0	177.0	177.0	177.0	177.0		
	Urubó - Arboleda														62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0		
	Subtotal											587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0		
Total ISABOL											587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0		
ENDE	115	Bolognia - Cota Cota															5.1	5.1	5.1	5.1		
		Bolognia - Tap Bahai															2.3	2.3	2.3	2.3		
		Caranavi - Yucumo															104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	
		Cataricagua - Lucianita																		4.9	4.9	
		Cota Cota - Kenko																				
		Pampahasi - Tap Bahai																				
		Pampahasi - Tap Chuquiaguillo																				
		San Borja - San Ignacio de Moxos																138.5	138.5	138.5	138.5	
		San Ignacio de Moxos - Trinidad																84.8	84.8	84.8	84.8	
		Yucumo - San Borja																40.4	40.4	40.4	40.4	
		Subtotal																397.6	397.6	397.6	402.4	373.1
	230	Las Carreras - Tarija																			74.2	74.2
		Punutuma - Las Carreras																			181.1	181.1
		Tarija - Yaguacua																				138.0
	Subtotal																				255.4	393.4
	Total ENDE																	397.6	397.6	397.6	657.8	766.4
Total General			1,484.2	1,498.8	1,498.8	1,498.8	1,498.8	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,572.0	2,174.5	2,174.3	2,399.9	2,399.9	2,504.3	3,007.9	3,007.9	3,007.9	3,268.9	3,440.3	

AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2014

EMPRESAS DE GENERACIÓN		SIGLA
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 RIO ELÉCTRICO S.A.		ERESA
HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA S.A.		HB
SOCIEDAD INDUSTRIAL ENERGÉTICA Y COMERCIAL ANDINA		SYNERGIA
SERVICIOS DE DESARROLLO DE BOLIVIA S.A.		SDB
GUABIRÁ ENERGÍA S.A.		GBE
ENDE ANDINA S.A.M.		ENDEANDINA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - GENERACIÓN		ENDE
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN		
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD S.A.		TDE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA BOLIVIA		ISA
SAN CRISTÓBAL TESA		SCTESA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - TRANSMISIÓN		ENDE
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN		
COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACION		CRE
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LA PAZ S.A.		DELAPAZ
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
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - DISTRIBUCIÓN		ENDE
SERVICIOS ELÉCTRICOS TARIJA		SETAR
CONSUMIDORES NO REGULADOS		
EMPRESA MINERA INTI RAYMI S.A.		EMIRSA
EMPRESA METALÚRGICA VINTO		EMVINTO
COBOCE Ltda.		COBOCE
EMPRESA MINERA SAN CRISTÓBAL		EMSC

INFORMACIÓN GENERAL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2014

Producción Bruta Total de Energía	GWh	7,836.4
Producción Bruta de Energía Hidráulica	GWh	2233.0
Producción Bruta de Energía Térmica	GWh	5519.0
Producción Bruta de Energía con Biomasa	GWh	76.3
Producción Bruta de Energía Eólica	GWh	8.2
Capacidad Total de Generación SIN	MW	1,614.7
Capacidad de Generación Hidráulica en el SIN	MW	465.2
Capacidad de Generación Térmica en el SIN	MW	1,119.0
Capacidad de Generación con Biomasa en el SIN	MW	27.5
Capacidad de Generación Eólica en el SIN	MW	3.0
Inyecciones de Energía al STI	GWh	7,634.9
Inyecciones de Energía Hidráulica	GWh	2,166.7
Inyecciones de Energía Térmica	GWh	5,385.3
Inyecciones de Energía con Biomasa	GWh	75.0
Inyecciones de Energía Eólica	GWh	7.9
Consumo de Energía	GWh	7,477.7
Demanda Máxima de Potencia	MW	1,298.2
Total de Transacciones Económicas en el Mercado Spot	US\$ Miles	342,877.9
Número de Empresas de Distribución		8
Número de Consumidores No Regulados		4
Número de Empresas de Generación		12
Número de Empresas de Transmisión		4
Precio Medio Monómico en el Mercado Spot	US\$/MWh	43.65
Costo Marginal de Generación	US\$/MWh	17.22
Peaje Generadores	US\$/MWh	2.15
Peaje Consumidores	US\$/kW-mes	3.43

