



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

MINISTERIO DE  
**ENERGIAS**

**MEMORIA 2016**  
RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN

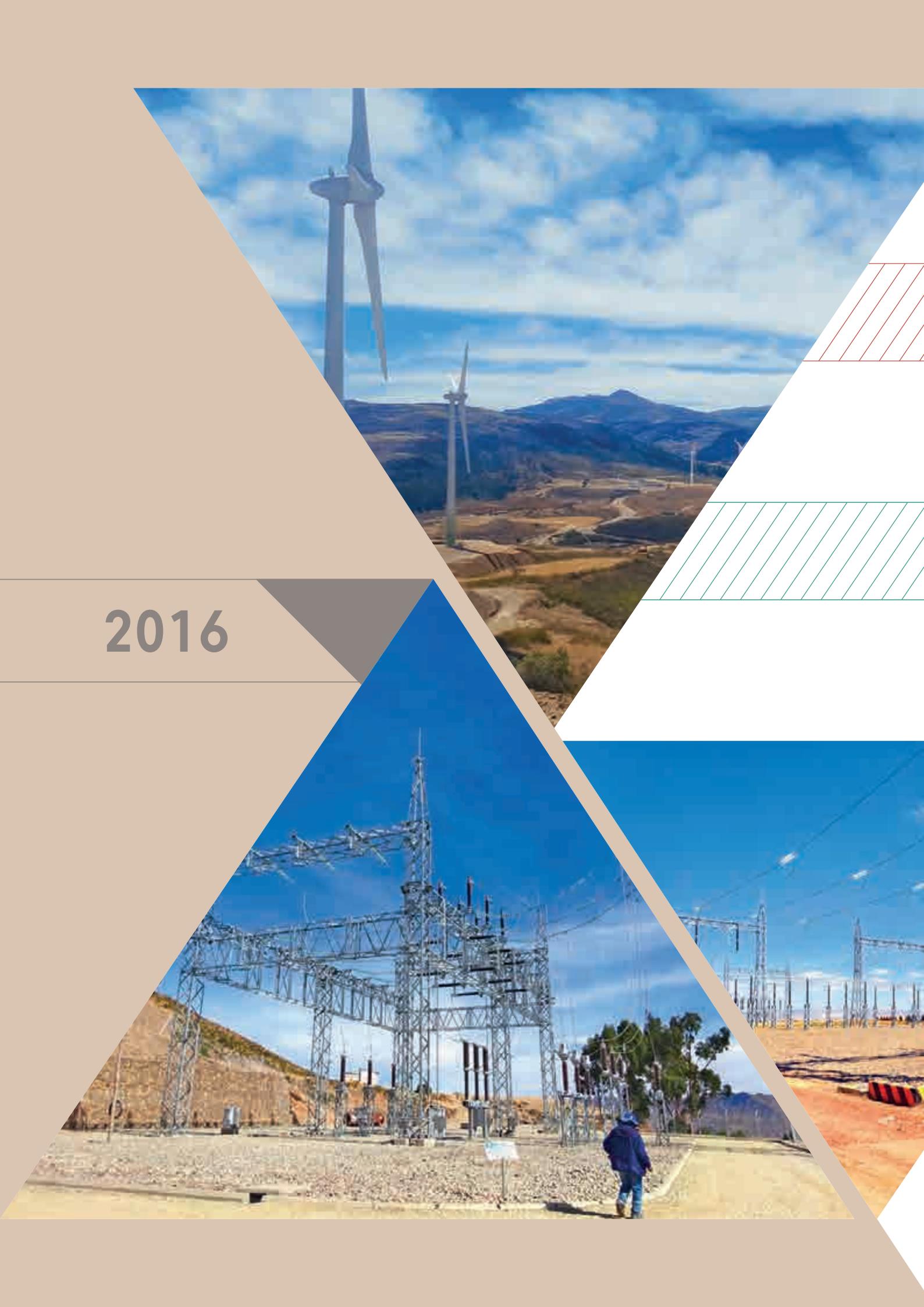
 **CNDC**  
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



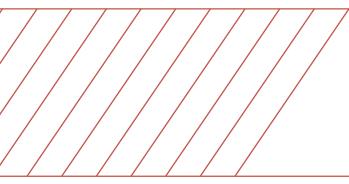
20  
AÑOS

*...de Integración Energética!*



The image is a collage of three distinct scenes. The top half features a wind farm with several turbines on a hillside under a blue sky with white clouds. The bottom half is divided into two triangles: a blue triangle on the left showing a large electrical substation with a worker in the foreground, and a white triangle on the right showing a construction site with a worker and some equipment. The year '2016' is printed in a large, bold, grey sans-serif font on the left side of the image.

2016



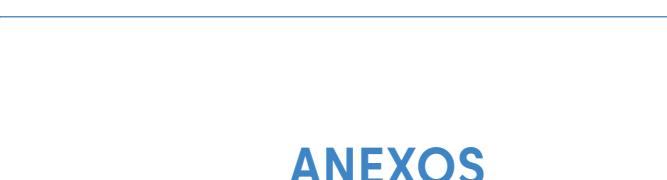
## MEMORIA ANUAL 2016



### RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN



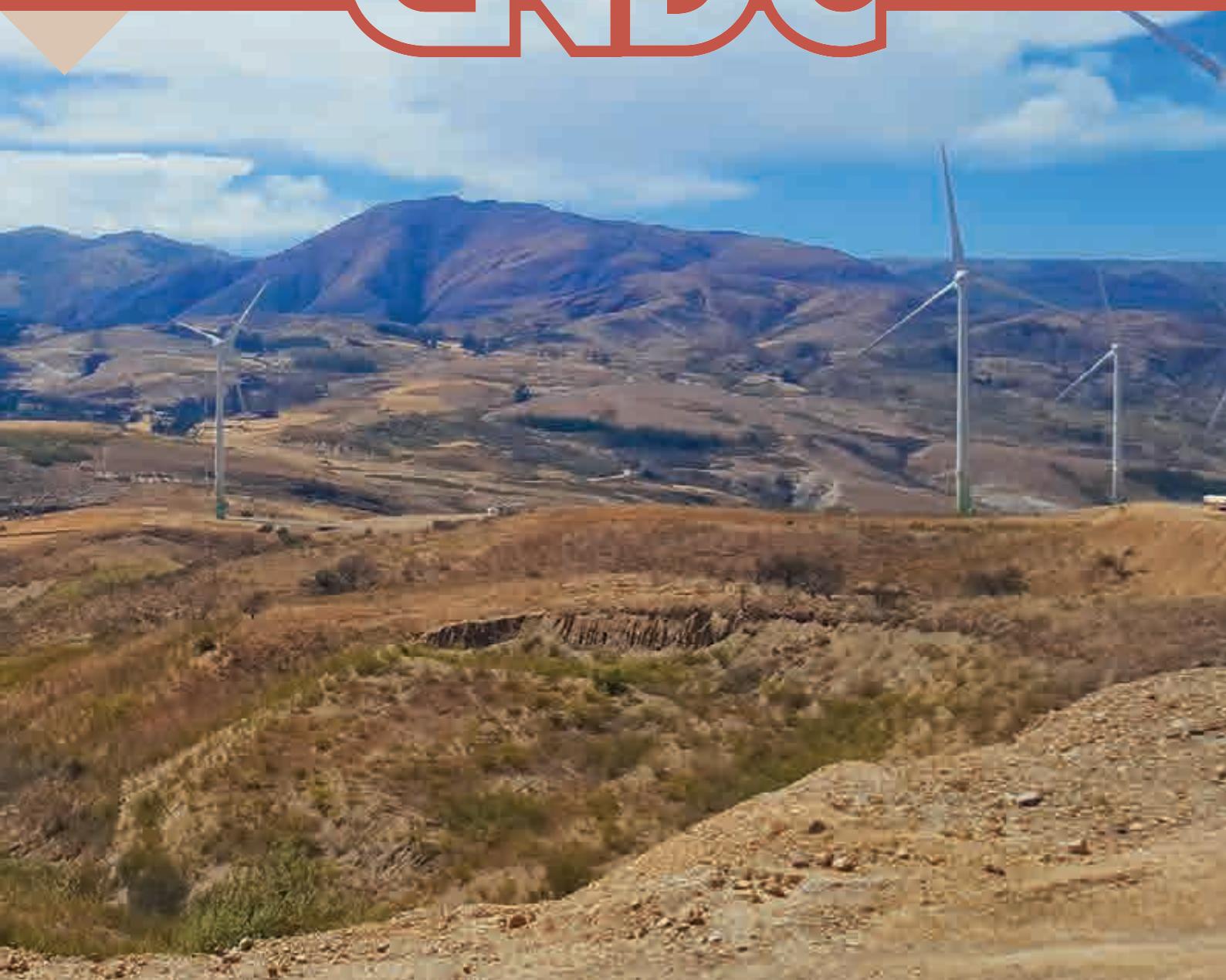
### ANEXOS





# MEMORIA ANUAL 2016

**CNDC**





**CONTENIDO**

<b>PRESENTACIÓN DEL PRESIDENTE DEL CNDC</b>	2
<b>PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC</b>	4
EL CNDC	4
CREACIÓN	4
ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES	4
ÓRGANO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DEL CNDC	6
FUNCIONES	6
RECURSOS OPERATIVOS	7
<b>MISIÓN, VISIÓN Y VALORES</b>	8
<b>CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2016</b>	9
CONTRIBUCIONES A CORTO PLAZO	10
CONTRIBUCIONES A MEDIANO Y LARGO PLAZO	11
ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE BOLIVIA 2030	11
IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN	13
INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL	13
OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES	14
LOGROS OPERATIVOS	16
PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	16
DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL	17
ANÁLISIS OPERATIVO Y CONFIABILIDAD	18
TRANSACCIONES ECONÓMICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM	19
SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL - SMEC	19
INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS	20
INFORME DETERMINACIÓN RESERVA ROTANTE	21
INFORME ÍNDICES DE CALIDAD DE TRANSMISIÓN	21
INFORME DE LA ESTADÍSTICA DE DESEMPEÑO DEL SIN	21
ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO	21
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 30	21
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 11	23
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 13	24
SUPERVISIÓN DE LA INCORPORACIÓN AL SIN DE NUEVAS INSTALACIONES	25
MEJORA EN LA NORMATIVA DEL SECTOR	26
NUEVA DENOMINACIÓN SOCIAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA GUARACACHI S.A.	27
NUEVA DENOMINACIÓN SOCIAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA VALLE HERMOSO S.A.	27
RESOLUCIONES DEL CNDC	28
UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	28
TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y PROCESOS	29
SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC	29
CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA	30
CAPACITACIÓN TÉCNICA IMPARTIDA	31
PARTICIPACIÓN EN ACTIVIDADES DEL SECTOR	31
<b>PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y LOGROS CORRESPONDIENTES</b>	33
<b>ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC</b>	36
<b>DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE</b>	37
<b>NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015</b>	44



## PRESENTACIÓN DEL **PRESIDENTE DEL CNDC**

Para el Comité Nacional de Despacho de Carga, en la gestión 2016 fueron importantes los resultados obtenidos para el Sector Eléctrico Boliviano, principalmente por las acciones oportunas de coordinación que fueron llevadas a cabo con las

diferentes empresas del sector, para precautelar la seguridad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico, mismas que han permitido mantener el suministro de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Es importante resaltar, que la transformación que se ha ido viviendo en el sector eléctrico durante los últimos años, con el cambio de la matriz energética a través de diferentes proyectos, que constituyen políticas y planes del Estado, basados en el concepto de vivir bien, dirigidos a mejorar la calidad de servicio que se brinda a los consumidores y garantizar el suministro interno en nuestro país, permitirá consolidar a Bolivia como el corazón energético de Sudamérica, a través de la exportación de excedentes.

Todo el personal Técnico, ha contribuido en el ingreso de nuevos proyectos entre los más importantes de la gestión 2016, podemos destacar el ingreso en operación comercial de la segunda fase del Parque Eólico Qollpana, incorporando 8 unidades Aerogeneradores con potencia instalada de 3 MW cada una, el ingreso en Operación Comercial de los excedentes de energía del Autoprodutor Empresa Azucarera San Buenaventura, la incorporación de la línea de Transmisión Sucre - Padilla 115 kV, la segunda terna de la línea de Transmisión Yaguacua - Tarija

230 kV, la línea de Transmisión Palca - Mazocruz 230 kV y la línea de Transmisión Sucre - La Plata - Potosí 115 kV,

Sin duda, se entiende que Bolivia está viviendo un momento histórico, que requiere la participación activa del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), principalmente por su experiencia en la Coordinación de la Operación del SIN, en la Administración del Sistema Eléctrico y en la Planificación de la Expansión del Sistema Interconectado Nacional; enfocando una visión que permita mantener los principios de calidad, transparencia, eficiencia, continuidad, adaptabilidad, neutralidad y sostenibilidad del Sector Eléctrico Boliviano.

El CNDC, al presentar las actividades cumplidas durante el 2016, reafirma su compromiso de apoyo técnico con el sector eléctrico y con el país, manifestando un serio convencimiento de que aún queda mucho por hacer entre todos y todas, vislumbrando un país de éxito con mejores oportunidades.

Ing. Fernando Ajhuacho Larrea  
Presidente del CNDC

# PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC

## El CNDC

El Comité Nacional de Despacho de Carga es una persona jurídica pública no estatal sin fines de lucro, que forma parte de la Industria Eléctrica Boliviana.

## CREACIÓN

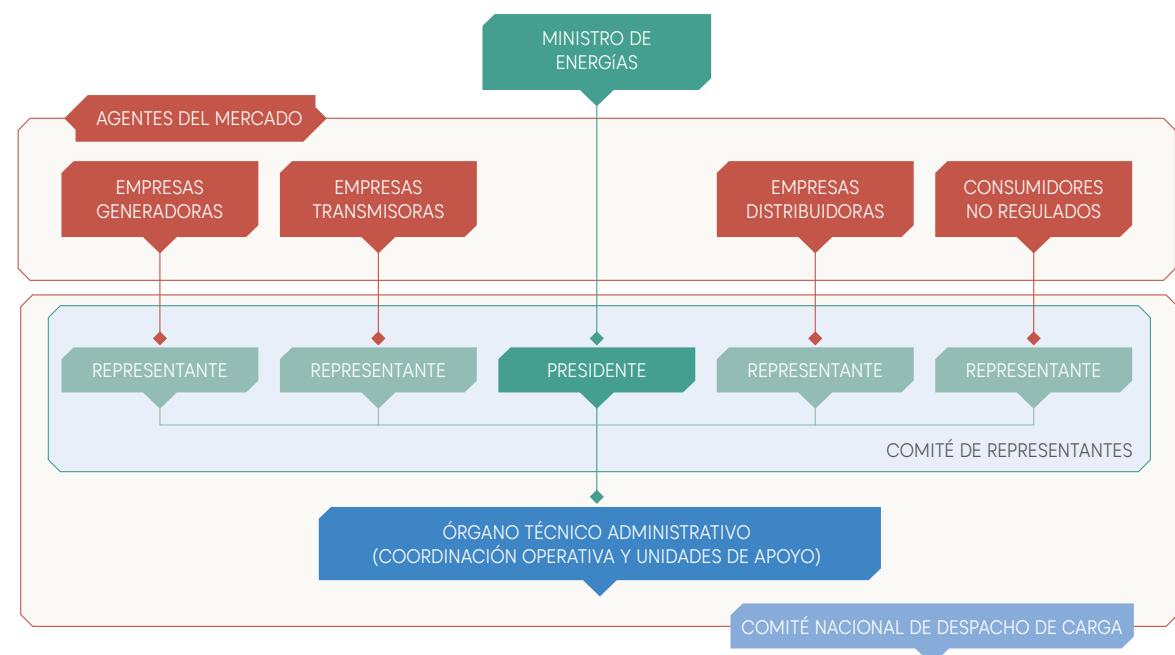
Fue creado según lo dispone el Artículo 18 de la Ley 1604 Ley de Electricidad de 21 de diciembre de 1994.

## ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES

Su organización y funciones han sido determinadas mediante el Artículo 19 de la Ley N° 1604 y Decreto Supremo N° 29624 “Reglamento de Funciones y Organización del CNDC” de fecha

02 de julio de 2008, Decreto Supremo N° 29894 de 07 de Febrero de 2009 y modificado por Disposición Final Segunda del Decreto Supremo N° 071 de fecha 09 de abril de 2009 del Estado Plurinacional de Bolivia, que establece que el Presidente del CNDC, es la máxima autoridad ejecutiva del CNDC, quien representa al Ministerio de Hidrocarburos y Energía (Ahora Ministerio de Energías) según D.S. -3070 del 09 de febrero de 2017 y ejerce la representación legal del mismo y es designado mediante Resolución Ministerial.

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



El Comité de Representantes está integrado por cinco miembros: el Presidente del CNDC, 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 2016

Presidente:	Ing. Hernán Jaldin Florero. (RM No. 115-14 de 04 de Junio de 2016)
	Ing. Fernando Ajhuacho Larrea. (RM No. 099-16 de 25 de Mayo de 2016)

Por las Empresas Generadoras enero a junio 2016

Titular:	Ing. Arturo Iporre Salguero
Alterno:	Ing. Ernesto Becerra Flores

Por las Empresas Generadoras junio a diciembre 2016

Titular:	Ing. Hugo Villarroel Senzano
Alterno:	Ing. Rafael Alarcón Orihuela

Por las Empresas Transportadoras enero a junio 2016

Titular:	Ing. Ramiro Mendizábal Vega
Alterno:	Ing. Luis Enrique Lara Menacho

Por las Empresas Transportadoras junio a diciembre 2016

Titular:	Ing. Arturo Iporre Salguero
Alterno:	Ing. Jorge Dulón Pérez

Por las Empresas Distribuidoras enero a diciembre 2016

Titular:	Ing. René Ustariz Aramayo

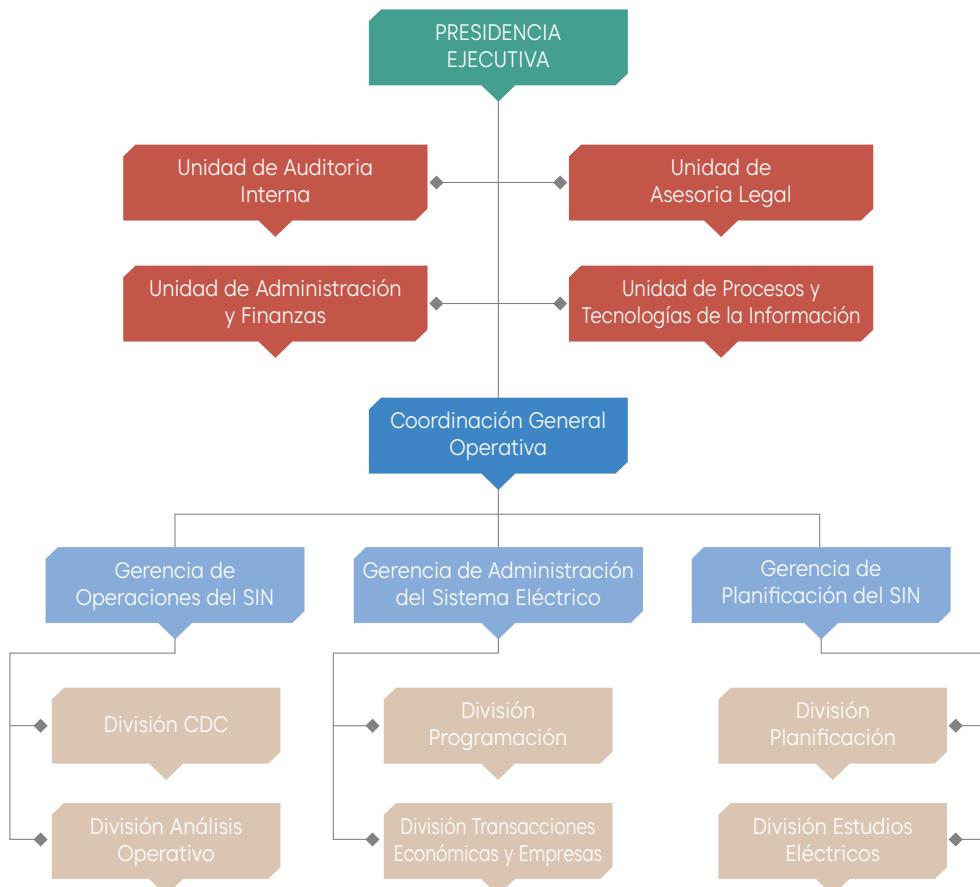
Por los Consumidores No Regulados enero a diciembre 2016

Titular:	Ing. Fernando Guzmán Navarro
Alterno:	Ing. 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 y administración de sistemas eléctricos; sistemas de medición y administración de transacciones económicas en mercados eléctricos, permitiendo responder a los exigentes desafíos de desempeño durante las 24 horas del día, los 365 días del año en un sistema eléctrico que crece de forma constante.



## FUNCIONES

El marco legal descrito, define las funciones del CNDC como importantes para un adecuado funcionamiento de la Industria Eléctrica en general y que deben estar acordes con las prioridades estratégicas de la Agenda del Estado Plurinacional de Bolivia.

Sus funciones más importantes son:

- Participar en la planificación de la expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) bajo las directrices del

Ministerio de Energías y la coordinación con ENDE; buscando el desarrollo y sostenibilidad de la industria eléctrica; promoviendo las condiciones de acceso universal al servicio de energía eléctrica.

- Operar el SIN en tiempo real de forma coordinada entre la generación, transmisión y la demanda de energía eléctrica.
- Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) estableciendo el balance valorado que resulte de la operación.

## Coordinación de Mantenimientos con Agentes del MEM

**RECURSOS OPERATIVOS**

El CNDC cuenta con una infraestructura de comunicaciones que cubre todos los nodos de interconexión del SIN, acceso a 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 la planificación, programación a corto, mediano y largo plazo, la operación en tiempo real, la medición comercial de energía y el análisis posterior al despacho de carga.

# 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 de 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 logre: 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”.

## PRINCIPIOS Y VALORES

El personal está comprometido con los principios del CNDC para poder brindar un servicio con integridad, lealtad, equidad, imparcialidad, transparencia, confidencialidad, responsabilidad y honestidad.

La conducta del equipo de trabajo del CNDC, se basa en valores éticos de: igualdad, dignidad, inclusión, solidaridad, respeto, confianza, compromiso, honradez, trabajo en equipo, vocación de servicio y adaptación al cambio.

## CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2016

Durante la gestión 2016, se han presentado condiciones operativas críticas que han afectado significativamente la operación, solo en el área Oriental, 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 este problema fue necesario solicitar a los Agentes transmisores, la operación del corredor en 230 kV al área Oriental por encima de su capacidad operativa nominal y cuando no hubo reserva operativa, se operó con regulación de voltaje y en una única oportunidad se debió realizar desconexión manual de carga. Para ello se contó con la oportuna respuesta de los Operadores, con lo que se pudo minimizar los efectos y el tiempo de restitución.



Presidencia

## CONTRIBUCIONES A CORTO PLAZO

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

### 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 déficit temporales de potencia mediante:
  - La priorización de la continuidad de servicio y seguridad del sistema, sobre el despacho económico.
  - En coordinación con ENDE Transmisión, se operó con 10 % de porcentaje de sobrecarga los autotransformadores de Subestación Guaracachi.
  - Por la indisponibilidad de unidades generadoras en central Guaracachi, fue necesario desconectar carga de forma

manual sólo en una oportunidad y por un periodo muy corto de tiempo.

- b) 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](http://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 generadoras 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 Coordinado 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.



# CONTRIBUCIONES A MEDIANO Y LARGO PLAZO

## ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE BOLIVIA 2030

En el marco de la planificación del sector eléctrico, la demanda de energía eléctrica de Bolivia fue proyectada para el periodo 2016 - 2030. Para la

proyección se utilizaron declaraciones de grandes consumidores, métodos econométricos, métodos basados en interpolación de tasas de crecimiento y métodos basados en la evolución del consumo específico por categorías.



Personal CNDC

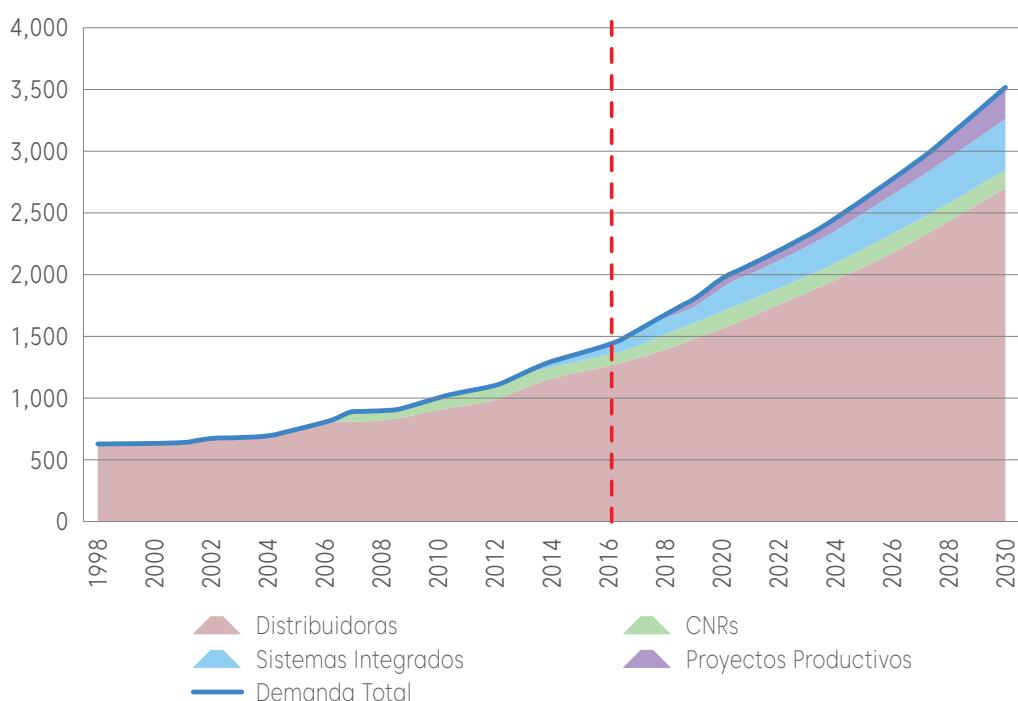
La proyección de la demanda de energía y potencia total del SIN al año 2030, se presenta en el siguiente cuadro:

### Proyección Demanda de Energía y Potencia Total del SIN

Año	Energía		Potencia	
	(GWh)	Tc	(MW)	Tc
2017	9,168	9.4%	1,552	8.2%
2018	9,963	8.7%	1,688	8.8%
2019	10,771	8.1%	1,806	7.0%
2020	11,738	9.0%	1,970	9.1%
2021	12,421	5.8%	2,084	5.8%
2022	13,056	5.1%	2,191	5.1%
2023	13,863	6.2%	2,321	5.9%
2024	14,752	6.4%	2,462	6.1%
2025	15,699	6.4%	2,620	6.4%
2026	16,708	6.4%	2,783	6.2%
2027	17,785	6.4%	2,953	6.1%
2028	18,932	6.5%	3,133	6.1%
2029	20,156	6.5%	3,325	6.1%
2030	21,460	6.5%	3,529	6.1%

El crecimiento tendencial de demanda se muestra en el siguiente gráfico:

**Demanda Total de Potencia - (MW)**



## 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.

Asimismo, con el objeto de definir acciones que permitan asegurar las transferencias de potencia en el corredor de transmisión entre Carrasco y Santivañez, en el marco de una planificación coordinada con ENDE, se ha recomendado la incorporación de la segunda línea Carrasco - Santivañez, para posibilitar un mejor aprovechamiento de la generación del sistema que se refleja en un menor costo de operación y consumo de gas natural, mayor flexibilidad en la operación en tiempo real y la programación de mantenimientos de unidades generadoras del sistema y respaldo ante posible retraso en el ingreso de los proyectos de generación ubicados en el occidente del país.

## 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:

- A solicitud del VMEEA y ENDE Corporación se ha participado en las reuniones de coordinación y en el análisis de las propuestas de interconexión con los mercados de Argentina y Perú mismos que fueron presentados al VMEEA como documentos base de análisis en las iniciativas de integración con dichos países.
- Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos (GOPLAN) en temas de integración y planificación energética regional así como en el Grupo Técnico de Organismos Reguladores (GTOR) en las propuestas para la adecuación del marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de la Comunidad Andina de Naciones (CAN).
- Participación en el Grupo de Trabajo Operadores y Administradores de Mercados - GT O&AM - CIER donde se han realizado los siguientes proyectos: Proyecto CIER 18 - Conclusión del estudio de referenciamiento "Benchmarking" de los operadores de la región, Proyecto CIER 21 - Estudio Casos de Integraciones Bilaterales y subregionales, Proyecto CIER 19 - Portal de Mercados y Proyecto CIER 20 - SIGER ATLAS.



Segundo Autotransformador Subestación Catavi - ENDE TRANSMISIÓN



## OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES

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

- Estudios energéticos y eléctricos para la incorporación de proyectos de Energías Alternativas al SIN (geotérmica, solar, eólica y biomasa) para contribuir al cambio de la matriz energética en el marco del Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) al año 2020.
- Participación en la conclusión del Estudio del Potencial Hidroeléctrico de Bolivia en su Primera Fase y en la elaboración de los Términos de Referencia y Bases de Contratación para la consultoría internacional del estudio en su Segunda Fase.
- Seguimiento a la regulación primaria de la frecuencia de las unidades generadoras del SIN, para verificar si contribuyen adecuadamente a la confiabilidad operativa del sistema (Octubre-Diciembre).
- Se ha desarrollado competencias en las áreas de hidroelectricidad, programación y modelación de la demanda, simulación energética y energías alternativas (eólico y solar), para analizar su incorporación al sistema eléctrico boliviano.
- Se participó en la clausura del curso de Prospectiva Energética "UDAPE, la ONU-DAES y el PNUD Bolivia" que consistía en la modelación de energía para fortalecer las capacidades analíticas para la formulación de políticas y estrategias económicas y de energía.
- Se participó de la entrega del Manual de Planificación Energética - OLADE, aplicado



a capacitar a funcionarios de los países seleccionados por OLADE.

- Se participó en los cursos de, “Capacitación sobre la herramienta “MAED” - OIEA”.
- Se participó en el curso regional sobre Análisis de la Demanda de Energía con la Herramienta de OIEA- MAED.
- Se participó en el curso regional de Sostenibilidad Energética - OIEA.
- Se participó en el curso IAEA's MESSAGE RLA2015/003.
- En coordinación con ENDE Corporación, se realizó la evaluación técnica que recomienda la incorporación de la segunda Línea Carrasco - Santivañez, para mejorar la confiabilidad de suministro eléctrico del sistema.
- Se dispone de datos georeferenciales digitales de las instalaciones existentes y proyectos eléctricos a ser considerados en la planificación del SIN.
- Se participó de reuniones con ENDE TRANSMISIÓN y SEPSA para la adecuación de

los interdisparos en Subestación Potosí, por el ingreso de las línea en 115 kV Sucre - La Plata - Karachipampa - Potosí.

- Se realizó un estudio, que determinó la necesidad de un Esquema de Desconexión Automática de Carga por bajo voltaje en Sucre y su posterior habilitación.
- Se realizó un estudio, que determinó modificaciones al Esquema de Desconexión Automática de Carga por bajo voltaje en el área Oriental, y su posterior habilitación.
- Se visitó la Central Guaracachi para conocer el estado de los trabajos correctivos de las Unidades N° 9 y N° 12.
- Se participó de reuniones informativas y de coordinación con personal de CRE, ENDE GUARACACHI y ENDE TRANSMISIÓN para los trabajos de la división de barras 69 kV de la Subestación Guaracachi.
- Se participó de la reunión convocada por la AE para tratar temas relacionados con el proyecto “Huaji - Caranavi”.

## 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 2016 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. La demanda anual de energía fue inferior a la prevista en 2.7 %, la demanda máxima coincidental registrada fue ligeramente inferior a la prevista en 0.36 %.

En general, los resultados permiten concluir que en el año 2016, en lo que respecta al margen de

reserva, el sistema operó en algunos períodos fuera de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) establecidas en la Normativa. También, en el 2016 se incorporaron los aerogeneradores (N° 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10) de la Central Qollpana Fase II (total 24 MW) a partir del 9 de septiembre de 2016 y los excedentes del Autoproductor Empresa Azucarera San Buenaventura - EASBA (3 MW) al SIN a partir del 15 de septiembre de 2016.

Por otra parte, se retiraron del parque de generación del SIN las unidades CJL01 y CJL02 de la Central hidroeléctrica Chojlla Antigua (0.867 MW) el 30 de diciembre 2016 de acuerdo a la Resolución AE N° 705/2016.

Además, 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 2016 fue del orden del 2.58%.

Segundo Autotransformador Subestación Catavi - ENDE TRANSMISIÓN



## DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL

La coordinación de la operación y el despacho de carga en tiempo real durante la gestión 2016, ha sido realizada de forma adecuada, lográndose mantener un suministro de energía seguro y confiable para todos los consumidores, a lo largo de todo el año, exceptuando aquellos originados principalmente por la indisponibilidad de unidades generadoras como ser:

- La indisponibilidad forzada de la unidad GCH12, debido a trabajos de inspección de cojinetes y alineación de condensador y turbina.
- La indisponibilidad forzada de la unidad BUL03, debido a falla en el sistema de control.
- La indisponibilidad forzada de la unidad BUL02, debido a falla en el sistema de control.
- La indisponibilidad forzada de la unidad de WAR02, debido a bajos niveles de aislación

en el arrollamiento fase B y anomalías mecánicas en el circuito magnético del estator del generador.

Otro factor que influyó de forma significativa en la oferta de generación, fue el registro de temperaturas altas en el área Oriental (Santa Cruz, Entre Ríos, Carrasco y Bulo Bulo), reduciendo la oferta de generación en los meses de septiembre a noviembre. Este factor más la indisponibilidad de la unidad generadora a vapor del ciclo combinado, obligó a operar las unidades generadoras del área Oriental sin reserva de potencia e inclusive desconectar el autotransformador de Subestación Arboleada y dos líneas en 69 kV de la red de CRE, para poder suministrar toda la demanda de la ciudad de Santa Cruz y áreas aledañas. Asimismo, entre los meses de julio y diciembre fue necesario operar en algunos periodos, la línea Warnes - Guaracachi, por encima de la capacidad nominal (10 %).

La operación en las condiciones mencionadas, exigió la realización de análisis eléctricos detallados a través de la Programación Semanal,

División Centro de Despacho de Carga



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. Así como de los trabajos de mantenimiento en los embalses de Taipicota y Zongo. Bajo estas condiciones, fue necesaria 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 2016 se destacan las acciones siguientes:

- Capacitación en: Cargo por Confiability, Despacho Económico e ideal, Liquidación de Contratos y Remuneración.
- Estudios eléctricos para resolver problemas en el SIN.

- Estudios eléctricos para la habilitación de un Esquema de Desconexión Automática de Carga por bajo voltaje en Sucre.
- Estudios eléctricos, para modificar el Esquema de Desconexión Automática de Carga por bajo voltaje en el área Oriental.
- Participación de reuniones con ENDE TRANSMISIÓN y SEPSA para la adecuación de los interdisparos en Subestación Potosí, por el ingreso de las líneas en 115 KV Sucre - La Plata -Karachipampa - Potosí.
- Participación de reuniones informativas y de coordinación con personal de CRE, ENDE GUARACACHI y ENDE TRANSMISIÓN para los trabajos de la división de barras 69 kV de la Subestación Guaracachi.
- Participación de reuniones convocada por la AE para tratar temas relacionados con el proyecto “Huaji - Caranavi”.
- Capacitación en las áreas de protecciones, estabilidad y energía renovable.

División Análisis Operativo



División Transacciones Económicas y Empresas



## 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.

## 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 la gestión 2016, 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 del Sistema de Medición Comercial, conformado por 216 puntos de medición.
- 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 telegestión de medidores PRIMEREAD.

Gerencia de Planificación del SIN



## INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

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

- Incorporación del Proyecto Geotérmica Laguna Colorada de 100 MW en Potosí al SIN.
- Incorporación de la central Fotovoltaica Yunchará de 5 MW en Tarija y Solar Uyuni 60 MW en Potosí.
- Comportamiento del sistema considerando la incorporación de la generación eólica de las centrales Warnes 21 MW, San Julián 36 MW y El Dorado 34 MW al SIN.
- Proyecto “Anillo Energético del Sur” con las líneas de transmisión Tarija - Las Carreras - Torre Huayco - Litio 230 kV, para garantizar el suministro de electricidad al proyecto Litio y mejorar la confiabilidad del área de Tupiza y Villazón.
- Proyecciones de gas natural 2016 - 2017 del parque termoeléctrico del SIN solicitadas por el VMEEA.

- Participación en las iniciativas y análisis de interconexiones con Argentina y Perú.

Asimismo, se realizaron las siguientes evaluaciones económicas:

- Informe CNDC 09/2016, que corresponde a la “Evaluación Económica del Proyecto Línea Transmisión Palca - Mazocruz 230 kV”, aprobado mediante Resolución CNDC 358/2016-3.
- Informe CNDC 28/2016, que corresponde a la “Evaluación Económica del Proyecto Línea Warnes - Urubó 230 kV”, aprobado mediante Resolución CNDC 363/2016-2.
- Informe CNDC 40/2016, que corresponde a la “Evaluación Económica del Proyecto Línea Bélgica - Los Troncos 230 kV”, aprobado mediante Resolución CNDC 364/2016-6.
- Informe CNDC 41/2016, que corresponde a la “Evaluación Económica del Proyecto Línea Warnes - Brechas 230 kV”, aprobado mediante Resolución CNDC 364/2016-7.

- Informe CNDC 51/2016, que corresponde a la “Evaluación Económica del Proyecto Línea Huaji - Caranavi 115 kV”, aprobado mediante Resolución CNDC 366/2016-3.
- Informe CNDC 58/2016, que corresponde a la “Evaluación Económica Ampliación Subestación Irpa Irpa 115 kV”, aprobado mediante Resolución CNDC 367/2016-5.
- Informe CNDC 62/2016, que corresponde a la “Evaluación Económica Subestación Villa Tunari 230 kV”, aprobado mediante Resolución CNDC 368/2016-2.

### INFORME DETERMINACIÓN RESERVA ROTANTE

Informe CNDC 39/16, que corresponde a la “Determinación de la Reserva Rotante para el Periodo Noviembre 2016 - Octubre 2017”, aprobado por el Comité de Representantes mediante Resolución CNDC 364/2016-5.

### 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 2015 - octubre 2016, mismo que fue aprobado por el Comité de Representantes mediante Resolución CNDC 368/2016-5 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 2016”, 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 los Informes del análisis eléctrico de los resultados de la programación de mediano

plazo para los periodos Mayo 2016 - Abril 2020 y Noviembre 2016 - Octubre 2020, a objeto de verificar mediante simulaciones, que la operación del sistema en los periodos mencionados, cumplen los requerimientos de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) tanto para condiciones normales de operación como de contingencia.

### 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 documentos:

- Informe CNDC N° 22/16 “Proyecto Línea Warnes - Urubó 230 kV”, que consiste en la construcción de la Línea desde la Subestación Warnes hasta Urubó en 230 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 362/2016-6.
- Informe CNDC N° 29/16 “Proyecto Línea de Transmisión Bélgica - Los Troncos 230 kV”, que consiste en la construcción de la Línea Bélgica - Los Troncos en 230 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 363/2016-3.
- Informe CNDC N° 31/16 “Proyecto Línea de Transmisión Warnes - Brechas 230 kV”, que consiste en la construcción de la línea doble terna Warnes - Brechas en 230 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 363/2016-5.
- Informe CNDC N° 35/16 “Proyecto Adecuación Barra Subestación Urubó 230 kV y salida Línea de Transmisión Urubó - Warnes 230 kV”, que consiste en la instalación de dos seccionadores en la Subestación Urubó para adecuar la Barra de 230 kV a una configuración de Barra Principal más Barra de Transferencia, aprobado mediante Resolución CNDC 364/2016-1.

- Informe CNDC Nº 38/16 “Proyecto Línea de Transmisión Caihuasi - Jeruyo 115 KV”, que consiste en la división de la Línea de Transmisión Valle Hermoso - Vinto 115 KV, mediante la construcción de la Subestación Caihuasi, la construcción de la Línea de Transmisión Caihuasi - Jeruyo 115 KV y la construcción de la Subestación Jeruyo 115 KV, aprobado mediante Resolución CNDC 364/2016-4.
- Informe CNDC Nº 45/16 “Proyecto Línea de Transmisión Huaji - Caranavi 115 KV”, que consiste en la construcción de la Línea Huaji - Caranavi en 115 KV, aprobado mediante Resolución CNDC 365/2016-4.
- Informe CNDC Nº 46/16 “Proyecto Ampliación de Barras 115 KV en Subestación Warnes”, que consiste en la ampliación de barras de patio en nivel de tensión 115 KV de la Subestación Warnes, aprobado mediante Resolución CNDC 365/2016-5.
- Informe CNDC Nº 47/16 “Proyecto Unidad 3 Quehata y Línea Eléctrica asociada a la Generación Quehata - Colquiri 69 KV”, que consiste en la ampliación de la capacidad de generación con la incorporación de la Unidad 3 en la Central Quehata y la construcción de la Línea Quehata - Colquiri en 69 KV, aprobado mediante Resolución CNDC 365/2016-6.
- Informe CNDC Nº 52/16 “Proyecto Ampliación de Barras 230 KV en Subestación Carrasco”, que consiste en la ampliación de barras de la Subestación Carrasco en nivel de tensión 230 KV, aprobado mediante Resolución CNDC 366/2016-4 y CNDC 367/2016-10.
- Informe CNDC Nº 53/16 “Proyecto Ampliación Subestación Irpa Irpa 115 KV”, que consiste en la ampliación de la Subestación Irpa Irpa 115 KV y la división de la Línea actual Valle Hermoso -Catavi 115 KV, aprobado mediante Resolución CNDC 366/2016-5.
- Informe CNDC Nº 56/16 “Proyecto Subestación Villa Tunari 230 KV”, que consiste en la construcción de la nueva Subestación



Reactor de Barra Subestación Yucumo - ENDE



Villa Tunari 230 kV que divide la Línea de Transmisión existente San José - Chimoré 230 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 367/2016-3.

- Informe CNDC Nº 64/16 “Proyecto Repotenciamiento Línea 230 kV Vinto - Santiváñez”, que consiste en el cambio del conductor por un haz de 2 conductores por fase de la Línea existente Vinto - Santiváñez en 230 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 368/2016-4.

#### INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA Nº 11

De acuerdo a la Norma Operativa Nº 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:

- Subestación Parque Eólico Qollpana Fase II - Primera Etapa.
- Línea de Transmisión Sucre - Padilla 115 kV.
- Subestación Padilla 115/24.9 kV.
- Línea Las Carreras - El Puente 24.9 kV.
- Bahía 115 kV y Transformador 25 MVA 115/24.9 kV en Subestación Tarija.
- Transformador 50 MVA 230/34.5 kV en Subestación Chimoré.
- Incorporación Subestación Taruca.
- Línea de Transmisión Warnes - Guapilo en 115 kV y Transformador en Subestación Guapilo.
- Subestación Laguna 69/10.5 kV.
- Línea de Transmisión Yaguacua - Tarija 230 kV - Segunda Terna.
- Transformador 50 MVA de EMDEECRUZ en Subestación Warnes.
- Transformador de 8 MVA 115/25 kV en Subestación San José.

- Reemplazo Transformador en Subestación San Borja.
- Central Eólica Qollpana Fase II - Etapa final.
- Instalación Transformador de 10 MVA en Subestación Kenko.
- Línea de Transmisión Palca - Mazocruz 230 KV.
- Reemplazo Transformador de 25 MVA en Subestación Yucumo.
- Transformador de 25 MVA 115/24.9 KV en Subestación Tarija - Etapa 1C.
- Transformador de 50 MVA 115/24.9 KV en reemplazo del Transformador de 25 MVA en Subestación Central.
- Segundo Transformador de 2.5 MVA en Subestación Corque.
- Línea de Transmisión Sucre - La Plata - Potosí 115 KV.
- Transformador Subestación Paracaya 115/24.9 KV 20 MVA.
- Instalación de Transformadores en Subestaciones Avicaya y Bombo.
- Transformadores Kilpani y Landara.
- Transformador T2 37 MVA 69/11 KV en Subestación Paraíso.
- Reemplazo Transformador 5 MVA por 12.5 MVA en Subestación Caranavi.
- Transformador de 50 MVA 115/26 KV en Subestación Arocagua.
- Transformador de 12.5 en Subestación Carrasco.
- Transformador de 25 MVA 115/24.9 KV en Subestación Palca.
- Subestación Chuquiaguillo 115/6.9 KV.
- Línea Rafael Urquidi - Colcapirhua 115 KV.
- Línea Radial Guapilo - Plan 3000 en 115 KV.

### INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 13

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

- Incorporación de los excedentes del Autoproducer Empresa Azucarera San Buenaventura (EASBA) al SIN.

Subestación Mazocruz - ENDE TRANSMISIÓN



## 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 2016; 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:

- Interconexión complementaria de Tarija al SIN en la Subestación Tarija - Montesud en alta tensión, 6.4 km, transformador de potencia N°2, 25 MVA, 115/24.9/10 KV - SETAR. (Operación Comercial desde el 14/12/2015).
- Línea de Transmisión Yucumo - San Buenaventura 115 KV, 118 km, reactor de barra, 5 MVAr - ENDE. (Operación Comercial desde el 28/12/2015)
- Bahía de línea 69 KV Aranjuez - ENDE TRANSMISIÓN. (Operación Comercial desde el 08/11/2015).
- Ampliación Subestación Cosmos 3ra etapa, Transformador de potencia, 20 MVA, 115/12.6 KV - DELAPAZ (Operación Comercial desde el 13/12/2015).
- Ampliación y mejoras Subestación Achacachi 69 KV, Transformador de potencia, 7.5 MVA, 69/6.9 KV, Transformador de potencia, 10 MVA, 69/24.9 KV - DELAPAZ. (Operación Comercial desde el 25 y 26/11/2015).
- Ampliación y mejoras de Subestación Viacha Pueblo, Transformador de potencia, 16 MVA, 69/6.9 KV - DELAPAZ (Operación Comercial desde el 25/10/2015).
- Seguridad Energética La Paz, Catacora - Avenida Arce en 115 KV, 2.16 km, Avenida Arce - Rosassani en 115 KV, 1.6 km, Cumbre - Avenida Arce en 115 KV, 13.7 km, transformador de potencia N° 1, 20 MVA, 115/7.27 KV, Transformador de potencia N° 2, 20 MVA, 115/7.27 KV - DELAPAZ (Operación Comercial desde el 28, 29 y 30/12/2015).
- Línea de Subtransmisión Socomani - Vinto 69 KV, 5.9 km - ELFEO. (Operación Comercial desde el 17/02/2016).
- Bahía 115 KV y Transformador 115/24.9 KV 25 MVA Subestación Tarija - Etapa 1A, Transformador de potencia N°2, 25 MVA, 115/24.9 KV - SETAR. (Operación Comercial desde el 13/03/2016).
- Línea de Transmisión Palca - Mazocruz 230 KV, 35.8 km - ENDE TRANSMISIÓN. (Operación Comercial desde el 12/06/2016).
- Línea de Transmisión Chaco - Tarija 230 KV segunda terna, 138 km, reactor de línea, 5 MVAr - ENDE. (Operación Comercial desde el 16/04/2016).
- Subestación Padilla 115/24.9 KV, Transformador de potencia, 25 MVA, 115/24.9/10.5 KV - CESSA (Operación Comercial desde el 30/01/2016).
- Parque Eólico Qollpana Fase II - Etapa 1, Transformador de potencia N° 1, 25 MVA, 115/24.9/10 KV - CORANI (Operación Comercial desde el 15/04/2016).
- Transformador N°2 en Subestación Velarde II 115 KV, 25 MVA, 115/24.9 KV - SEPSA (Operación Comercial desde el 21/04/2016).
- Reemplazo Transformador 6 MVA en Subestación Tupiza Transformador de potencia N° 2, 6 MVA, 69/6.63 KV - SEPSA. (Operación Comercial desde el 10/04/2016).
- Línea de Subtransmisión Aranjuez - Laguna 69 KV, 1.52 km y Subestación Laguna 69/10.5 KV, Transformador de potencia N° 1, 25 MVA, 69/10.5 KV - CESSA. (Operación Comercial desde el 06/04/2016).
- Líneas 115 KV Sacaba - Paracaya, 24.11 km y Paracaya - Qollpana, 67.69 km - ENDE TRANSMISIÓN. (Operación Comercial desde el 24/12/2015).

- Línea de Transmisión Sucre - Padilla 115 kV, 120.6 km - ENDE (Operación Comercial desde el 26/02/2016).
- Bahía 115 kV y Transformador 115/24.9 kV 25 MVA Subestación Tarija - Etapa 1C, Transformador de potencia N° 1, 25 MVA, 115/24.9 kV - SETAR (Operación Comercial desde el 18/06/2016).
- Instalación Transformador 115/24.9 kV en Subestación San José, Transformador de potencia N° 1, 8 MVA, 115/25 kV - ELFEC (Operación Comercial desde el 21/05/2016).
- Línea Warnes - Guapilo 115 kV, 27 km y Subestación Guapilo, Transformador de potencia N° 1, 37 MVA, 115/26.146 kV - CRE (Operación Comercial desde el 07/07/2016).
- Línea Sucre-La Plata-Potosí 115 kV, 106.37 km, línea de Transmisión La Plata -Karachipampa 69 kV, 6.17 km, autotransformador N° 1, 50 MVA, 115/69/10.5 kV, banco de capacitores en Subestación La Plata, 12 MVAr - ENDE TRANSMISIÓN (Línea Sucre - La Plata - Potosí 115 kV y banco de capacitores de Subestación La Plata (Operación Comercial desde el 09/07/2016), Autotransformador N° 1 115/69/10.5 kV de la Subestación La Plata y Línea La Plata - Karachipampa 69 kV. (Operación Comercial desde el 10/07/2016).
- Parque Eólico Qollpana fase II - Etapa 2, Transformador de potencia N° 2, 25 MVA, 115/24.9/10 kV, Aerogeneradores N° 03, N° 04, N° 05, N° 06, N° 07, N° 08, N° 09, N° 10, de 3 MW cada uno, transformadores de maquinas N° 03, N° 04, N° 05, N° 06, N° 07, N° 08, N° 09, N° 10, de 3.5 MVA, 24.9/0.4 kV cada uno- CORANI (Transformador N° 02 de 25 MVA, Operación Comercial desde el 25/05/2016, Aerogeneradores N° 03 al N° 10, Operación Comercial desde el 09/09/2016).
- Transformador de 25 MVA 115/34.5 kV Subestación San Borja, Transformador de potencia N° 1, 25 MVA, 115/34.5/10.5 kV - ENDE. (Operación Comercial desde el 21/05/2016).
- Transformador de 25 MVA 115/34.5 kV Subestación Yucumo, Transformador de potencia N° 1, 25 MVA, 115/34.5/10.5 kV - ENDE. (Operación Comercial desde el 15/06/2016).
- Subestación Palca 230/115 kV Etapa 2, autotransformador de potencia N° 1, 50 MVA, 230/115/10.5 kV - ENDE. (Operación Comercial desde el 04/04/2016).
- Segundo Autotransformador de 25 MVA 115/69 kV Subestación Catavi, autotransformador de potencia N° 1, 25 MVA, 120/72/10 kV, autotransformador de potencia N° 2, 25 MVA, 120/72/10 kV- ENDE TRANSMISIÓN. (Operación Comercial desde el 28/08/2016).
- Nuevo transformador de potencia 37 MVA 69/11 kV Subestación Paraíso, transformador de potencia N° 2, 37 MVA, 69/11 kV, banco de capacitores 3.6 MVAr, 10 kV- CRE (Operación Comercial desde el 16/10/2016).
- Reemplazo transformador T-8 Urutransfor en Subestación Velarde II, transformador de potencia N° 8, 12.5 MVA, 69/10 kV - SEPSA (Operación Comercial desde el 19/08/2016).
- Reemplazo de transformadores de potencia en Kilpani y Landara, transformador de potencia N° 1 en Central Kilpani, 5 MVA, 44/6.6 kV, transformador de potencia N° 1 en Central Landara, 5 MVA, 69/3 kV - RIO ELÉCTRICO (Transformador de potencia en Central Kilpani, Operación Comercial desde el 06/10/2016, Transformador de potencia de Central Landara, Operación Comercial desde el 24/10/2016).

## 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 27/04/2016 la AE emite la Resolución AE N° 195/2016, donde se aprueba la modificación de la Norma Operativa N° 6



“Restitución del Sistema Interconectado Nacional”.

- En fecha 25/05/2016 la AE emite la Resolución AE 253/2016, donde se aprueba la modificación de la Norma Operativa N° 13 “Tratamiento de Excedentes de Energía de Autoproductores”.
- En fecha 07/07/2016 la AE emite la Resolución AE N° 321/2016 donde se aprueba la modificación de la Norma Operativa N° 11 “Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN”.
- En fecha 16/12/2016 la AE emite la Resolución AE N° 669/2016 donde se aprueba la modificación de la Norma Operativa N° 8 “Sistema de Medición Comercial”.
- En fecha 16/12/2016 la AE emite la Resolución AE N° 670/2016 donde se aprueba la incorporación del Anexo 3 “Especificaciones

Técnicas de Relés de Frecuencia del EDAC”, correspondiente a la Norma Operativa N° 17 “Protecciones”.

#### NUEVA DENOMINACIÓN SOCIAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA GUARACACHI S.A.

La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) mediante Auto N° 821/2016 de fecha 7 de junio de 2016, dispuso el cambio de denominación social de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) por Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A. con sigla “ENDE GUARACACHI S.A.”.

#### NUEVA DENOMINACIÓN SOCIAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA VALLE HERMOSO S.A.

La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) mediante Auto N° 2280/2016 de fecha 14 de diciembre de 2016, dispuso el cambio de denominación social de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. por ENDE VALLE HERMOSO S.A.

## RESOLUCIONES DEL CNDC

Durante la gestión 2016, el Comité de Representantes al CNDC llevó a cabo 10 Sesiones Ordinarias y 4 Sesiones Extraordinarias, donde se emitieron 99 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 estructura organizativa acorde a las necesidades y objetivos empresariales, conforme a los lineamientos establecidos en el D.S. N° 29624, norma marco que regula su funcionamiento. Constituida como una empresa sin fines de lucro, de naturaleza pública no estatal, determina que los ingresos sean 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.

En la gestión 2016, 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 y Presupuesto 2016.

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 2016, 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 Energías, así como en ferias Interministeriales relacionadas con Energías Alternativas y otros.

En lo relacionado al manejo de los recursos económico - financieros, en la gestión 2016 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 y en estricto cumplimiento a la normativa interna del CNDC.



Subestación Palca - ENDE TRANSMISIÓN

Contribuyendo a mejorar las condiciones de salubridad del personal, se ha alcanzado el objetivo de independización del sistema de provisión de agua para las instalaciones del CNDC, a través de la conexión a la red de servicio público de agua potable - SEMAPA.

Se ha concluido con el proyecto de instalación del Sistema de Control de Acceso a las instalaciones del CNDC, automatizando el control de presencia del personal, brindando información en línea de asistencia y vacaciones a todos los usuarios.

## TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y PROCESOS

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.

El CNDC, en el marco de la automatización de sus procesos, ha continuado con la actualización de sus sistemas de información. 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.

En la gestión 2016, se ha establecido una infraestructura de TIC más confiable, mediante la renovación tecnológica de centro de datos, equipos personales, actualización de herramientas de soporte, seguridad, relevamiento y documentación de la estructura tecnológica.

Con el fin de consolidar las bases institucionales para el uso y soporte de las Tecnologías de la Información, se han actualizado y difundido las Políticas de TI.

Se ha colaborado en la implementación del proyecto del SAP - BO en la Unidad de Administración y Finanzas.

Se ha impulsado el nivel de automatización de los procesos estratégicos del CNDC.

Como parte de las funciones de la Unidad de Procesos y Tecnologías de la Información, se ha continuado con la actualización de la Normativa Institucional que rige al CNDC, se revisó el Reglamento Interno de Trabajo y se han incorporado actualizaciones de acuerdo a la Ley 348 "Violencia contra la mujer".

## SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC

Como resultado de auditoría efectuada por UNIT del Uruguay, en fechas 18 y 19 de mayo del 2016, dicha empresa ha emitido un informe de auditoría favorable, que permite al CNDC mantener la certificación de su Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001:2008.



## CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA

El CNDC, tiene como recurso más importante el factor humano, en la gestión 2016 se ha enfocado el potenciamiento del talento humano, a través de la aplicación de un plan de capacitación basado en las necesidades detectadas en las distintas áreas, esto ha permitido mejorar las contribuciones productivas del personal a la organización.

## CAPACITACIÓN TÉCNICA OPERATIVA

NOMBRE DEL EVENTO	ORGANIZADOR
Actualización del sistema de gestión y telemedida Primeread.	PRIMESTONE
Ánálisis de la demanda de energía con la herramienta de OIEA-MAED.	OIEA - MED
Capacity Building for renewable energies.	KOIKA
Confiabilidad, despacho económico e ideal, liquidación de contratos y remuneración del STN.	XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS
Control de generadores eléctricos empleando MATLAB-Simulink.	SIB - ENDE ANDINA
Estado actual y perspectivas futuras de los sistemas eléctricos.	CIGRE
Foro Bocier 2016: Operación del SIN en condiciones de emergencia y restitución.	BOCIER
Gestión de grandes proyectos hidroeléctricos.	PCR
Incorporación de energías renovables no convencionales en sistemas eléctricos.	VENTUS - SIEDA - Dr. Gómez
Interruptores de potencia.	SEDESEM BOLIVIA S.R.L.
Introducción protección de sistemas eléctricos.	UNIVESIDADE SEL
Reunión regional sobre indicadores de desarrollo energético sostenible OIEA -ARCAL CXLIII.	OIEA - MED
Seminario centrales hidroeléctricas.	SOCIEDAD ANTIOQUEÑA DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
Seminario Iberoamericano de energías renovables "SIBER IV".	CIER
Seminario Internacional "Energías Limpias y desafíos tecnológicos en Latinoamérica" (virtual).	BRACIER
Taller " Guía de Preinversión del subsector Hidroeléctrico".	BID
Taller capacitación en modelaje de energía PNUD/UN/UDAPE.	PNUD-UN-DESA-UDAPE-KTH
Técnicas de pruebas en cables de media y alta tensión con equipos de baja frecuencia VLF.	GMZBOL
WORKSHOP DE HVDC.	SIEMENS

## CAPACITACIÓN GENERAL

NOMBRE DEL EVENTO	ORGANIZADOR
Aplicación y llenado de los nuevos formularios IVA 200v3-IT 400v3 resumidos	JORGE NAVA & CIA.
Bancarización y llevado libros compras y ventas -IVA.	JORGE NAVA & CIA.
Cambios en el SFV y su efecto en la aplicación práctica.	PROEXCELENCIA
Capacitación en Tecnologías CISCO "Data Center Design&Deployment".	CISCO - INTEL
Comunicación por Internet.	AGITEC - MHE
Curso Auditores Internos - SGC - NB/ISO9001:2015.	IBNORCA
Desafíos de las empresas eléctricas en la era de la energía inteligente.	CECACIER
Desafíos para la gestión del talento en empresa eléctricas (virtual).	CIER - URUGUAY
Estrategias para cuidar y aumentar su pensión de vejez.	LOREM IPSUM
Excel Avanzado.	ALBERTO GRÁJEDA CHACÓN
Excel Intermedio.	ALBERTO GRÁJEDA CHACÓN
Gestión de seguridad industrial y salud ocupacional en el trabajo.	PROEXCELENCIA
Negociación y resolución de conflictos laborales.	CRISTHIAN AMESTEGUI
Oracle database 12c Administration workshop.	COGNOS
XXIX Jornadas latinoamericanas de derecho tributario.	ILADT - IBET

## CAPACITACIÓN TÉCNICA IMPARTIDA

El CNDC, 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.

TEMA/CURSO	LUGAR	DIRIGIDO A:
Demanda Eléctrica a Largo Plazo	Cochabamba	SETAR

## Participación en Actividades del Sector

Durante la gestión 2016, 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	ORGANIZADOR
Participación en las reuniones del Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores (GTOR).	CAN
Participación en las reuniones del Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de los Países Miembros de la Comunidad Andina (GOPLAN).	CAN
Participación en el Grupo de Trabajo “Estudio Potencial Hidroeléctrico en Bolivia”.	MHE
Participación de la reunión interinstitucional de revisión de los Términos de Referencia para el Estudio de Interconexión Eléctrica entre Bolivia y Perú.	MHE
Participación Clausura Taller capacitación en modelaje de energía (LEAP y OseMosys).	PNUD/UN/UDAPE
Participación en la reunión sobre Indicadores de Sostenibilidad Energética.	IAEA
Reunión sobre asistencia técnica con la AFD.	VMEEA

Subestación La Plata - ENDE TRANSMISIÓN



## PLANIFICACIÓN ESTRÁTÉGICA Y LOGROS CORRESPONDIENTES

Para cumplir eficientemente con los objetivos institucionales asignados en el marco legal vigente aplicable del sector y las directrices del Ministerio de Energías, el CNDC establece el Plan Estratégico Institucional con un horizonte de cinco años calendario para el periodo 2014-2018; este plan fue elaborado en Octubre del 2013 y contiene las directrices para cada gestión correspondiente al periodo aplicable. El Plan Operativo Anual para la gestión 2016 incluye Actividades Estratégicas y Recurrentes con su respectivo Presupuesto necesario asociado, cuyo monto se encuentra definido en el Decreto Supremo N° 29624

El POA para la gestión 2016, en su parte estratégica contempla 8 planes, mismos que se describen a continuación:

**Plan 1: Mantener o mejorar los niveles de seguridad, confiabilidad y costo mínimo en la Operación del SIN**

Para cumplir este plan, en la gestión 2016 se ha realizado las siguientes tareas:

- a) Se ha firmado una adenda al contrato de alquiler del sistema SCADA, con el fin de dar continuidad al control y la supervisión del SIN.
- b) Los modelos de optimización de corto plazo, se han adecuado a tecnologías de funcionamiento en plataforma de 64 bits, mediante contrato con PSR y posterior coordinación con los Agentes.
- c) Se ha fortalecido el Área de Protecciones para atender las crecientes tareas del SIN, mediante la contratación de personal y la elaboración de procedimientos para el manejo de DigSILENT y CAPE.

**Plan 2: Proponer la adecuación del marco normativo para el desarrollo, funcionamiento y sostenibilidad del Sector Eléctrico Boliviano:**

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: Consolidar la Planificación de la Expansión del SIN a largo plazo:**

Para cumplir este plan, en la gestión 2016 se ha realizado:

- a) Fortalecimiento de la Gerencia de Planificación mediante capacitaciones en Power Factory, centrales hidroeléctricas, programación y modelación para estudios de la demanda, Seminarios y foros sobre planificación, ERNC, además de la realización de viajes a instalaciones del SIN y Pasantías.
- b) Se ha actualizado y completado la información en base a datos de elementos de red, proyectos y demanda en el nuevo SII.
- c) Se ha sistematizado la base de datos de demanda para su utilización en los modelos de planificación.
- d) Se ha mejorado la determinación de la reserva rotante considerando la incorporación de nuevas tecnologías y se ha elaborado la Norma Operativa para la validación de modelos matemáticos de reguladores de unidades generadoras con el fin de hacer un seguimiento a la regulación primaria.
- e) Con el fin de ampliar la planificación de la expansión del SIN para contribuir a la universalización del servicio eléctrico, se ha efectuado el relevamiento de proyectos de generación de pequeña y gran escala, información de sistemas aislados y proyectos productivos.

**Plan 4: Coadyuvar en la integración energética internacional y el intercambio de energía eléctrica:**

Para cumplir este plan, en la gestión 2016 se han realizado asistencias a grupos de trabajo, foros y reuniones:

- Se ha participado de las reuniones del Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores (GTOR).
- Se ha participado de las reuniones del Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de los Países Miembros de la Comunidad Andina (GOPLAN).
- Participación en el Grupo de Trabajo para la conclusión del “Estudio Potencial Hidroeléctrico en Bolivia” - Primera Fase.
- Se participó de las reuniones interinstitucionales de revisión de los Términos de Referencia para el Estudio de Interconexión Eléctrica entre Bolivia y Perú.

**Plan 5: Fomentar integralmente el conocimiento y el talento humano, promoviendo el desarrollo de competencias:**

Para cumplir este plan, en la gestión 2016 se ha realizado las siguientes tareas:

- a) Se ha gestionado la participación del personal en cursos sobre temas técnicos y de ámbito general a sus respectivas áreas.
- 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.
- c) Se ha efectuado la revisión del Reglamento Interno de Higiene y Seguridad Ocupacional y Bienestar, además se ha elaborado la Política de Seguridad del Trabajo del CNDC, el Procedimiento de Respuesta a Emergencias, Guía de documentos y registros necesario para el Sistema de Seguridad Industrial.

**Plan 6: Aplicar eficientemente nuevas tecnologías.**

Para cumplir este plan, en la gestión 2016 se ha realizado:

- a) Establecimiento de infraestructura de TIC más confiable, mediante la renovación tecnológica de centro de datos, equipos personales, actualización de herramientas de soporte y seguridad, relevamiento y documentación de la estructura tecnológica.
- b) Con el fin de consolidar las bases institucionales para el uso y soporte de las Tecnologías de la Información, se han actualizado y difundido las Políticas de TI.
- c) Se ha contribuido en la implementación del proyecto del SAP - BO en la Unidad de Administración y Finanzas.
- d) Se ha impulsado el nivel de automatización de los procesos estratégicos del CNDC, con la incorporación del módulo de transacciones mensuales al Sistema Integrado.

**Plan 7: 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.**

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.

Dentro de estas contribuciones tenemos:

- Disponer de profesionales bolivianos capacitados en el funcionamiento del SIN.
- Poner a disposición de los Agentes del MEM información con datos técnicos complementarios de las instalaciones del SIN.
- Brindar información que muestra el desempeño del SIN durante la gestión. Así mismo identifica aquellas condiciones operativas adversas que signifiquen un riesgo de abastecimiento a la demanda durante el periodo de estudio.

## División Programación



- Poner a disposición datos técnicos de las instalaciones del SIN que posibilita la realización de estudios eléctricos a los Agentes del MEM.
- Asegurar que el ingreso de nuevas instalaciones sean compatibles con las instalaciones del SIN a fin de evitar problemas en el funcionamiento y operación del SIN.
- Mejorar la calidad de suministro eléctrico en el SIN.
- Mantener y mejorar la confiabilidad de suministro en el SIN.
- Comunicar información operativa a las Autoridades y Agentes del Sector Eléctrico.
- Garantizar el despacho económico.
- Apoyo al Sector Eléctrico mediante la disponibilidad de documentación legal organizada y sistematizada.
- Asesorar al Comité en la emisión de resoluciones dentro el marco técnico legal de las Normas aplicables para su cumplimiento efectivo e imparcial.

## 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° 355 de fecha 04 de diciembre de 2015, aprobó el Plan Operativo Anual y el presupuesto por un monto total de Bs 42,269,427.- según Resolución CNDC 355/2015-2.

**COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA**  
ESTADO DE EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA  
POR EL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1° DE ENERO  
Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016  
(Expresado en bolivianos)

EGRESOS	PRESUPUESTO APROBADO Bs	PRESUPUESTO NETO Bs	EJECUCIÓN Bs	SALDO NETO Bs
Salarios	23,276,772	23,276,772	20,273,275	3,003,497
Alquileres	6,645,269	5,781,384	5,781,841	(457)
Consultoría	1,366,640	1,331,197	86,099	1,245,098
Capacitación	1,276,260	1,184,098	739,554	444,544
Servicios	2,770,709	2,554,941	2,336,449	218,492
Gastos del CNDC	294,816	276,103	196,514	79,589
Materiales	160,596	139,719	128,950	10,769
Gastos varios	183,964	160,049	152,454	7,595
Inversiones	871,158	802,057	202,253	599,804
Sub Total	36,846,184	35,506,320	29,897,389	5,608,931
Impuestos no compensados	5,423,244	5,423,244	4,764,249	658,995
<b>Total</b>	<b>42,269,428</b>	<b>40,929,564</b>	<b>34,661,638</b>	<b>6,267,926</b>

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

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

  
Ing. Fernando Ajhuacho Larrea  
PRESIDENTE

DICTAMEN DEL  
**AUDITOR INDEPENDIENTE**



A los Señores  
Presidente y Representantes del  
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA  
Cochabamba - Bolivia

1. Hemos examinado los estados de situación patrimonial del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2016 y 2015, y los correspondientes estados de actividades, evolución del patrimonio neto, y flujo de efectivo por los períodos comprendidos entre el 1º de enero y el 31 de diciembre de 2016 y 2015 que se acompañan. Estos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) son responsabilidad de la Presidencia del Comité. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre éstos estados financieros basados en nuestra auditoría.
2. Efectuamos nuestros exámenes de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas. Estas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener razonable seguridad respecto a si los estados financieros están libres de presentaciones incorrectas significativas. Una auditoría incluye examinar, sobre una base de pruebas, evidencias que sustenten los importes y revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la Presidencia, así como también evaluar la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestros exámenes proporcionan una base razonable para nuestra opinión.
3. En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todo aspecto significativo, la situación patrimonial y financiera del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2016 y 2015, los resultados de sus operaciones, evolución del patrimonio neto, y flujo de efectivo por los períodos comprendidos entre el 1º de enero y el 31 de diciembre de 2016 y 2015 de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia.

## DICTAMEN DEL **AUDITOR INDEPENDIENTE**



**Grant Thornton**  
Acevedo & Asociados

4. De acuerdo con el Decreto Supremo N° 0071 del 9 de abril de 2009, se 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 de Electricidad N° 1604 del 21 de diciembre de 1994 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 (hoy Ministerio de Energías en mérito al Decreto Supremo No. 3070 del 1º de febrero de 2017).

ACEVEDO & ASOCIADOS

CONSULTORES DE EMPRESAS S.R.L.

MIEMBRO DE GRANT THORNTON INTERNATIONAL LTD.



Lic. Aud. Enrique Pastrana Davila (Socio)

CDA-98-D27 / CAUB - 2934

N.I.T. 994668014

Cochabamba, 18 de abril de 2017

**COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA**  
 ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL  
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015  
 (Expresado en bolivianos)

	2016 Bs	2015 (Reexpresado) Bs
<b>ACTIVO</b>		
ACTIVO CORRIENTE		
Disponible	7,935,255	5,494,450
Disponible comprometido	3,582,704	3,675,228
Cuentas por cobrar a agentes	3,387,130	3,902,435
IVA Crédito fiscal	(41)	-
Anticipo impuestos	5,561	2,307
Anticipo a proveedores	-	1,035
Anticipo al personal	547	-
Cuentas por cobrar al personal	2,033	1,228
Cuentas por cobrar varios	63,575	63,913
Licencia pagado por anticipado	139,033	197,821
Seguros pagados por anticipado	-	144
Total activo corriente	15,115,797	13,338,561
ACTIVO NO CORRIENTE		
Activo fijo neto	5,212,046	5,688,726
Inversiones	53,025	54,887
Estudios y proyectos	-	93,800
Material en tránsito	67,619	226,302
Activo intangible	351,033	561,592
Otros activos	992,102	1,017,578
Total activo no corriente	6,675,825	7,642,885
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>21,791,622</b>	<b>20,981,446</b>

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

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

  
 Ing. Fernando Ajhuacho Larrea  
**PRESIDENTE**

**COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA**  
ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015  
(Expresado en bolivianos)

	2016 Bs	2015 (Reexpresado) Bs
--	------------	-----------------------------

**PASIVO**

**PASIVO CORRIENTE**

Proveedores	147,734	380,300
Cuentas por pagar varios	21,143	2,422
Obligaciones tributarias	449,317	448,586
Obligaciones sociales	1,696,757	1,415,515
Deudores acreedores varios	10	-
 Total pasivo corriente	 2,314,961	 2,246,823

**PASIVO NO CORRIENTE**

Previsión para obligaciones varias	647,403	670,139
Previsión para indemnizaciones	4,576,076	3,799,546
 Total pasivo no corriente	 5,223,479	 4,469,685
 <b>TOTAL PASIVO</b>	 7,538,440	 6,716,508

**PATRIMONIO**

Reserva patrimonial	1,000,000	1,000,000
Ajuste de capital	685,555	685,555
Reserva por resultado de inversiones	4,378,273	4,571,256
Reserva por revalúo técnico	135,392	135,392
Ajuste de reservas patrimoniales	2,554,693	2,560,122
Resultado de la gestión	5,499,269	5,312,613
 Total patrimonio	 14,253,182	 14,264,938
 <b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	 21,791,622	 20,981,446

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

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

  
Ing. Fernando Ajhuacho Larrea  
**PRESIDENTE**

**COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA**  
 ESTADO DE ACTIVIDADES  
 POR LOS PERÍODOS COMPRENDIDOS ENTRE EL  
 1° DE ENERO Y 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015  
 (Expresado en bolivianos)

	2016 Bs	2015 (Reexpresado) Bs
<b>INGRESOS DE OPERACIÓN</b>		
Cuotas ordinarias agentes	32,141,343	35,202,167
Total ingresos	32,141,343	35,202,167
<b>EGRESOS DE OPERACIÓN</b>		
Costos operacionales	(32,011,983)	(32,218,389)
Total egresos de operación	(32,011,983)	(32,218,389)
Resultado operativo	129,360	2,983,778
<b>OTROS INGRESOS (EGRESOS)</b>		
Egresos de gestiones anteriores	-	44,842
Ingresos varios	47	108,441
Ingresos de gestiones anteriores	20,891	1,274
Excedentes presupuestarios	5,325,355	2,284,821
Gastos varios	-	(127,411)
Gastos por actividades ajena	-	3
Rendimientos financieros	72,026	97,791
Mantenimiento de valor	(15)	(315)
Diferencia de cambio	(1,471)	(112)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	(46,924)	(80,499)
Total otros ingresos	5,369,909	2,328,835
<b>RESULTADO DE LA GESTIÓN</b>	<b>5,499,269</b>	<b>5,312,613</b>

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

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

  
 Ing. Fernando Ajhuacho Larrea  
**PRESIDENTE**

**COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA**  
**ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR LOS PERÍODOS**  
**COMPRENDIDOS ENTRE 1° DE ENERO**  
**Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015**  
**(Expresado en bolivianos)**

	2016 Bs	2015 (Reexpresado) Bs
--	------------	-----------------------------

**FONDOS PROVENIENTES DE LAS OPERACIONES**

Resultado de la gestión	5,499,269	5,312,613
<b>Ajustes para reconciliar la utilidad neta a los fondos provistos por las operaciones</b>		
Depreciación activo fijo	747,683	893,342
Amortización activo intangible	230,281	239,150
Previsión para indemnizaciones	1,437,782	1,412,713
Ajuste por reserva resultado de inversión	(5,325,354)	(2,284,823)
Ajuste de activos fijos y otros activos	300,861	-
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	(328,849)	(194,180)
	<b>2,561,673</b>	<b>5,378,815</b>

**Cambios en activos y pasivos que originan movimiento de fondos**

Disminución (incremento) en activos		
Disponible comprometido	92,524	92,097
Cuentas por cobrar a agentes	515,305	(188,982)
IVA crédito fiscal	42	-
Anticipo a proveedores	1,035	(1,035)
Anticipo de impuestos	(3,254)	6
Anticipo al personal	(547)	1,077
Cuentas por cobrar al personal	(805)	52
Cuentas por cobrar varios	338	(15,629)
Licencia pagado por anticipado	58,788	(14,443)
Seguros pagados por anticipado	144	(144)
Incremento (disminución) en pasivos y patrimonio		
Pago beneficios sociales	(532,344)	(810,038)
Proveedores	(232,566)	(1,423,828)
Cuentas por pagar varios	18,721	(7,997)
Obligaciones tributarias	731	80,461
Obligaciones sociales	281,242	(888,436)
Deudores acreedores varios	10	-
Provisión para obligaciones varias	-	(140,886)
Cargos por tarjeta de crédito	-	(19,445)
<b>Total fondos provenientes de las operaciones</b>	<b>2,761,037</b>	<b>2,041,645</b>

(Continua)



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



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



Ing. Fernando Ajhuacho Larrea  
PRESIDENTE

**COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA**  
 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR LOS PERÍODOS  
 COMPRENDIDOS ENTRE 1° DE ENERO  
 Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015  
 (Expresado en bolivianos)

	2016 Bs	2015 (Reexpresado) Bs
<b>FONDOS APLICADOS A ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Adiciones de activos fijos	(264,730)	(397,412)
Aumento en estudios y proyectos	-	(12,181)
Activo fijo diferido	-	(4,137)
Adiciones activo intangible	(19,415)	(277,818)
Otros activos	(36,087)	(285,219)
Total fondos aplicados a actividades de inversión	(320,232)	(976,767)
Incremento (Disminución) de fondos durante el período	2,440,805	1,064,878
Disponible al inicio de la gestión	5,494,450	4,429,572
Disponible al cierre de la gestión	7,935,255	5,494,450

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados.

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

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

  
 Ing. Fernando Ajhuacho Larrea  
**PRESIDENTE**

# NOTAS A LOS ESTADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015

## 1. 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) del 21 de diciembre de 1994, el cual actualmente está reglamentado a través del Decreto Supremo Nº 29624.

El domicilio legal del Comité se encuentra en la ciudad de Cochabamba - Bolivia.

El Decreto Supremo Nº 0071 del 9 de abril 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 de Electricidad Nº 1604 del 21 de diciembre de 1994 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 (hoy Ministerio de Energías en mérito al Decreto Supremo No. 3070 del 1º de febrero de 2017).

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

- Empresas generadoras
- Empresas distribuidoras
- Empresas transmisoras
- Otras empresas de distintos consumidores no regulados

El Comité tiene como objetivo principal 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 óptima del SIN con sujeción a la Ley de Electricidad y sus Reglamentos; sus funciones principales se encuentran definidas en el Artículo

19 de la Ley de Electricidad No. 1604 de fecha 21 de diciembre de 1994 y en el Decreto Supremo No. 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 No. 071 de fecha 09 de abril de 2009 y el Decreto Supremo No. 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.

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 del despacho de carga en función a las transacciones mensuales económicas de los agentes en el mercado respectivo.

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

Según Decreto Supremo Nº 29624 de fecha 2 de julio de 2008 se aprobó el Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), el mismo se constituye en la norma marco para el funcionamiento del CNDC.

Según el D.S. 0493 de fecha 1 de mayo de 2010 se procede con 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. y GUARACACHI S.A.

Según el D.S. 0494 del 1 de mayo de 2010 se procede con el objeto de la recuperación para el Estado Plurinacional de Bolivia las acciones necesarias en la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A.), a fin de asegurar el control, administración y dirección del Estado en esta empresa. Instruyendo a ENDE para que en representación del Estado Plurinacional de Bolivia realice las acciones suficientes y necesarias para cumplir con el objeto.

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 son 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 Plurinacional de Bolivia, 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 S.A. (ELFEO).

Los Decretos mencionados tienen efecto en la Dirección que está a cargo del CNDC que conforma el Comité de representantes.

## 2. Políticas y prácticas contables

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

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



### a. Ejercicio

De acuerdo a la Ley 1606 del 22 de noviembre de 1994, la fecha de cierre de gestión para este tipo de empresas es el 31 de diciembre de cada año. El presente informe ha sido elaborado por el ejercicio de 12 meses comprendido entre el 1º de enero al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

### b. Estimaciones incluidas en los estados financieros

La preparación de estados financieros, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia, requiere que la Presidencia del Comité realice estimaciones y suposiciones que afectan los montos de activos, pasivos y la exposición de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros. Las áreas de mayor importancia que requieren la utilización de estimaciones son la vida útil del activo fijo y la posibilidad de cobranza de cuentas por cobrar. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones realizadas por la Presidencia del Comité.

### c. Ajustes a moneda constante

Los estados financieros han sido preparados siguiendo las disposiciones establecidas en la Norma de Contabilidad N° 3 del Consejo Técnico Nacional de Auditoria y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia, revisada y modificada el 1º septiembre de 2007 vigente a partir del período anual que inicia el 1º de octubre de 2007, pudiendo aplicar esta norma en período anterior; esta norma fue aprobada y homologada en la Reunión del Segundo Consejo Nacional Ordinario 2007 y promulgado por el Comité Ejecutivo Nacional del CAUB mediante Resolución N° CTNAC 01/2007 de fecha 8 de septiembre de 2007.

De conformidad con la Resolución CTNAC 01/2008 de fecha 11 de enero de 2008, del Consejo Técnico Nacional de Auditoria y Contabilidad, el Comité procedió a efectuar el ajuste por inflación de los rubros no monetarios del Balance General en la gestión 2016 y 2015, en base a la aplicación de la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV). Las cifras del estado de ganancias y pérdidas han sido mantenidas a sus



valores históricos, originando una distorsión no significativa en los saldos, pero no en el resultado neto del período.

El tipo de cambio aplicado para la realización de los ajustes de reexpresión al 31 de diciembre del 2016, es de Bs2,17259 por UFV y al 31 de diciembre de 2015 es de Bs2,09888 por UFV.

Las cifras incluidas en los estados financieros al 31 de diciembre de 2015, fueron reexpresadas a moneda del 31 de diciembre de 2016 para propósitos comparativos, exceptuando las cuentas de patrimonio, las cuales se presentan en moneda nacional de acuerdo a los documentos de constitución, exponiendo la reexpresión en la cuenta ajuste de capital y ajuste de reservas patrimoniales.

Según Ley N° 2434 de fecha 21 de diciembre de 2002, se estableció que los créditos y obligaciones impositivas se actualizarán en función a la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), mismo que entró en vigencia a partir de

mayo de 2003, según el Decreto Supremo N° 27028.

#### d. Moneda extranjera

Los activos y pasivos en moneda extranjera se valúan al tipo de cambio vigente a la fecha de cierre al 31 de diciembre de 2016 y 2015 (Bs6,96 por 1 USD). Las diferencias de cambio correspondientes se contabilizan en el resultado de la gestión.

#### e. 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 activos fueron reexpresados en función de la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda al 31 de diciembre de 2016 y 2015.



Subestación Guapilo - CRE



La depreciación de dichos activos antes mencionados se calcula según el método lineal y de acuerdo a los años de vida útil restante de cada bien.

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

#### **f. Inversiones permanentes**

Las inversiones corresponden a cinco líneas telefónicas en COMTECO, se incorporan a su valor de costo, actualizándolas según la variación de la cotización del dólar estadounidense a la fecha de cierre de cada gestión.

#### **g. Previsión para indemnizaciones**

En cumplimiento de disposiciones legales vigentes, el Comité actualiza a fin de cada ejercicio un monto necesario de previsión destinado a cubrir las indemnizaciones de su personal, consistente en un sueldo promedio por cada año de servicio prestado. De acuerdo con la legislación laboral vigente en el país, los empleados que tienen más de 90 días de trabajo ininterrumpido, son acreedores a esta indemnización, incluso en los casos de retiro voluntario.

#### **h. Patrimonio**

La institución procedió a ajustar el total del patrimonio, en base a lo dispuesto por la Norma de Contabilidad N° 3 del Consejo Técnico Nacional de Auditoria y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia, revisada y modificada el 1º septiembre de 2007 vigente a partir del período anual que inicia el 1º de octubre de 2007, actualizando en función a la variación en la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda con respecto al boliviano. El ajuste correspondiente a las cuentas Reserva Patrimonial, se registran en la cuenta "Ajuste de capital", de reservas en la cuenta "Ajustes de reservas patrimoniales". La contrapartida de estos ajustes se refleja en la cuenta de resultados "ajuste por inflación y tenencia de bienes".

### i. 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.

### j. Ingresos y gastos

Los ingresos y gastos se contabilizan a través del método del devengado, se reconocen los ingresos y gastos del periodo independiente si fueron cobrados o pagados.

## 3. Régimen tributario- exención del IUE

El Comité Nacional de Despacho de Carga no ha procedido a la determinación del Impuesto sobre

las Utilidades de las Empresas, debido a que se encuentra exento del pago de este impuesto de conformidad a lo establecido por el artículo 49 inciso b) de la Ley 1606. Asimismo, de acuerdo a Resolución Administrativa N° 04/2000 del 19 de octubre de 2000, la Dirección General de Impuestos Internos (actualmente Servicio de Impuestos Nacionales), libera al Comité del pago de este impuesto.

## 4. Hechos posteriores

No se ha producido con posterioridad al 31 de diciembre de 2016 y hasta la emisión del presente informe, hechos o circunstancias que afecten en forma significativa los estados financieros del ejercicio terminado en esa fecha.



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



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



Ing. Fernando Ajuacho Larrea  
PRESIDENTE



## RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN

**CNDC**





**CONTENIDO**

<b>RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2016</b>	2
<b>PRESENTACIÓN</b>	2
<b>SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>	3
<b>MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA</b>	4
<b>DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	5
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
DEMANDA DE POTENCIA	7
<b>OFERTA DE GENERACIÓN</b>	10
CAPACIDAD DE GENERACIÓN	10
<b>OFERTA DE TRANSMISIÓN</b>	14
<b>DESPACHO DE CARGA</b>	16
EJECUCIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA	18
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	20
INYECCIONES DE ENERGÍA	23
POTENCIA MÁXIMA TRANSMITIDA	24
POTENCIA FIRME DE GENERACIÓN, POTENCIA DE RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA	25
<b>DESEMPEÑO DEL SISTEMA</b>	29
<b>PRECIOS EN EL MERCADO SPOT</b>	32
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN	32
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN	34
FACTOR DE NODO DE ENERGÍA	36
PRECIOS DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT	37
PRECIOS DE POTENCIA EN EL MERCADO SPOT	37
PRECIOS DE TRANSPORTE EN EL STI	38
PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS	39
<b>TRANSACCIONES ECONÓMICAS</b>	40
VENTAS EN EL MEM	40
COMPRAS EN EL MEM	40
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN	41
<b>ESTADÍSTICAS DEL PERÍODO 1996 - 2016</b>	44

# RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2016

## PRESENTACIÓN

Durante la gestión 2016, 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 2016 alcanzó el valor más alto en los últimos 16 años, registrándose 8,377.8 GWh, que representa un incremento de 431.9 GWh ó el 5.4% respecto al año anterior; los Consumidores No Regulados demandaron el 6.1% 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 63.7 MW (4.6% de incremento respecto al año 2015); habiéndose registrado el valor máximo de 1,433.6 MW el día 29 de septiembre del 2016.

La oferta de capacidad de generación tuvo un incremento neto de 23.8 MW, debido principalmente a la puesta en servicio de la fase II del Parque Eólico Qollpana que comprende las unidades QOL03, QOL04, QOL05, QOL06, QOL07, QOL08, QOL09 y QOL10 del Agente Empresa Eléctrica Corani S.A., la puesta en servicio de los excedentes de central San Buenaventura operada por el Agente ENDE Guaracachi.

La producción de energía fue de 8,759.3 GWh; de la cual, 1,715.6 GWh corresponden a producción hidroeléctrica y 7,008.7 GWh a producción termoeléctrica, que equivale al 19.59% y el 80.01% respectivamente. Por otro lado se considera la generación de 34.9 GWh correspondiente a la

producción de la Central Eólica Qollpana que corresponde al 0.40% restante.

La energía no servida correspondió al 0.005% del consumo anual de energía registrado para la gestión 2016; para el 2015 fue de 0.009%.

Las ventas valorizadas en el Mercado Spot fueron de 419.80 millones de dólares, monto que corresponde a un incremento del 11.87% respecto a las ventas realizadas el año anterior.

El promedio ponderado del costo marginal de generación durante este año fue de 16.80 US\$/MWh, superior en 7.97% con relación al del año 2015.

En cuanto al sistema de transmisión, ingresaron las líneas de transmisión Palca-Mazocruz 230 KV doble terna; Sucre - La Plata - Potosí 115 KV, La Plata - Karachipampa 69 KV y la segunda terna Tarija - Yaguacua 230 KV mejorando la confiabilidad de la áreas Norte y Sur. Asimismo, se instaló el segundo transformador de 25 MVA 115/69 KV en subestación Catavi con el objeto de aumentar la capacidad de transformación en la subestación mencionada. Por otra parte, ingresó el autotransformador de 150 MVA 230/115 KV en subestación Palca el cual permitirá un nuevo punto de retiro para la empresa DELAPAZ.

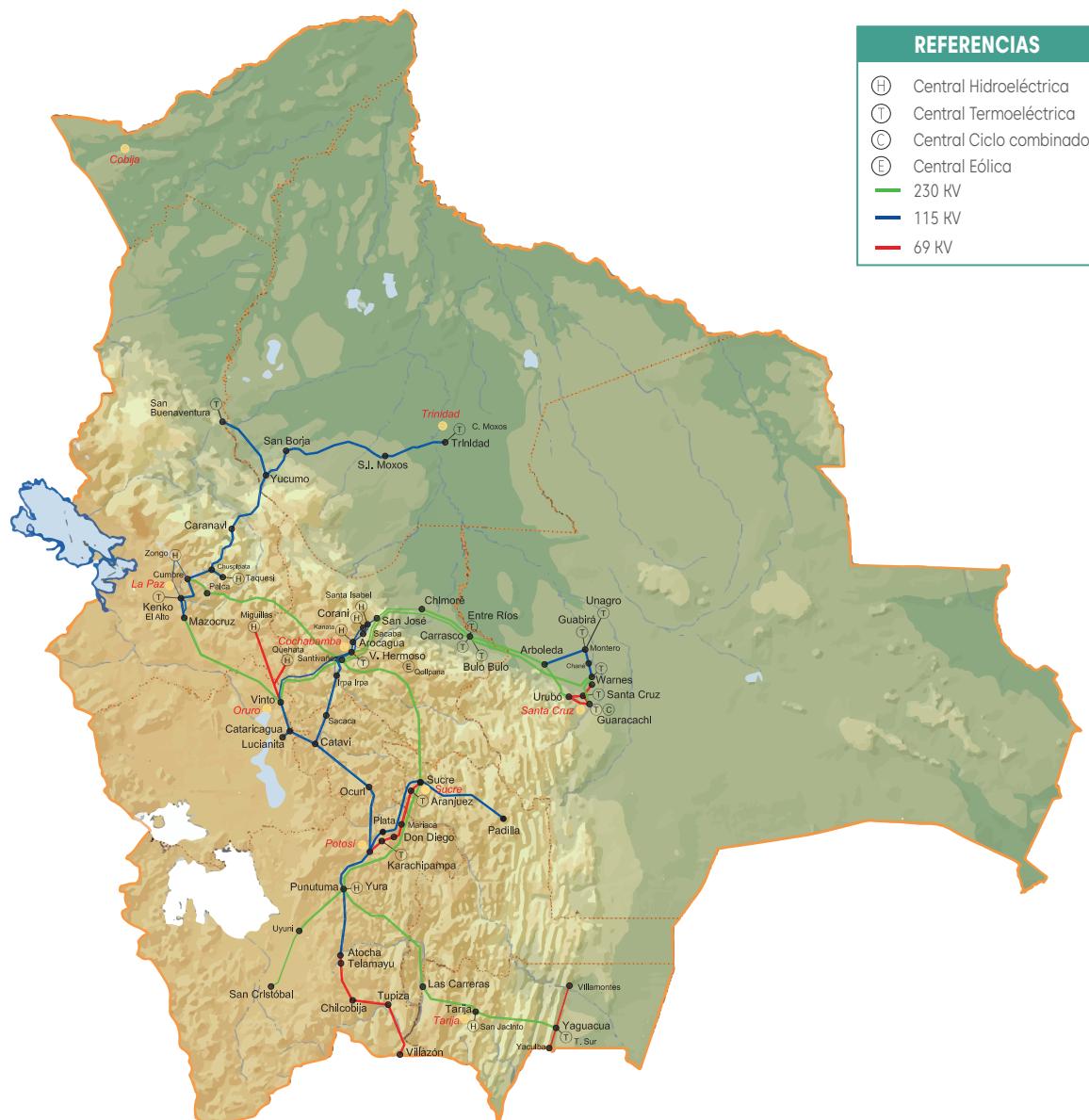
Los resultados de la operación de los sistemas de generación y transmisión del SIN y del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante la gestión 2016, han sido extractados de la información difundida mensualmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga.

# 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 96% 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.

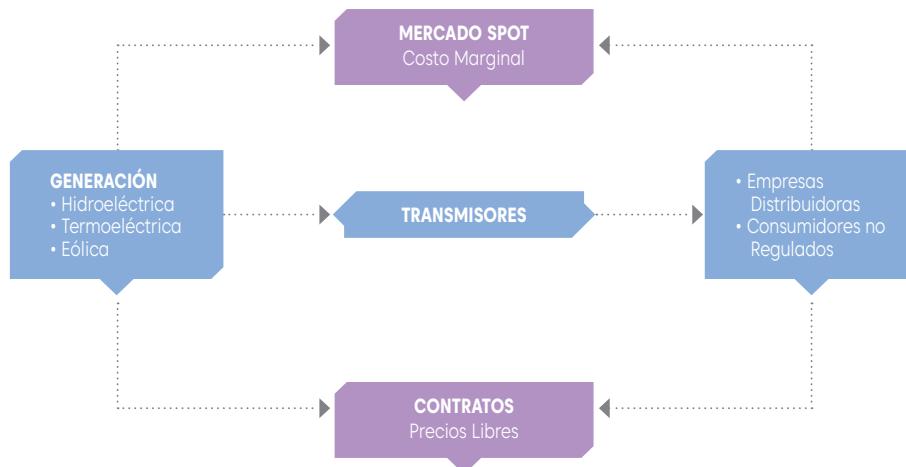


## MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

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.

### CNDC: COORDINAR LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN, LA OPERACIÓN DEL SIN Y LA ADMINISTRACIÓN DEL MEM



Transformador Subestación Paraíso - CRE

## 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 2016, fueron: CRE y EMDEECRUZ en Santa Cruz, DELAPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro, CESSA en Chuquisaca, SEPSA en Potosí, ENDE DELBENI en Beni, ENDE en Potosí (Uyuni) y SETAR en Tarija.

Los Consumidores No Regulados que participaron en el MEM durante la gestión 2016, 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 ENDE Valle Hermoso y COBEE.

### Consumo de Energía Eléctrica

Durante el año 2016, el consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista presentó un crecimiento de 5.4 % con relación al consumo de energía registrado el año 2015; como se muestra en el Cuadro 1, el consumo de energía registrado en la gestión 2016, alcanzó el valor de 8,377.8 GWh.

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

Consumidores	Gestión		Variación %
	2016	2015	
CRE	3,079.5	2,940.5	4.7
EMDEECRUZ	0.9	0.0	N/A
CESSA	297.1	279.6	6.2
ELFEC	1,309.5	1,226.0	6.8
SEPSA	415.9	446.1	(6.8)
DELAPAZ	1,810.3	1,767.3	2.4
ENDE DELBENI	150.1	14.6	925.3
ELFEO	461.5	467.0	(1.2)
ENDE	43.6	157.4	(72.3)
SETAR	298.8	153.7	94.4
NO REGULADOS	510.7	493.7	3.5
<b>Total</b>	<b>8,377.8</b>	<b>7,945.9</b>	<b>5.4</b>

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

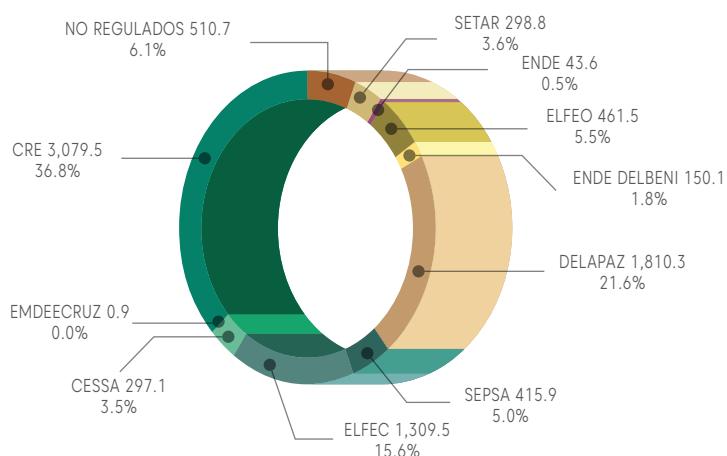
*N/A: No Aplica*

El consumo de energía en el SIN, está distribuido principalmente en las áreas Oriental (Santa Cruz) con el 36.8 %, Norte con el 23.4% (La Paz 21.6% y Beni 1.8%) y el resto del SIN con el 39.8 %. Asimismo, respecto a la gestión anterior, se observa un crecimiento importante en el consumo de energía: SETAR, ELFEC, CESSA, CRE, DELAPAZ, ENDE DELBENI y Consumidores No Regulados;

observándose un decremento en ENDE, SEPSA y ELFEO.

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 2016.

**GRÁFICO 1**  
**COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MEM (GWh) - AÑO 2016**



De acuerdo con la información de mediano plazo, el consumo de energía en el SIN previsto para el año 2016 debía ser de 8,059.68 GWh, que en comparación con el consumo real registrado de 8,377.85 GWh, refleja una desviación de 3.8%.

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 2016**



*Nota.-*  
La Demanda Prevista no considera la proyección de demanda de Huanuni debido a que la misma no ingresó durante la gestión 2016.

## Demanda de Potencia

La demanda máxima de potencia del MEM en la gestión 2016, registrada por el Sistema de Medición Comercial en nodos de retiro del STI, alcanzó los 1,433.6 MW; la misma, ocurrió el día jueves 29 de septiembre a horas 19:30,

presentando un incremento del 4.6% respecto a la registrada en la gestión 2015.

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

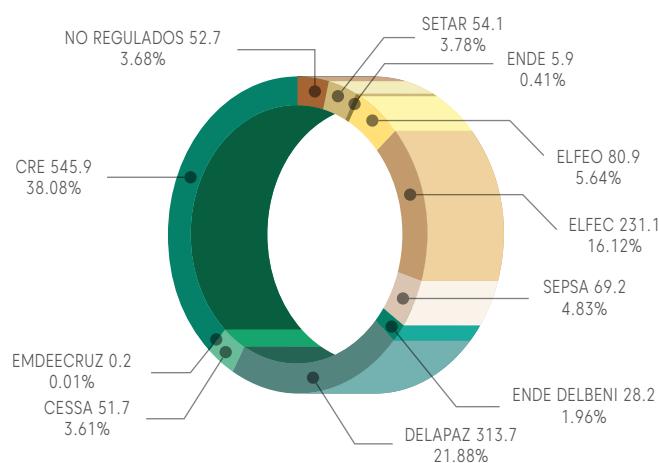
**CUADRO 2**  
**DEMANDAS MÁXIMAS (MW)**

Consumidores	Gestión		Variación
	2016	2015	
Santa Cruz	588.0	561.9	4.7
La Paz	327.2	325.6	0.5
Cochabamba	231.4	222.8	3.8
Oruro	83.3	82.6	0.8
Sucre	52.8	50.2	5.1
Potosí	56.5	60.6	(6.7)
Punutuma - Tupiza	18.0	17.9	0.4
Beni	29.0	30.1	(3.6)
Tarija	35.5	28.1	26.2
Villamontes	7.0	6.8	3.5
Yacuiba	15.1	15.2	(0.4)
No Regulados	69.6	70.4	(1.1)
Otros(*)	9.4	5.4	73.3
<b>Sistema</b>	<b>1,433.6</b>	<b>1,370.0</b>	<b>4.6</b>

(\*) Mariaca, Las Carreras, Uyuni y Tazna

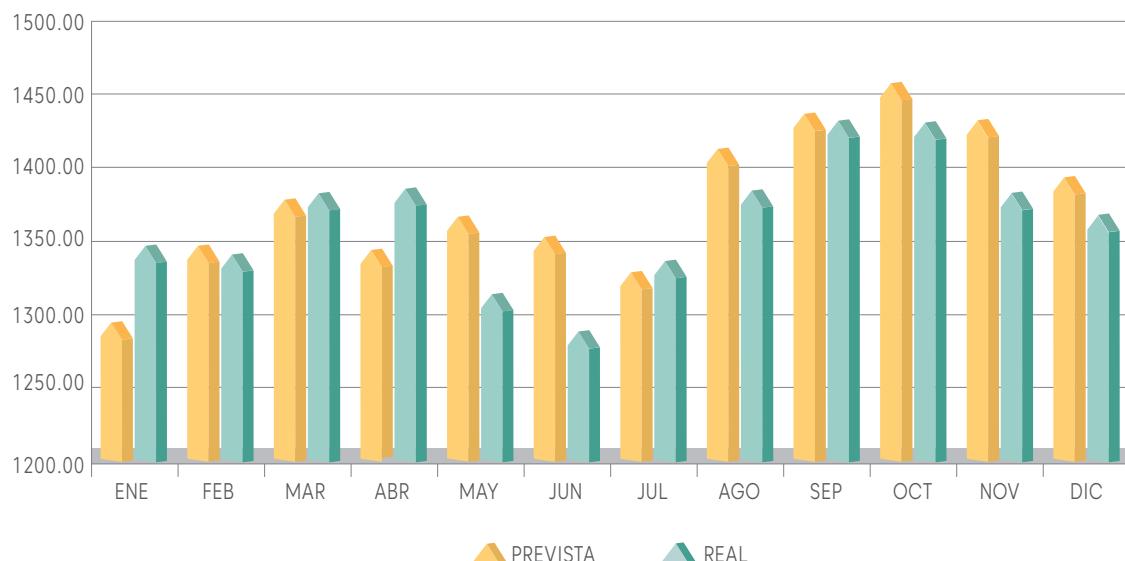
La participación de los diferentes consumidores en la demanda máxima anual del SIN se presenta en el Gráfico 3:

**GRÁFICO 3**  
**PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW) - AÑO 2016**



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 2016**



Nota.- La Demanda Prevista no considera la proyección de demanda de Huanuni debido a que la misma no ingresó durante la gestión 2016.

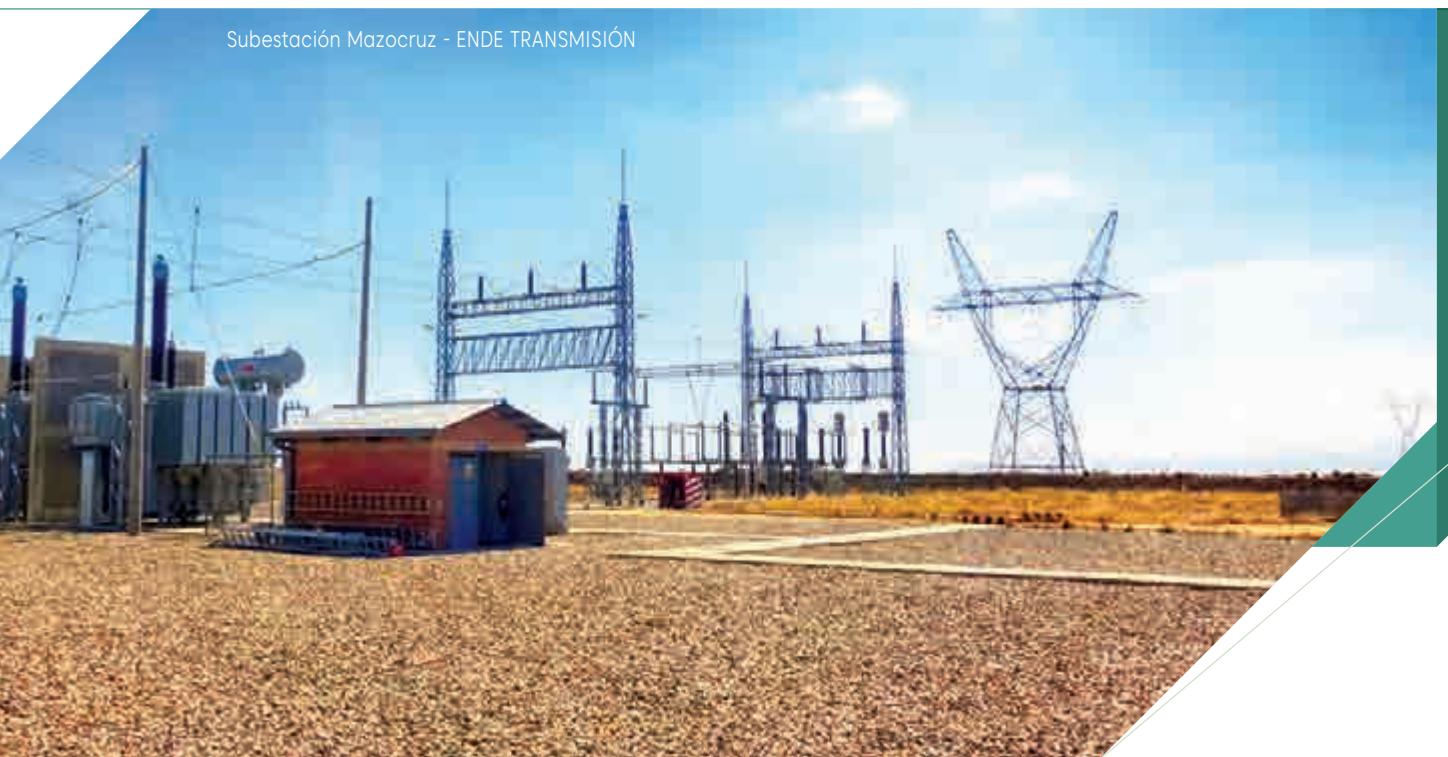
El factor de carga anual de los consumos fue de 66.5%, considerando la demanda máxima de 1,433.6 MW y el consumo de energía de 8,377.8 GWh para el período de un año (8,784 horas).

Como se observa en el gráfico 5, el factor de carga mensual de los consumos varió entre 67.8% y 71.4%.

**GRÁFICO 5**  
**FACTOR DE CARGA MENSUAL (%)**



Subestación Mazocruz - ENDE TRANSMISIÓN



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 2016, se dio el día jueves 29 de septiembre a horas 19:30 con un valor de 1,433.6 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 2015 - octubre 2016 y noviembre 2014 - octubre 2015.

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

Consumidores	Gestión	Variación	
	2016	2015	
CRE	545.9	532.8	2.5
DELAPAZ	313.7	307.2	2.1
ELFEC	231.1	218.5	5.8
ELFEO	80.9	74.0	9.3
CESSA	51.7	43.4	19.1
SEPSA	69.2	68.2	1.5
ENDE	5.9	33.5	(82.3)
SETAR	54.1	35.0	54.5
ENDE DELBENI	28.2	0.4	6,267.3
EMDEECRUZ	0.2	0.0	N/A
NO REGULADOS	52.7	57.0	(7.5)
<b>Total Coincidencial</b>	<b>1,433.6</b>	<b>1,370.0</b>	<b>4.6</b>

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

N/A: No Aplica.

# OFERTA DE GENERACIÓN

## Capacidad de Generación

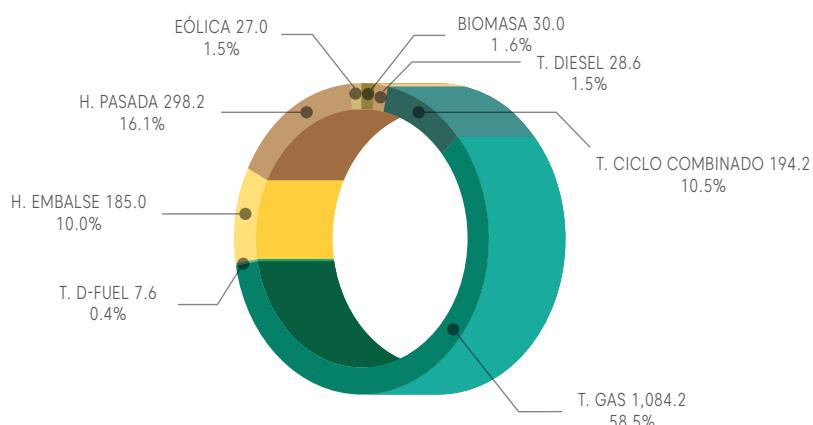
El parque hidroeléctrico está compuesto por centrales de pasada (Zongo, Taquesi, Yura y Quehata), centrales con embalse (Corani, Miguillas y San Jacinto) y una central cuya operación depende del abastecimiento de agua potable en la ciudad de Cochabamba (Kanata).

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 oíl, 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 oíl en Central Moxos y aerogeneradores en Central Eólica Qolpana.

En el Gráfico 6 se ha desagregado la Capacidad de Generación durante el año 2016 considerando los diferentes tipos de centrales eléctricas.

**GRÁFICO 6  
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (MW) - AÑO 2016**



La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del año 2016 a nivel de bornes de generador, alcanzó un valor de 1,854.76 MW; de los cuales 483.2 MW (26.1%) corresponden a centrales hidroeléctricas, 1,314.6 MW (70.9%) a centrales termoeléctricas, 27 MW

(1.4%) corresponden a la central eólica Qolpana y 30.0 MW (1.6%) 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 2016**

Hidroeléctricas	Capacidad (MW)	Termoeléctricas (*)	Capacidad (MW)	Biomasa	Capacidad (MW)
Sistema Corani	148.7	Guaracachi (37°C)	319.6	Guabirá	21.0
Sistema Zongo	188.0	Santa Cruz (37°C)	38.1	Unagro	6.0
Sistema Miguillas	21.1	Warnes (37°C)	195.6	San Buenaventura	3.0
Sistema Taquesi	89.2	Aranjuez (26°C)	33.8	Eólicas	Capacidad (MW)
Kanata	7.5	Karachipampa (19°C)	13.4	Qollpana	27.0
Sistema Yura	19.0	Kenko (18°C)	17.8		
Sistema Quehata	2.0	Valle Hermoso (28°C)	107.7		
San Jacinto	7.6	Carrasco (37°C)	122.9		
		Bulo Bulo (37°C)	135.4		
		Entre Ríos (37°C)	105.2		
		Del Sur (37°C)	150.4		
		El Alto (18°C)	46.2		
		Moxos	28.6		
<b>Subtotal</b>	<b>483.2</b>	<b>Subtotal</b>	<b>1,314.6</b>	<b>Subtotal</b>	<b>57.0</b>
<b>Capacidad Total: 1,854.76 MW</b>					

(\*) A la temperatura máxima probable

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

En el año 2016, el parque de generación se modificó de la siguiente manera:

En el marco de lo establecido en la Resolución AE N° 705/2016 de fecha 30 de diciembre de 2016, se han retirado del parque generador las unidades CJL01 y CJL02 de central Chojilla Antigua.

El 15 de septiembre ingresó en Operación Comercial los excedentes de energía del Autoproductor Empresa Azucarera San Buenaventura - EASBA al SIN.

El 9 de septiembre ingresaron en Operación Comercial las unidades aerogeneradoras QOL03, QOL04, QOL05, QOL06, QOL07, QOL08, QOL09 y QOL10 de la Fase II del Parque Eólico Qollpana.

La capacidad total en el sistema fue de 1,854.76 MW, considerada para la máxima temperatura probable (98%) en la hora de punta, en las centrales termoeléctricas que corresponde a 37°C en Guaracachi, 37°C en Santa Cruz, 37°C en Carrasco, 37°C en Bulo Bulo, 37°C en Entre Ríos, 28°C en Valle Hermoso, 26°C en Aranjuez, 18°C en Kenko, 19°C en Karachipampa, 37°C en Termoeléctrica Del Sur y 37°C en Termoeléctrica Warnes.

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) - 2016**

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	1,345.94	27.00	482.69	3.00	1,858.64	26.7	27.0	0.9	26.9	0.0	0.0	1,777.1	1,407.5 1,347.8 369.6 20.8	
FEBRERO	1,384.43	27.00	482.69	3.00	1,897.1	151.5	27.0	45.4	32.7	0.0	0.0	1,640.5	1,414.4 1,342.5 226.2 13.8	
MARZO	1,377.56	27.00	482.69	3.00	1,890.3	253.0	27.0	46.1	72.1	0.0	0.0	1,492.1	1,445.1 1,383.5 47.0 3.1	
ABRIL	1,403.77	27.00	482.69	3.00	1,916.5	291.4	27.0	5.2	74.1	0.0	0.0	1,518.8	1,446.0 1,386.3 72.7 4.8	
MAYO	1,428.07	27.00	482.69	3.00	1,940.8	300.8	27.0	0.9	38.2	0.0	0.0	1,573.9	1,210.2 1,315.1 363.7 23.1	
JUNIO	1,421.14	27.00	482.69	3.00	1,933.8	271.6	0.0	16.0	4.3	0.0	0.0	1,641.9	1,353.1 1,290.8 288.8 17.6	
JULIO	1,402.46	27.00	482.69	3.00	1,915.1	343.2	0.0	0.9	53.9	0.0	0.0	1,517.1	1,395.0 1,338.6 122.1 8.0	
AGOSTO	1,388.46	27.00	482.69	3.00	1,901.2	223.6	0.0	2.8	48.9	0.0	0.0	1,625.9	1,441.3 1,385.5 184.5 11.3	
SEPTIEMBRE (1),(2)	1,354.38	30.00	482.69	27.00	1,894.1	248.6	24.0	32.8	43.3	0.0	0.0	1,545.4	1,489.3 1,433.6 56.1 3.6	
OCTUBRE	1,368.05	30.00	482.69	27.00	1,907.7	245.7	30.0	15.8	45.3	0.0	0.0	1,571.0	1,485.4 1,431.4 85.6 5.5	
NOVIEMBRE (3)	1,381.70	30.00	483.29	27.00	1,922.0	200.0	30.0	11.0	42.0	0.0	0.0	1,639.0	1,431.6 1,384.0 207.4 12.7	
DICIEMBRE (4)	1,378.00	30.00	483.29	27.00	1,918.3	204.8	30.0	45.1	57.3	0.0	0.0	1,581.2	1,419.5 1,369.7 161.6 10.2	

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

(1) Se incorporaron los excedentes del Autoprodutor Empresa Azucarera San Buenaventura - EASBA al SIN a partir del 15/09/2016.

(2) Operación comercial de los aerogeneradores N° 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 de la Central eólica Qollpana fase II, a partir del día 09/09/2016 (Total 24 MW).

(3) A partir del 01/11/16 la central San Jacinto con potencia de 7.6 MW de acuerdo a la declaración de ENDE Guaracachi para el Informe de Mediano Plazo Noviembre 2016 - Octubre 2020.

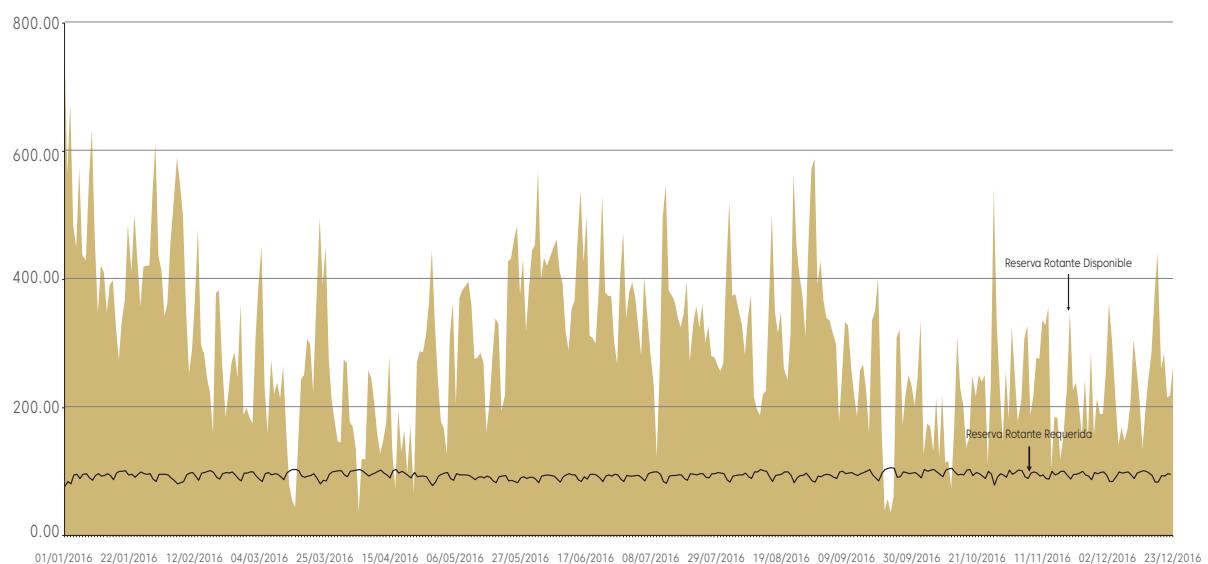
(4) Resolución AE N°705/2016 del 30/12/2016 autoriza el retiro de las unidades CJL01 y CJL02 de la central hidroeléctrica Chajlla Antigua (0.867 MW).





Como se observa en el Gráfico 7, durante la gestión 2016 se ha operado el parque generador con un margen de reserva superior al establecido en las Condiciones de Desempeño Mínimo - CDM, exceptuando algunos períodos en los cuales la reserva fue inferior a lo establecido.

**GRÁFICO 7**  
**MARGEN DE RESERVA - GESTIÓN 2016**

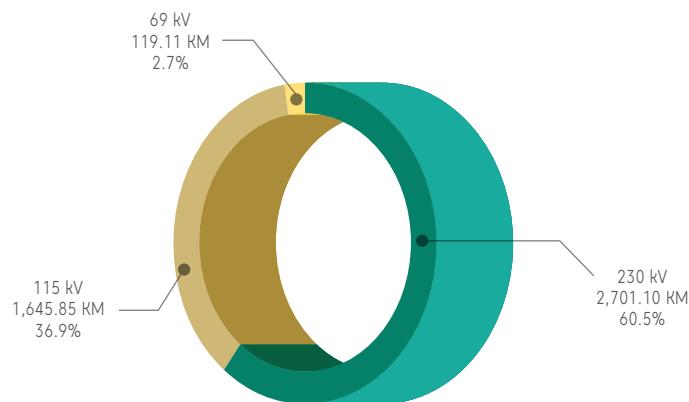


## OFERTA DE TRANSMISIÓN

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2016 está compuesto por 2,701.10 km de líneas en 230 kV; 1,645.85 km de líneas en 115 kV y

119.11 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 4,466.06 km de líneas de transmisión, cuyo detalle se presenta en el Gráfico 8:

**GRÁFICO 8**  
LONGITUD DE LÍNEAS POR NIVEL DE TENSIÓN (KM)



La capacidad de transformación de este sistema es de 2,220.00 MVA. En los Cuadros 6, 7 y 8 se presentan algunas características de líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores del STI.



**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	193.57
	Palca - Mazocruz I	36.00
	Palca - Mazocruz II	36.00
	San José - Valle Hermoso	59.57
	Santiváñez - Vinto	123.73
	Valle Hermoso - Santiváñez	22.65
	Warnes - Guaracachi	50.33
	Las Carreras - Tarija	74.24
	Palca - Cumbre	31.00
	Punutuma - Las Carreras	181.13
	Santiváñez - Palca I	244.00
	Santiváñez - Palca II	244.00
	Tarija - Yaguacua I	138.00
	Tarija - Yaguacua II	138.00
	Arboleda - Urubó	62.00
	Carrasco - Arboleda	102.00
	Santiváñez - Sucre	246.00
	Sucre - Punutuma	177.00
	<b>Subtotal</b>	<b>2,701.10</b>
115 kV	Arocagua - Valle Hermoso I	5.39
	Arocagua - Valle Hermoso II	5.39
	Caranavi - Chuspipata	63.89
	Catavi - Ocuri	97.81
	Catavi - Sacaca	43.38
	Cataricagua - Catavi	33.50
	Chuspipata - Cumbre	45.03
	Corani - Arocagua	38.11
	Corani - Santa Isabel	6.39
	Kenko - Senkata I	6.28
	Kenko - Senkata II	7.95
	Ocuri - Potosí	84.36
	Potosí - Punutuma	73.21
	Paracaya - Qollpana	67.69
	La Plata - Potosí	18.03
	Punutuma - Atocha	104.42
	Sacaba - Arcacagua	14.94
	Sacaba - Paracaya	24.11
	Santa Isabel - Sacaba	31.36
	Santa Isabel - San José	8.93
	Senkata - Mazocruz	7.76
	Sucre - La Plata	88.18
	Tap Coboce - Sacaca	41.93
	Tap Coboce - Valle Hermoso	45.47
	Valle Hermoso- Vinto	148.02
	Vinto - Cataricagua	43.27
	Caranavi - Yucumo	104.50
	Cataricagua - Lucianita	4.85
	San Borja - San Ignacio de Moxos	138.50
	San Ignacio de Moxos - Trinidad	84.80
	Yucumo - San Borja	40.40
	Yucumo - San Buenaventura	118.00
	<b>Subtotal</b>	<b>1,645.85</b>
69 kV	Aranjuez - Mariaca	42.85
	Aranjuez - Sucre	12.01
	Don Diego - Karachipampa	15.99
	Don Diego - Mariaca	31.24
	Karachipampa - Potosí	10.02
	La Plata - Karachipampa	7.00
	<b>Subtotal</b>	<b>119.11</b>
	<b>Total</b>	<b>4,466.06</b>

**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
	Warnes (*)	150.00
	Cumbre (*)	150.00
	Palca (*)	150.00
	Tarija (*)	75.00
	Arboleda (*)	100.00
	Sucre (*)	100.00
	<b>Subtotal</b>	<b>1,300.00</b>
Transformación 230/69 kV	Guaracachi (*)	150.00
	Yaguacua (*)	75.00
	Punutuma (*)	60.00
	Sucre (*)	60.00
	Urubó (*)	150.00
	<b>Subtotal</b>	<b>495.00</b>
Transformación 115/69 kV	Atocha	25.00
	Catavi	50.00
	Plata	50.00
	Potosí	50.00
	Vinto	100.00
	<b>Subtotal</b>	<b>275.00</b>
Transformación 115/10 kV	Lucianita	50.00
	<b>Subtotal</b>	<b>50.00</b>
	<b>Subtotal</b>	<b>25.00</b>
Transformación 115/24.9 kV	Trinidad	25.00
	<b>Subtotal</b>	<b>25.00</b>
	<b>Total</b>	<b>2,220.00</b>

(\*) 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
	Plata	115	12.00
	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
Subtotal			114.60
Capacitor serie	Vinto	230	54.85
Subtotal			54.85
Reactores de línea/barra	Carrasco	230	1 x 12.0 + 1 x 21.0
	Santiváñez	230	1 x 15.6 + 1 x 12.0
	Vinto	230	21.00
	San Ignacio de Moxos	115	9.00
	Yucumo	115	5.00
	Las Carreras	230	21.00
	Palca	230	2 x 12.0
	Santiváñez	230	2 x 18.0
	Yaguacua	230	2 x 15
	Punutuma	230	2 x 12.0
	Sucre	230	2 x 12.0
	Urubó	230	12.00
	Subtotal		266.60

## DESPACHO DE CARGA

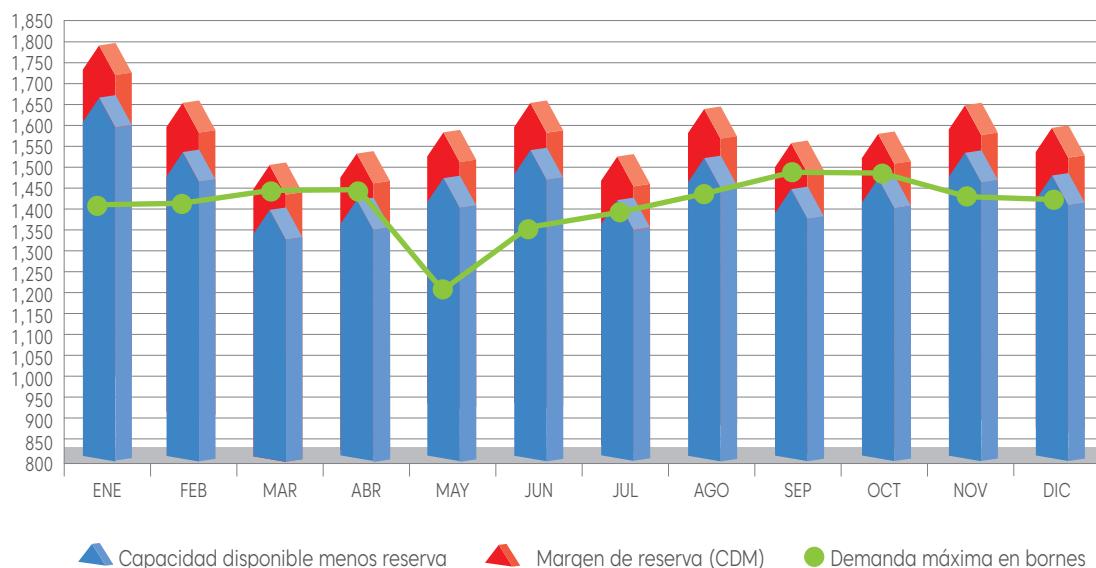
En general, durante la gestión 2016 se realizó el despacho de carga procurando la seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, la presencia de algunos eventos importantes, como ser la indisponibilidad de las unidades BUL02 (333.9 días), BUL03 (217.1 días), KEN01 (214.6 días), KEN02 (165.4 días), GCH09 (123.6 días), GCH12 (105.5 días), entre otras, afectaron la calidad de servicio en las áreas Norte, Central y Oriental, 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 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 Mazocruz - ENDE TRANSMISIÓN



## Ejecución de la programación del despacho de carga

Las desviaciones entre el despacho de carga programado y el realizado, muestran una diferencia anual de -1.21% (106.1GWh); estas desviaciones se ilustran en el Cuadro 9 y en el Gráfico 10.

**CUADRO 9**  
**PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - 2016**

Central	Programación Semestral	Despacho Realizado	Diferencia
<b>Hidroeléctricas</b>			
Sistema Zongo	979.6	782.9	(196.7)
Sistema Corani	868.0	545.3	(322.6)
Sistema Taquesi	328.6	206.1	(122.6)
Sistema Yura	71.9	63.0	(8.8)
Sistema Miguillas	115.9	89.6	(26.3)
Kanata	20.5	12.0	(8.5)
Sistema Quehata	9.1	4.7	(4.5)
San Jacinto	29.7	12.0	(17.7)
Subtotal	2,423.2	1,715.6	(707.6)
<b>Eólicas</b>			
Sistema Qollpana	77.5	34.9	(42.6)
Subtotal	77.5	34.9	(42.6)
<b>Biomasa</b>			
Guabirá	47.2	50.5	3.3
Unagro	22.3	10.7	(11.6)
San Buenaventura (*)	0.0	0.7	0.7
Subtotal	69.5	61.9	(7.6)
<b>Termoeléctricas</b>			
Guaracachi	1,404.6	1,336.7	(67.9)
Santa Cruz	79.9	145.7	65.9
Carrasco	300.4	440.4	140.0
Bulo Bulo	663.2	364.9	(298.4)
Valle Hermoso	257.4	431.7	174.3
Aranjuez	57.7	138.8	81.1
El Alto	265.6	314.5	48.9
Kenko	2.2	16.5	14.4
Karachipampa	32.1	76.5	44.5
Entre Ríos	332.8	686.3	353.5
Del Sur	1,240.7	1,280.7	40.0
Warnes	1,582.7	1,625.1	42.4
Moxos	76.1	89.0	12.9
Subtotal	6,295.2	6,946.8	651.7
Total	8,865.4	8,759.3	(106.1)

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

(\*) En los Informes de Precios de Nodo, no se encuentra prevista la inyección de San Buenaventura

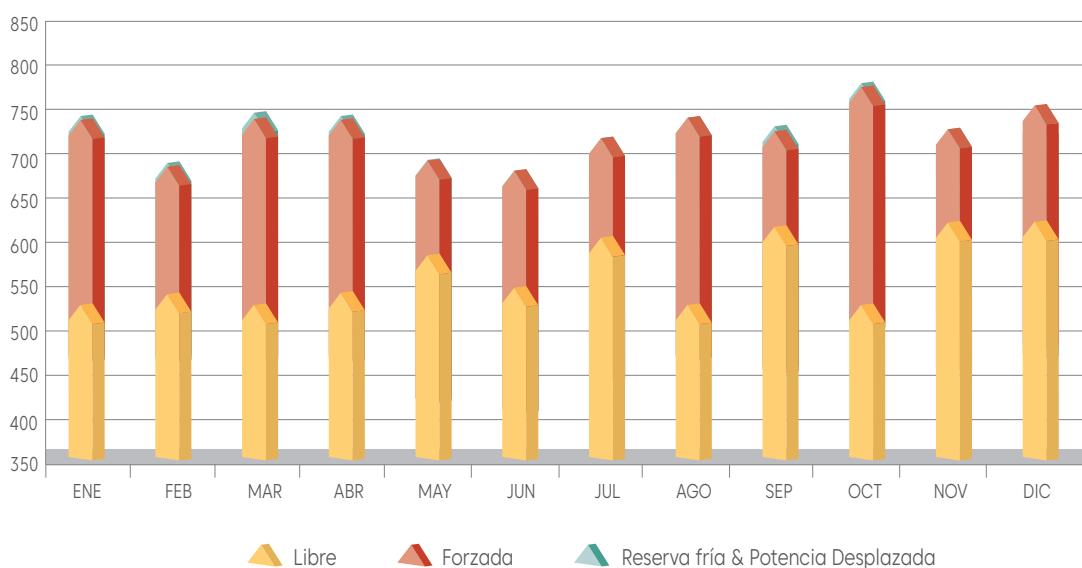
Se observa que el despacho de unidades termoeléctricas fue mayor al previsto en 9.38% (651.7 GWh), debido a que la producción de energía realizada por unidades hidroeléctricas tuvo un decremento de 41.25% (-707.6 GWh).

**GRÁFICO 10**  
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2016



En el despacho de carga realizado, del total de energía despachada en el año 2016, el 80.2% corresponde a generación libre, el 19.6% corresponde a la generación forzada y el 0.3% corresponde unidades de Reserva Fría y Potencia Desplazada, según se ilustra en el Gráfico 11.

**GRÁFICO 11**  
COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN (GWh) - AÑO 2016



## Producción de energía

En el año 2016, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 8,759.3 GWh; este valor es 5.1% mayor que la

producción del año 2015. Asimismo, en el Cuadro 10 se observa que la producción hidroeléctrica participó con el 19.6 % del total, la producción termoeléctrica con el 79.3 %, la producción eólica con el 0.4 % y la biomasa con el 0.7 %.

**CUADRO 10**  
**PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA - (GWh)**

Centrales	Gestión		Variación %
	2016	2015	
<b>Hidroeléctricas</b>	<b>19.6%</b>	<b>29.3%</b>	
Sistema Zongo	782.9	944.1	(17.1)
Sistema Corani	545.3	937.7	(41.8)
Sistema Taquesi	206.1	343.7	(40.0)
Sistema Yura	63.0	77.6	(18.8)
Sistema Miguillas	89.6	106.6	(15.9)
Sistema Kanata	12.0	17.6	(31.7)
Quehata	4.7	8.3	(43.9)
San Jacinto	12.0	4.0	200.8
Subtotal	1,715.6	2,439.6	(29.7)
Eólicas	0.4%	0.1%	
Sistema Qollpana	34.9	11.5	204.9
Subtotal	34.9	11.5	N/A
Biomasa	0.7%	0.9%	
Guabirá	50.5	62.1	(18.7)
Unagro	10.7	16.9	(37.1)
San Buenaventura	0.7		N/A
Subtotal	61.9	79.1	(21.7)
Termoeléctricas	79.3%	69.6%	
Guaracachi	1,336.7	1,704.5	(21.6)
Santa Cruz	145.7	79.3	83.9
Carrasco	440.4	516.3	(14.7)
Bulo Bulo	364.9	600.3	(39.2)
Valle Hermoso	431.7	260.6	65.7
Aranjuez	138.8	119.3	16.3
El Alto	314.5	292.9	7.4
Kenko	16.5	30.0	(44.9)
Karachipampa	76.5	79.7	(3.9)
Entre Ríos	686.3	324.2	111.7
Moxos	89.0	86.5	2.9
Del Sur	1,280.7	1,104.4	16.0
Warnes	1,625.1	606.8	167.8
Subtotal	6,946.8	5,804.7	19.7
Total	8,759.3	8,334.8	5.1

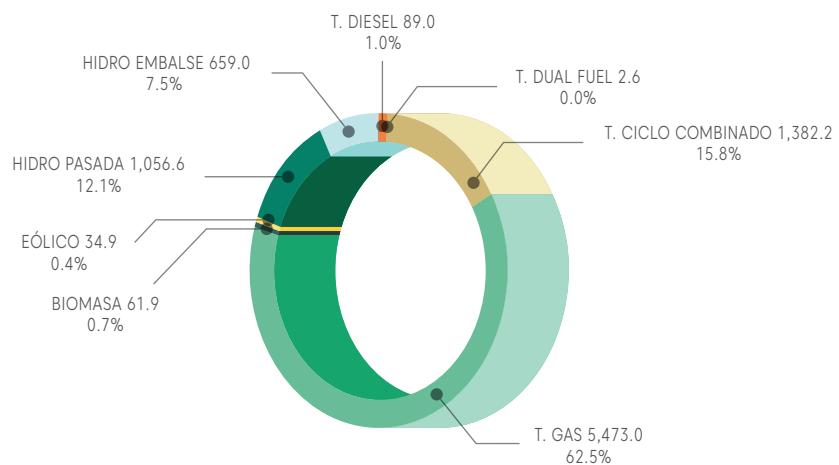
Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

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, a

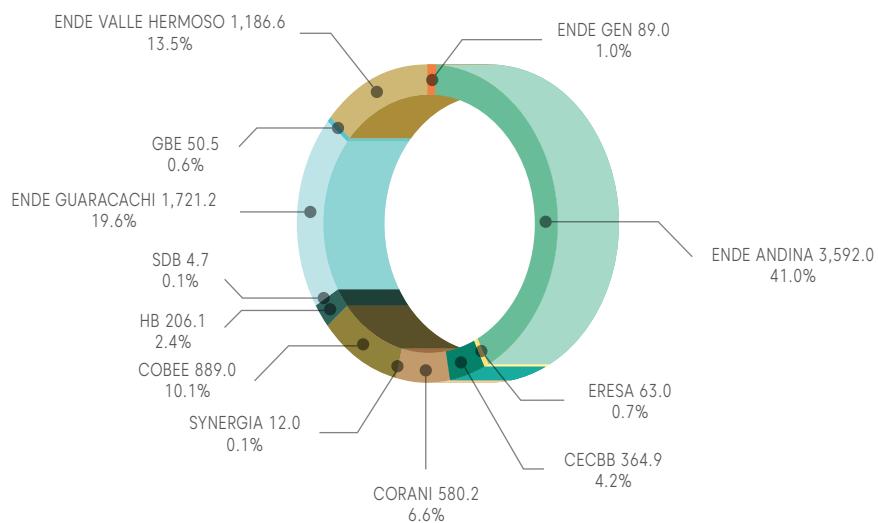
Biomasa, Dual Fuel, Ciclo Combinado, centrales Hidroeléctricas de Embalse y de Pasada y la generación del Sistema Eólico Qollpana.

**GRÁFICO 12**  
**GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - 2016**



El Gráfico 13 ilustra la participación de los Agentes Generadores que operan en el MEM, en la Generación Bruta durante la Gestión 2016.

**GRÁFICO 13**  
**PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN LA GENERACIÓN BRUTA (GWh) - 2016**



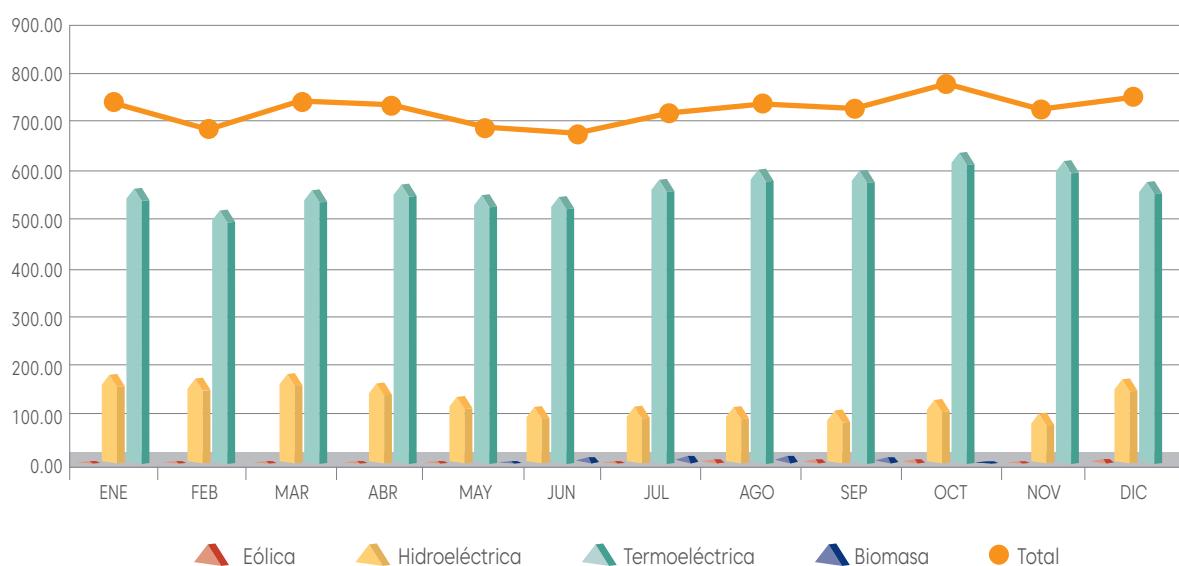


Subestación Palca - ENDE TRANSMISIÓN

Durante el año 2016, la generación Termoeléctrica ha tenido una participación predominante respecto a la generación Hidroeléctrica, incluso durante el período lluvioso, por tanto

para abastecer la demanda de energía ha sido necesario incrementar la generación termoeléctrica, tal como se puede observar en el Gráfico 14.

**GRÁFICO 14**  
GENERACIÓN MENSUAL (GWh) - AÑO 2016



## Inyecciones de Energía

En el año 2016, el Sistema de Medición Comercial registró 8,575.9 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 5.4% más que en el año 2015.

**CUADRO 11**  
**INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh) - 2016**

Centrales	Gestión		Variación %
	2016	2015	
<b>Hidroeléctricas</b>			
Sistema Zongo	758.6	907.9	(16.5)
Sistema Corani	543.8	936.2	(41.9)
Sistema Taquesi	199.3	334.4	(40.4)
Sistema Miguillas	86.0	102.2	(15.8)
Sistema Yura	59.6	73.7	(19.2)
Kanata	11.7	17.2	(31.8)
Sistema Quehata	4.4	8.0	(44.7)
San Jacinto	11.7	3.8	205.8
Subtotal	1,675.1	2,383.4	(29.7)
<b>Eólicas</b>			
Qollpana	28.7	11.4	153.0
Subtotal	28.7	11.4	153.0
<b>Biomasa</b>			
Guabirá	49.6	60.8	(18.3)
Unagro	10.7	16.9	(37.1)
San Buenaventura	0.6		N/A
Subtotal	60.9	77.7	(21.6)
<b>Termoeléctricas</b>			
Guaracachi	1,304.3	1,650.8	(21.0)
Santa Cruz	145.0	68.9	110.4
Carrasco	429.5	503.5	(14.7)
Bulo Bulo	354.3	580.2	(38.9)
Valle Hermoso	429.5	257.9	66.5
Aranjuez	135.1	115.9	16.6
El Alto	311.3	290.8	7.0
Kenko	15.7	28.9	(45.6)
Karachipampa	60.8	79.6	(23.7)
Entre Ríos	621.3	268.9	131.0
Moxos	84.4	83.9	0.6
Del Sur	1,265.0	1,124.5	12.5
Warnes	1,655.1	608.1	172.2
Subtotal	6,811.2	5,661.8	20.3
Total	8,575.9	8,134.4	5.4

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

N/A: No Aplica

## Potencia Máxima Transmitida

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

**CUADRO 12**  
**FLUJOS MÁXIMOS - AÑO 2016**

	CAPACIDAD MW	FLUJO MÁXIMO MW
<b>Líneas de Transmisión</b>		
Arboleda - Urubó	142.5	147.16
Arocagua - V. Hermoso	74	43.82
Arocagua - V. Hermoso II	74	35.52
Carrasco - Arboleda	142.5	145.03
Carrasco - Chimoré	130	152.17
Carrasco - Santiváñez	130	144.81
Carrasco - Warnes	130	138.85
Corani - Arocagua	74	79.72
Cumbre - Palca	155.9	82.66
Karachipampa-La Plata	31.8	2.00
Kenko - Mazocruz	130	70.29
La Plata-Karachipampa	31.83	9.19
La Plata-Potosí	38	23.23
La Plata-Sucre	38	18.59
Las Carreras - Punutuma	150	145.76
Las Carreras - Tarija	150	28.42
Palca - Cumbre	155.9	124.64
Palca - Mazocruz	189.05	80.14
Palca - Santiváñez	155.9	41.26
Palca - Santiváñez II	155.9	41.21
Potosí - Punutuma	74	8.69
Potosí-La Plata	38	20.24
Punutuma - Las Carreras	150	31.02
Punutuma - Potosí	74	73.25
Punutuma - San Cristóbal	140	51.93
Punutuma - Sucre	142.5	87.10
Punutuma - Uyuni	140	55.29
S. Isabel - Sacaba	74	68.47
S. Isabel - San José	74	51.49
San José - Chimoré	130.0	29.37
San José - V. Hermoso	130	130.56
Santiváñez - Carrasco	130	14.85
Santiváñez - Palca	155.9	70.60
Santiváñez - Palca II	155.9	70.55
Santiváñez - Sucre	142.5	112.44
Santiváñez - Vinto	130	142.71
Sucre - Punutuma	142.5	74.94
Sucre - Santiváñez	142.5	73.47
Sucre-La Plata	38	25.75
Tarija - Las Carreras	150	152.24
Tarija - Yaguacua	160	2.29
Tarija - Yaguacua II	160	0.08
V. Hermoso - Arocagua	74	43.76
V. Hermoso - Arocagua II	74	44.89
V. Hermoso - Santiváñez	130	126.81
Vinto - Mazocruz	130	121.71
Vinto - Santiváñez	130	21.10
Warnes - Chané	164.3	96.81
Warnes - Guaracachi	143	163.39
Warnes-Carrasco	130	112.06
Yaguacua - Tarija	160	161.94
Yaguacua - Tarija II	160	158.37
<b>Transformadores</b>		
Arboleda 230/115	90.0	59.03
Catavi 115-01	23.8	22.87
Catavi 115-02	23.8	20.84
Cumbre 230/115	142.5	123.39
Guaracachi 230 - 01	71.0	78.81
Guaracachi 230 - 02	71.0	80.04
Mazocruz 230	142.5	122.59
Plata 115/69	47.5	9.17
Potosí 115/69	47.5	15.95
Punutuma 230/115	95.0	81.14
Punutuma 230/69	57.0	15.72
Sucre 230/069	57.0	36.69
Sucre 230/115	95.0	28.25
Urubó 230	142.5	144.59
V. Hermoso 230	142.5	98.56
Vinto 115 - 01	48.0	33.00
Vinto 115 - 02	48.0	34.98
Vinto 230/115	95.0	75.98
Warnes 230/115	142.5	116.59

## 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 2016 se encuentra estimada, y la definitiva será determinada cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2016 - octubre 2017.

En el marco de lo establecido en las Resoluciones AE Nº 81/2014 de fecha 17 de febrero de 2014, AE Nº 317/2015 de fecha 23 de junio de 2015, que modifica la Norma Operativa Nº 2 - "Determinación

de la Potencia Firme" y AE Nº 91/2017 de fecha 16 de febrero de 2017, la AE dispone la modificación del tratamiento de las indisponibilidades de unidades generadoras, por lo que se ha realizado el correspondiente ajuste de los subperiodos de potencia firme que se indican en el Cuadro 13, utilizando los criterios establecidos en las resoluciones anteriormente mencionadas. Los mismos se detallan a continuación:

- 1 de enero, Ingreso de la Línea Cumbre - Avenida Arce - Catacora 115 KV de la empresa DELAPAZ.
- 9 de enero, disponibilidad de la unidad KEN01 de la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A., indisponibilidad de la unidad CJL01 de la empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A., indisponibilidad de la unidad KEN02 de la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.



- 18 de enero, disponibilidad de la unidad BUL02 de la Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo.
- 24 de enero, indisponibilidad de la unidad CHJ de la empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A.
- 30 de enero, ingreso del nuevo nodo de retiro SUCRE 115 kV.
- 3 de febrero, indisponibilidad de la unidad BUL02 de la Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo.
- 28 de febrero, indisponibilidad de la unidad GCH12 de la empresa ENDE GUARACACHI.
- 6 de marzo, indisponibilidad de la unidad ARJ01 de la empresa ENDE GUARACACHI.
- 20 de marzo, indisponibilidad de la unidad BUL01 de la Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo.
- 26 de marzo, disponibilidad de la unidad CHJ de la empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A.
- 4 de abril, operación comercial del proyecto “Subestación Palca 230/115 kV Etapa 2” de la Empresa Nacional de Electricidad.
- 5 de abril, disponibilidad de la unidad MOS13 de la Empresa Nacional de Electricidad -GENERACIÓN.
- 8 de abril, indisponibilidad de la unidad BUL03 de la Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo.
- 16 de abril, ingreso de la segunda Terna Línea Tarija - Yaguacua 230 kV de la Empresa Nacional de Electricidad.
- 18 de abril, disponibilidad de la unidad VHE06 de la empresa ENDE VALLE HERMOSO.
- 30 de abril, indisponibilidad de la unidad CAR01 de la empresa ENDE VALLE HERMOSO.
- 1 de mayo, inicio de periodo, indisponibilidad de las unidades GCH12, CAR01, ARJ01, ARJ12, ARJ13, ARJ14, BUL01, BUL02, BUL03, CJL01, CJL02, GBE01, KEN02, MOS01, UNA01. Demanda de SBO 115 kV es agregada en YUC 115 kV. Actualización de la nueva potencia de YANACACHI.
- 3 de mayo, disponibilidad de la unidad BUL01 de la Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo.
- 15 de mayo, indisponibilidad de la unidad BUL01 de la Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo.
- 21 de mayo, ingreso de la demanda en SJO 115 kV (ingreso del transformador 115/24.9 kV en subestación San José) de la EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA COCHABAMBA S.A., ingreso demanda en San Borja 115 kV de la Empresa Nacional de Electricidad (desagregación de Yucumo, ingreso de transformador San Borja 115/34.5 kV).
- 25 de mayo, disponibilidad de la unidad GBE01 de la Empresa Guabirá Energía S.A.
- 1 de junio, indisponibilidad de la unidad KEN01 de la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.
- 2 de junio, disponibilidad de la unidad GCH12 de la empresa ENDE GUARACACHI.
- 8 de junio, finalización de la licencia de generación de las unidades MOS15 y MOS16 de la Empresa Nacional de Electricidad - GENERACIÓN.
- 12 de junio, ingreso de la Línea Palca - Mazocruz 230 kV de la empresa ENDE TRANSMISIÓN S.A.
- 15 de junio, disponibilidad de UNAGRO.
- 21 de junio, disponibilidad de la unidad KEN02 de la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.

- 29 de junio, disponibilidad de las unidades MOS15 y MOS16 (ampliación de licencia de generación) de la Empresa Nacional de Electricidad - GENERACIÓN.
- 1 de julio, disponibilidad de la unidad ARJ01 de la empresa ENDE GUARACACHI.
- 9 de julio, ingreso de las líneas de transmisión Sucre - La Plata 115 kV y La Plata - Potosí 115 kV de la empresa ENDE TRANSMISIÓN S.A.
- 10 de julio, ingreso de la línea de transmisión La Plata - Karachipampa 69 kV y el autotransformador La Plata 115/69 kV de la empresa ENDE TRANSMISIÓN S.A.
- 15 de julio, disponibilidad de la unidad BUL01 de la Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo, indisponibilidad de la unidad GCH09 de la empresa ENDE GUARACACHI.
- 11 de agosto, disponibilidad de la unidad MOS01 de la Empresa Nacional de Electricidad - GENERACIÓN.
- 15 de agosto, ingreso del nuevo nodo de retiro en Paracaya 115 kV.
- 24 de agosto, disponibilidad de la unidad CAR01 de la empresa ENDE VALLE HERMOSO.
- 28 de agosto, ingreso del segundo transformador Catavi 115/69 kV de la empresa ENDE TRANSMISIÓN S.A.
- 15 de septiembre, ingreso de la unidad San Buenaventura.
- 26 de septiembre, indisponibilidad de la unidad GBE01 de la Empresa Guabirá Energía S.A.
- 26 de octubre, indisponibilidad de la unidad San Buenaventura.
- 29 de octubre, indisponibilidad de UNAGRO.
- 1 de noviembre, inicio de periodo, retiro del STI de los componentes de los tramos de línea Kenko-Cota Cota-Bologna-Pampahasi-Cumbre 115 kV de acuerdo a Resolución de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad AE N° 508/2016, indisponibilidad de las unidades generadoras ARJ12, ARJ13, ARJ14, BUL02, CJL01, CJL02, GBE, SBU01, UNA01, BUL03 y GCH12.
- 10 de noviembre, disponibilidad de la unidad generadora BUL03 de la Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo.
- 13 de noviembre, indisponibilidad de la unidad generadora KIL03 de la Empresa Río Eléctrico S.A.
- 18 de noviembre, 2016 debido al ingreso en operación comercial de la demanda de ELFEC en el nodo Carrasco 230 kV.
- 22 de noviembre, indisponibilidad de la unidad generadora ARJ08 de la Empresa ENDE GUARACACHI.

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

Periodo	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Biomasa	Reserva Fría y Potencia Desplazada
Del 01/01/2016 al 08/01/2016	458.7	997.8	0.0	25.3
Del 09/01/2016 al 17/01/2016	458.5	998.1	0.0	25.3
Del 18/01/2016 al 23/01/2016	458.5	999.1	0.0	59.2
Del 24/01/2016 al 29/01/2016	421.5	1,036.5	0.0	32.7
Del 30/01/2016 al 02/02/2016	421.5	1,036.4	0.0	32.7
Del 03/02/2016 al 27/02/2016	421.4	1,035.5	0.0	25.3
Del 28/02/2016 al 05/03/2016	421.4	1,033.4	0.0	0.0
Del 06/03/2016 al 19/03/2016	421.4	1,033.5	0.0	0.0
Del 20/03/2016 al 25/03/2016	421.4	1,031.8	0.0	0.0
Del 26/03/2016 al 03/04/2016	458.5	996.3	0.0	0.0
Del 04/04/2016 al 04/04/2016	458.5	996.3	0.0	0.0
Del 05/04/2016 al 07/04/2016	458.5	996.4	0.0	0.0
Del 08/04/2016 al 15/04/2016	458.5	989.6	0.0	0.0
Del 16/04/2016 al 17/04/2016	458.5	989.6	0.0	0.0
Del 18/04/2016 al 29/04/2016	458.5	994.5	0.0	0.0
Del 30/04/2016 al 30/04/2016	458.5	952.8	0.0	0.0
Del 01/05/2016 al 02/05/2016	461.4	954.3	0.0	0.0
Del 03/05/2016 al 14/05/2016	461.4	991.5	0.0	0.0
Del 15/05/2016 al 20/05/2016	461.4	954.3	0.0	0.0
Del 21/05/2016 al 24/05/2016	461.4	954.3	0.0	0.0
Del 25/05/2016 al 31/05/2016	461.4	973.1	0.0	0.0
Del 01/06/2016 al 01/06/2016	461.4	965.1	0.0	0.0
Del 02/06/2016 al 07/06/2016	461.4	990.0	0.0	0.0
Del 08/06/2016 al 11/06/2016	461.4	990.0	0.0	0.0
Del 12/06/2016 al 14/06/2016	461.5	989.5	0.0	0.0
Del 15/06/2016 al 20/06/2016	461.5	983.5	6.0	0.0
Del 21/06/2016 al 28/06/2016	461.5	983.1	6.0	0.0
Del 29/06/2016 al 30/06/2016	461.5	983.1	6.0	0.0
Del 01/07/2016 al 08/07/2016	461.5	983.0	6.0	0.0
Del 09/07/2016 al 09/07/2016	461.5	982.0	6.0	0.0
Del 10/07/2016 al 14/07/2016	461.5	982.0	6.0	0.0
Del 15/07/2016 al 10/08/2016	461.5	983.7	6.0	0.0
Del 11/08/2016 al 14/08/2016	461.5	983.7	6.0	0.0
Del 15/08/2016 al 23/08/2016	461.5	983.6	6.0	0.0
Del 24/08/2016 al 27/08/2016	461.5	984.3	6.0	0.0
Del 28/08/2016 al 14/09/2016	461.5	984.3	6.0	0.0
Del 15/09/2016 al 25/09/2016	461.5	981.6	8.7	0.0
Del 26/09/2016 al 25/10/2016	461.5	981.9	8.7	0.0
Del 26/10/2016 al 28/10/2016	461.5	984.6	6.0	0.0
Del 29/10/2016 al 31/10/2016	461.5	990.7	0.0	0.0
Del 01/11/2016 al 09/11/2016 (p)	461.9	1,051.8	0.0	0.0
Del 10/11/2016 al 12/11/2016 (p)	461.9	1,094.4	0.0	0.0
Del 13/11/2016 al 17/11/2016 (p)	456.6	1,095.2	0.0	0.0
Del 18/11/2016 al 21/11/2016 (p)	456.6	1,095.2	0.0	0.0
Del 22/11/2016 al 31/12/2016 (p)	456.6	1,079.5	0.0	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 2016, de acuerdo al tipo de instalaciones se presenta en el siguiente cuadro:

**CUADRO 14  
DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES - 2016**

Instalaciones	Disponibilidad (%)
Unidades Hidroeléctricas	95.6
Unidades Termoeléctricas	82.5
Unidades Biomasa	29.7
Unidades Eólicas	97.3
Transmisión (STI)	98.0

En el año 2016 el tiempo total de interrupción del suministro, expresado como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta, fue

de 16.9 minutos, el cuadro 15 presenta el tiempo total de interrupción, de acuerdo al origen en minutos.

**CUADRO 15  
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO - 2016**

Origen	Minutos
Fallas en Generación	8.9
Fallas en Transmisión	5.4
Problemas en la oferta de generación y requerimiento operativo	2.5
Total	16.9



Durante el año 2016 la energía interrumpida fue de 402.8 MWh. El siguiente cuadro presenta la energía interrumpida de acuerdo al Agente.

**CUADRO 16**  
**ENERGÍA INTERRUMPIDA - 2016**

Consumidor	MWh
CRE	146.9
DELAPAZ	51.7
ENDE DISTRIBUCIÓN	1.6
ENDE DELBENI	36.5
ELFEC	21.6
SEPSA	20.2
SETAR	20.0
CESSA	16.2
ELFEO	27.2
EMDEECRUZ	1.1
COBOCE	18.1
EMSC	36.5
EMIRSA	0.4
EMVINTO	4.8
Total	402.8

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

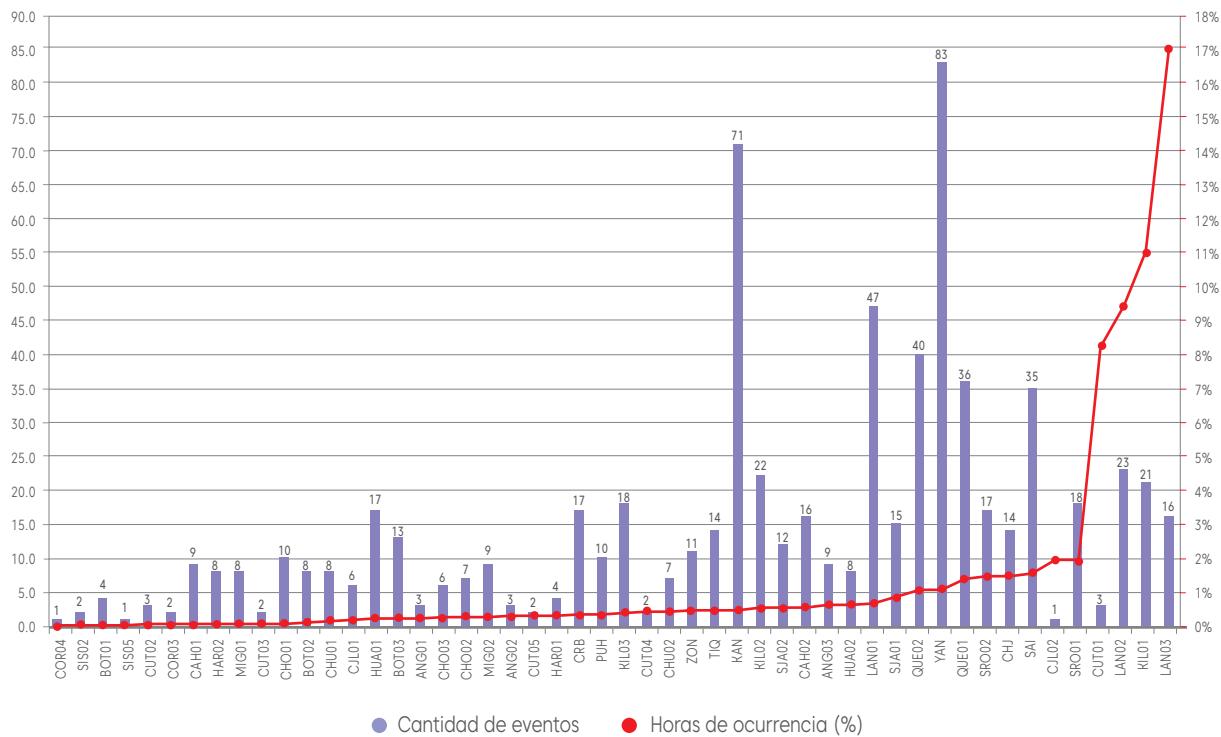
**CUADRO 17**  
**INDISPONIBILIDADES MAYORES A 30 DÍAS**

UNIDAD GENERADORA	DÍAS	UNIDAD GENERADORA	DÍAS
ALT02	37.1	GCH12	88.5
ARJ01	118.5	GCH12	105.5
ARJ08	41.0	KEN01	214.6
ARJ12	366.0	KEN02	165.4
ARJ13	366.0	KIL01	39.0
ARJ14	366.0	KIL03	49.7
ARJ15	64.1	LAN03	53.1
BUL01	62.5	MOS01	223.8
BUL01	45.2	MOS02	31.6
BUL02	333.9	MOS04	35.2
BUL03	217.1	MOS06	35.7
CAR01	116.8	MOS13	95.3
CAR02	36.1	MOS14	31.0
CHJ	63.2	MOS15	39.1
CJL01	359.0	SBU01	67.0
CJL02	366.0	UNA01	166.6
GBE01	145.7	UNA01	64.2
GBE01	97.2	VHE06	108.7
GCH09	123.6	WAR02	40.4

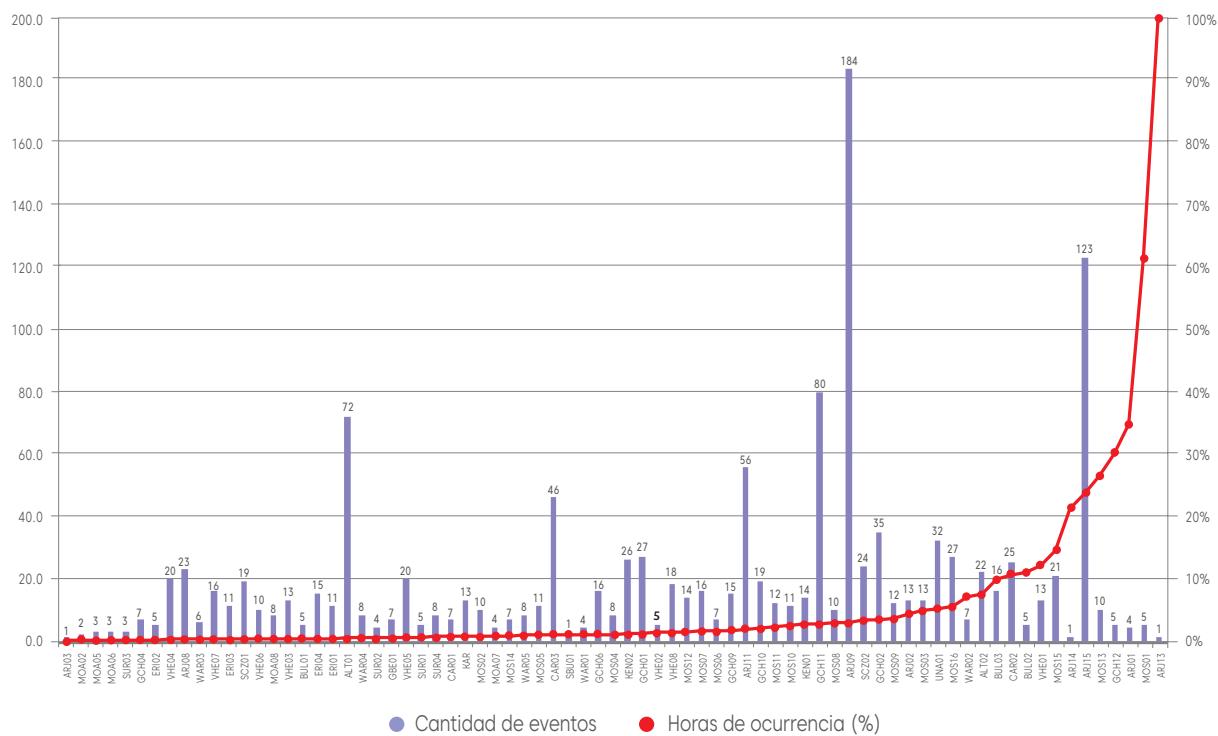
De la misma manera, en el Gráfico N° 15, se presenta un resumen de las indisponibilidades forzadas de unidades de generación hidroeléctrica, asimismo, en el Gráfico N° 16 se presenta también

un resumen de las indisponibilidades forzadas de unidades de generación termoeléctrica que han ocurrido durante la gestión 2016.

## GRÁFICO 15 INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES HIDROELÉCTRICAS



## GRAFICO 16 INDISPONIBILIDAD FORZADA 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 2016. De los anteriores gráficos se puede observar que en la unidad LAN03 se han registrado 16 eventos que representan el 17% respecto al total de las horas del año. Por otro lado, las unidades YAN y RAN, han tenido un total de 83 y 71 eventos

respectivamente, lo cual representa el 1% y 0.5% respecto de las horas totales de la gestión 2016. De la misma manera se ha observado que las unidades ARJ09 y ARJ15 han tenido un total de 184 y 123 eventos respectivamente de indisponibilidad forzada lo cual representa 2.8% y 23.6% respecto al total de las horas del año. Por otro lado, en la unidad ARJ13 se registró un solo evento de indisponibilidad forzada lo cual representa el 100% de las horas del año 2016.

## PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

### Costos Marginales de Generación

El costo marginal promedio anual del año 2016 fue 16.81 US\$/MWh (sin impuestos), con un promedio mensual mínimo de 15.10 US\$/MWh y un promedio mensual máximo de 20.67 US\$/MWh.

En el Cuadro 18 se puede observar que durante el año 2016, los costos marginales de generación fueron superiores a los previstos durante todos los meses del año. Considerando el costo marginal promedio anual de generación, se observa que el costo previsto es menor al costo real debido a la eventual indisponibilidad del parque generador durante la gestión 2016 y el cambio en la

declaración de los O&M por parte de los Agentes Generadores Termoeléctricos para el semestre noviembre 2016 - abril 2017.

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 7.02 % mayor respecto a lo programado (ver Cuadro 18).



Subestación Karachipampa - ENDE TRANSMISIÓN

**CUADRO 18**  
**COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2016 (Sin IVA)**

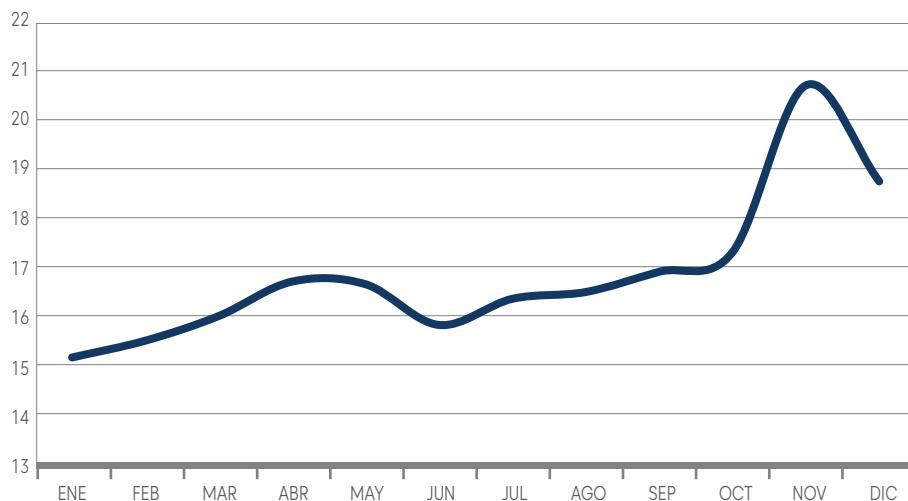
	Previsto	Real	Diferencia
Enero	14.66	15.10	0.43
Febrero	14.41	15.44	1.03
Marzo	14.59	15.95	1.36
Abril	15.10	16.65	1.55
Mayo	15.25	16.60	1.34
Junio	15.39	15.76	0.37
Julio	15.62	16.30	0.68
Agosto	15.92	16.44	0.52
Septiembre	16.25	16.85	0.60
Octubre	16.50	17.25	0.75
Noviembre	18.70	20.67	1.97
Diciembre	16.07	18.70	2.63
Promedio	15.70	16.81	1.10

El costo marginal promedio anual de generación resultante del despacho de carga realizado en la gestión 2016 (16.81 US\$/MWh), resultó ser 7.9 % superior al costo marginal promedio del año 2015 (15.57 US\$/MWh).

En el Gráfico 17 se presentan los costos marginales promedio mensuales, registrados

durante la gestión 2016; se puede observar que en el mes de noviembre se registró el costo marginal más elevado, debido a la indisponibilidad de importantes unidades del parque generador y el cambio en los O&M para el semestre noviembre 2016 - abril 2017.

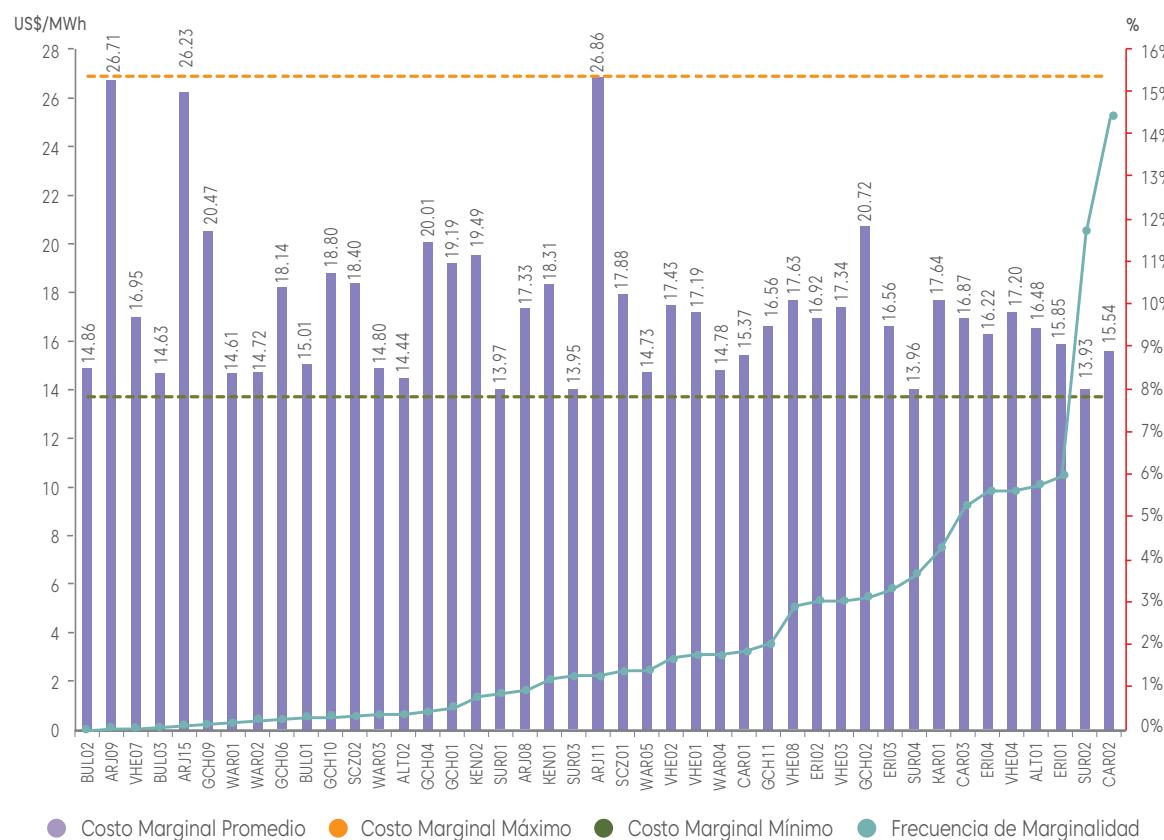
**GRÁFICO 17**  
**COSTOS MARGINALES REALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh)**



Durante la Gestión 2016, 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 2016. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 26.87 y 13.66 US\$/MWh respectivamente.

**GRÁFICO 18  
UNIDAD MARGINAL, COSTO MARGINAL PROMEDIO Y FRECUENCIA DE MARGINALIDAD - 2016**



## 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 2016. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 26.87 y 13.66 US\$/MWh respectivamente.

## GRÁFICO 19 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN PROMEDIO ANUAL - 2016



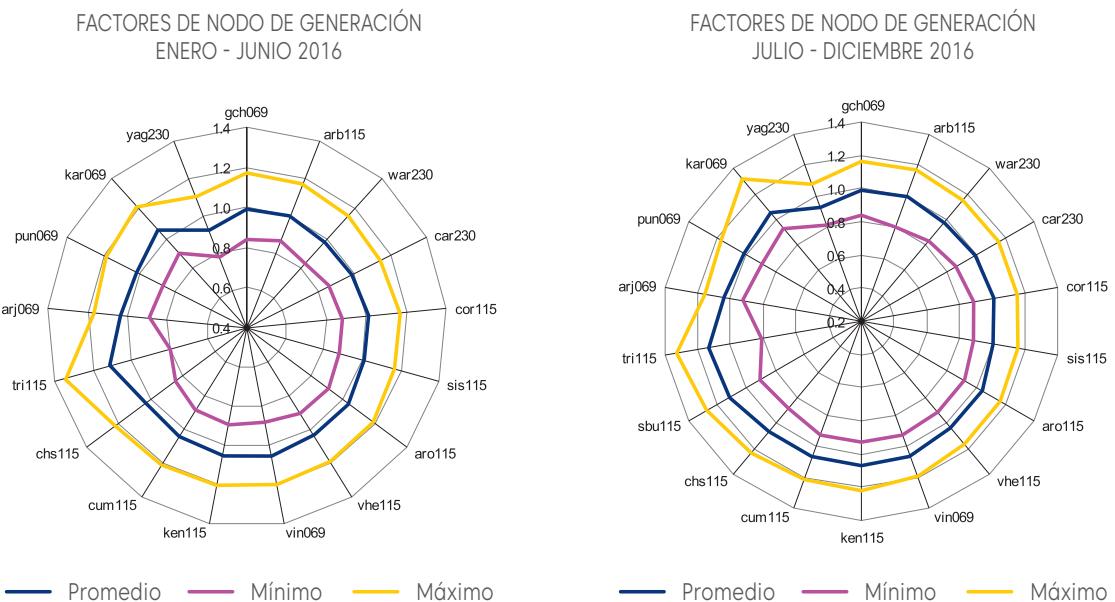
Nota.- No se presentan los costos de las unidades AR1/2 y AR1/4 debido a que dichas unidades se encontraban con indisponibilidad forzada, programada o no fueron despachadas.

## Factor de Nodo de Energía

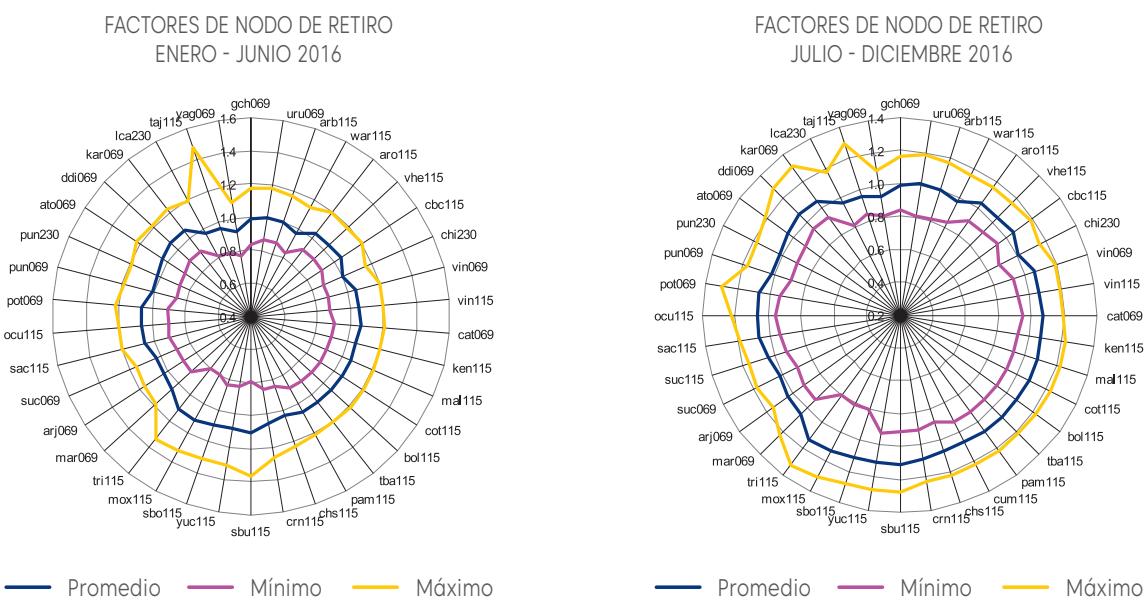
Este factor refleja las pérdidas marginales de energía que se presentan en el sistema de transmisión en función del incremento de generación en la unidad marginal ante un incremento de la energía retirada en cada nodo. Este factor se calcula empleando un modelo matemático de corriente continua

con pérdidas cuadráticas, el cual utiliza las potencias medias inyectadas y retiradas en el Sistema Interconectado Nacional. Para la gestión 2016, 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**



**GRÁFICO 21**  
**FACTORES DE NODO DE RETIRO**



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 segundo semestre se identificaron algunos eventos que afectaron la configuración de la red troncal.

## 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 2016. 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 2016 (SIN IVA)**

Agente	Nodo	US\$/MWh
CRE	VARIOS	16.84
DELAPAZ	VARIOS	17.90
ELFEC	VARIOS	17.42
ELFEO	VIN, CAT	17.81
SEPSA	VARIOS	17.87
CESSA	VARIOS	17.53
ENDE	VARIOS	16.76
SETAR	TAJ, YAG	16.12
ENDE DELBENI	VARIOS	18.94
EMDEECRUZ	WAR	17.34
EMIRSA	VIN115	17.51
EMVINTO - COMIBOL	VIN69	17.57
COBOCE	CBC	17.55
ENDE VALLE HERMOSO para su contrato con EMSC	PUN	17.08
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	17.08
Promedio		17.32

## Precios de Potencia en el Mercado Spot

El precio básico de potencia, de enero a abril de la gestión de 2016, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 53.5 MW ISO, con un costo total de 686.45 US\$ por kW de potencia efectiva in situ; mientras que, de mayo a diciembre de la gestión 2016, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 49.50 MW ISO, con un costo total de 664.26 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 2015 y octubre 2016; en el período noviembre 2015 - abril 2016, el precio básico de la potencia fue de 9.825 US\$/kW-mes y en el período mayo - octubre 2016, el precio básico de la potencia fue de 9.406 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 2016 los precios medios en nodos, que son detallados por Agente en el Cuadro 20:

**CUADRO 20**  
**PRECIOS SPOT DE POTENCIA - AÑO 2016 (SIN IVA)**

Agente	Nodo	US\$/KW - mes
CRE	VARIOS	9.85
DELAPAZ	VARIOS	10.00
ELFEC	VARIOS	9.86
ELFEO	VIN, CAT	10.16
SEPSA	VARIOS	10.33
CESSA	VARIOS	10.11
ENDE	VARIOS	9.71
SETAR	TAJ, YAG	9.46
ENDE DELBENI	VARIOS	9.95
EMDEECRUZ	WAR	9.61
EMIRSA	VIN115	9.78
EMVINTO - COMIBOL	VIN69	10.05
COBOCE	CBC	10.08
ENDE VALLE HERMOSO para su contrato con EMSC	PUN	9.96
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	9.96
Promedio		9.92

### 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 2016 para los consumidores, fue de 4.442 US\$/KW-mes, 18% mayor que en el 2015. Este valor incluye el peaje correspondiente a líneas de transmisión del Sistema Larecaja y del Sistema Sur, que no forman

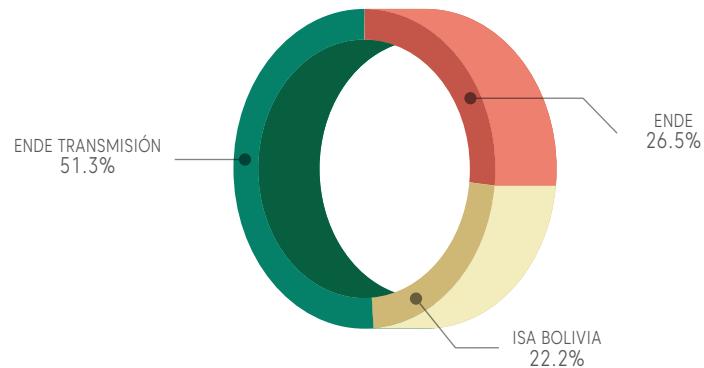
parte del Sistema Troncal de Interconexión (STI) y la incorporación al STI de las líneas: Palca - Mazocruz 230 kV, Chaco - Tarija 230 kV segunda terna, Sucre - Padilla 115 kV Sucre - La Plata - Potosí 115 kV, La Plata - Karachipampa 69 kV entre otros.

Asimismo en el Cuadro 21 se presenta la composición de la remuneración de la transmisión correspondiente a la gestión 2016, 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 - 2016**

AGENTE	INGRESO TARIFARIO (MUS\$)	PEAJE (MUS\$)	TOTAL (MUS\$)	PARTICIPACIÓN (%)
ENDE Transmisión	2,600.55	51,810.80	54,411.35	51.3%
ISA BOLIVIA	273.47	23,330.88	23,604.35	22.2%
ENDE	1,306.57	26,831.72	28,138.29	26.5%
<b>TOTAL</b>	<b>4,180.59</b>	<b>101,973.40</b>	<b>106,153.99</b>	<b>100%</b>
<b>PARTICIPACIÓN (%)</b>	<b>3.9%</b>	<b>96.1%</b>	<b>100%</b>	

**GRÁFICO 22**  
**COMPOSICIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN - 2016**



### 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 (US\$/MWh) - 2016 (Sin IVA)**

Consumidor	Nodo	Cargo por Energía	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Total
CRE	VARIOS	16.84	21.32	9.62	47.77
DELAPAZ	VARIOS	17.90	20.96	9.31	48.17
ELFEC	VARIOS	17.42	20.87	9.40	47.70
ELFEO	VIN, CAT	17.81	21.38	9.35	48.54
SEPSA	VARIOS	17.87	20.89	8.98	47.74
CESSA	VARIOS	17.53	21.44	9.42	48.39
ENDE	VARIOS	16.76	17.26	7.90	41.91
SETAR	TAJ, YAG	16.12	20.69	9.72	46.53
ENDE DELBENI	VARIOS	18.94	23.07	10.30	52.30
EMDEECRUZ	WAR	17.34	29.62	13.72	60.68
EMIRSA	VIN 115	17.51	22.71	10.33	50.56
EMVINTO - COMIBOL	VIN 69	17.57	10.32	4.56	32.45
COBOCE	COB	17.55	8.30	3.66	29.50
ENDE VALLE HERMOSO para su contrato con EMSC	PUN	17.08	13.93	6.21	37.21
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	17.08	13.93	6.21	37.21
<b>TOTAL MEM</b>		<b>17.32</b>	<b>20.61</b>	<b>9.23</b>	<b>47.16</b>

## TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Durante la gestión 2016 se emitieron 16 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 2016 ascienden a 419.8 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\$) - 2016**

Concepto	Miles US\$	Participación (%)
<b>Generación</b>		
Inyecciones de Energía	143,604	
Inyecciones de Potencia	170,040	
Subtotal Ventas de Generadores	313,643	75
<b>Transmisión</b>		
Peaje de Generadores	24,677	
Peaje de Consumidores	77,296	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	4,181	
Subtotal Ventas de Transmisores	106,154	25
Total Venta	419,797	100

Los contratos de compra venta de energía durante el año 2016 fueron:

- Contrato de abastecimiento por el 25% del consumo de Minera San Cristóbal, con la Empresa ENDE Valle Hermoso S.A.
- 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\$) - 2016**

Concepto	Consumidores	Generadores (*)	Total
Retiros de Energía	138,851	6,272	145,123
Retiros de Potencia	167,585	5,116	172,701
Peaje para Consumidores	75,016	2,281	77,296
Subtotal compras por Consumos	381,452	13,668	395,120
Peaje para Generadores		24,677	24,677
<b>Total Compras</b>	<b>381,452</b>	<b>38,345</b>	<b>419,797</b>

(\*) Las compras de generadores corresponden a las compras de COBEE y ENDE VALLE HERMOSO 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 2016, el monto acumulado en el Fondo se redujo a 85.2 millones de Bs.

Las variaciones de los Fondos de Estabilización entre las gestiones 2015 y 2016, 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 - 2016.

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

Generador / Transmisor	Saldo a Dic. 2015	Variación en 2016	Saldo a Dic. 2016
CORANI	17,044	510	17,554
ENDE GUARACACHI	18,687	2,680	21,367
ENDE VALLE HERMOSO	25,918	1,758	27,676
COBEE	(11,487)	2,177	(9,310)
CECBB	10,948	80	11,028
ERESA	760	126	886
HB	(219)	626	407
SYNERGIA	242	39	281
GBE	2,224	(111)	2,113
SDB	(27)	23	(4)
ENDE ANDINA	3,259	10,037	13,296
ENDE GEN.	(2,763)	1,533	(1,231)
ENDE TRANSMISIÓN (Ingreso Tarifario)	710	94	804
ISA (Ingreso Tarifario)	201	(30)	171
ENDE (Ingreso Tarifario)	61	139	200
<b>Total</b>	<b>65,558</b>	<b>19,680</b>	<b>85,238</b>

"Nota: Los valores positivos del cuadro anterior indican saldos a favor de los Agentes. El saldo a diciembre de 2015 considera el ajuste efectuado al DTE N° 34-2015."

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

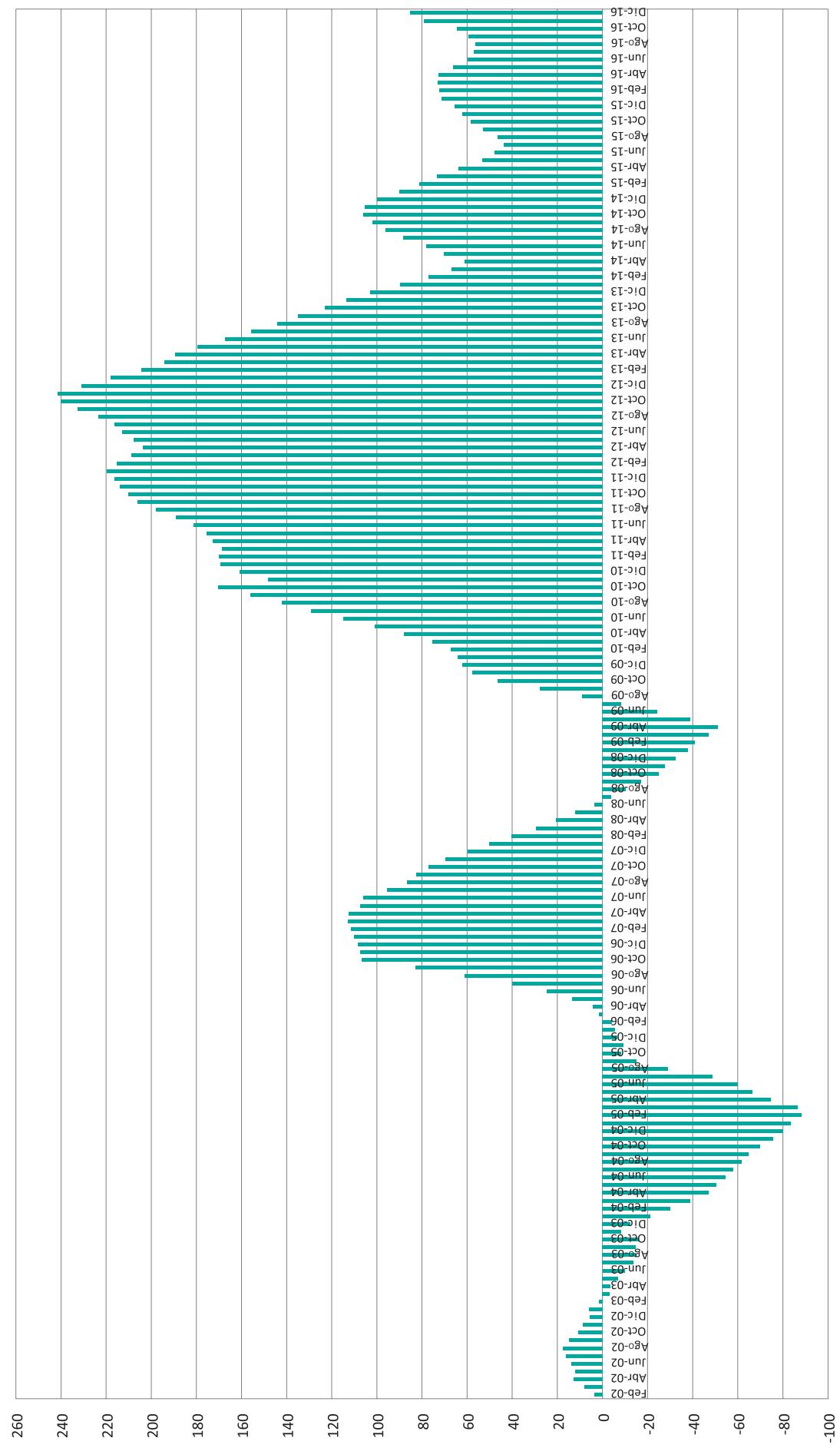
Distribuidor	Saldo a Dic. 2015	Variación en 2016	Saldo a Dic. 2016
CRE	(116,786)	(468)	(117,254)
DELAPAZ	66,179	14,969	81,148
ELFEC	108,065	6,960	115,025
ELFEO	18,907	2,610	21,517
SEPSA	(27,384)	(9,237)	(36,621)
CESSA	11,445	2,020	13,465
ENDE DIST.	3,991	(851)	3,141
SETAR	305	(284)	21
SETAR VILLAMONTES	48	(107)	(59)
SETAR YACUIBA	156	(196)	(40)
ENDE DELBENI	631	4,280	4,911
EMDEECRUZ	1	(16)	(16)
<b>Total</b>	<b>65,558</b>	<b>19,680</b>	<b>85,238</b>

Nota: El saldo a diciembre de 2015 considera el ajuste efectuado al DTE N° 34-2015.

Subestación Potosí - ENDE TRANSMISIÓN



GRÁFICO 23  
FONDO DE ESTABILIZACIÓN ACUMULADO (M M Bs.) 2002 - 2016



# ESTADÍSTICA DEL PERÍODO 1996 – 2016

CUADRO 27  
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2016

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
	EGSA	Termo	GCH09, GCH10	119.5
1999	COBEE	Hidro	HUA01, HUA02	30.0
	SYNERGIA	Hidro	KAN	7.5
2000	CECBB	Termo	BUL01, BUL02	87.5
2001	ERESA	Hidro	KIL03, LAN01, LAN03 (Se incorpora toda la Capacidad del Yura)	18.5
	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
	EGSA	Termo	GCH11	63.3
2007	GBE	Termo	GBE01	16.6
	SDB	Hidro	QUE01, QUE02	1.9
	CORANI	Hidro	COR01, COR02, COR03 (Repotenciamiento)	2.9
2008	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
	CORANI	Hidro	*Central Corani	0.9
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	0.4
	COBEE	Hidro	*Sistema Miguillas	0.2
2010	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 Ríos	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
	SDB	Hidro	Incremento en capacidad unidad CHT01	0.1
	EGSA	Termo	Ingreso del Ciclo Combinado unidad GCH12 de Central Guaracachi	76.6
2012	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
	CORANI	Eólico	Ingreso del Parque Eólico Qollpana Fase I	3.0
	CECBB	Termo	Ingreso de la unidad BUL03 de Central Bulo Bulo	36.9
	CECBB	Termo	Incremento en capacidad unidad BUL03	6.4
2014	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
	COBEE	Hidro	Rehabilitación Central Sainani	10.5
	EGSA	Hidro	Ingreso de Central San Jacinto	7.0
	CECBB	Termo	Central Bulo Bulo	5.7
	ENDE ANDINA	Termo	Central Entre Ríos	7.9
	ENDE ANDINA	Termo	Central Warnes	199.2
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Central Moxos	1.9
	CORANI	Eólico	Ingreso del Parque Eólico Qollpana Fase II	24.0
2016	ENDE GUARACACHI	Termo	Ingreso de los excedentes de energía de San Buenaventura al SIN (****)	3.0
	ENDE GUARACACHI	Hidro	Incremento Capacidad Central San Jacinto	0.6
	ENDE ANDINA	Termo	Central Termoeléctrica Del Sur (Temperatura Máxima)	2.8
			Hidro	247.4
			Termo	1,232.3

**CUADRO 27**  
**CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2016**

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)
	CORANI	Hidro	*Central Santa Isabel	(2.1)
	HB	Hidro	*Sistema Taquesi	(1.1)
	SYNERGIA	Hidro	*Kanata	(0.1)
2010	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)
	VHE	Termo	*Central Carrasco	(2.1)
2011	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	(2.3)
	EGSA	Termo	Central Guaracachi (temperatura máxima)	(2.2)
2012	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)
	EGSA	Termo	*Central Guaracachi (Unidades GCH09, GCH10, GCH11)	(3.3)
2013	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)
	ENDE GENERACIÓN	Termo	MOA10, MOA11, MOA14, MOA15, MOA16, MOA17	(6.2)
2014	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)
2015	EGSA	Termo	Central UNAGRO	(0.5)
	EGSA	Termo	Central Aranjuez (retiro unidad ARJ10)	(1.5)
	HB	Hidro	CJL01, CJL02	(0.9)
	ENDE GUARACACHI	Termo	Central Guaracachi (temperatura máxima)	(2.4)
2016	ENDE GUARACACHI	Termo	Central Santa Cruz (temperatura máxima)	(0.4)
	ENDE GUARACACHI	Termo	Central Aranjuez (temperatura máxima)	(0.1)
	ENDE ANDINA	Termo	Central Warnes (temperatura máxima)	(3.6)
			Hidro	(34.3)
			Termo	(139.8)

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

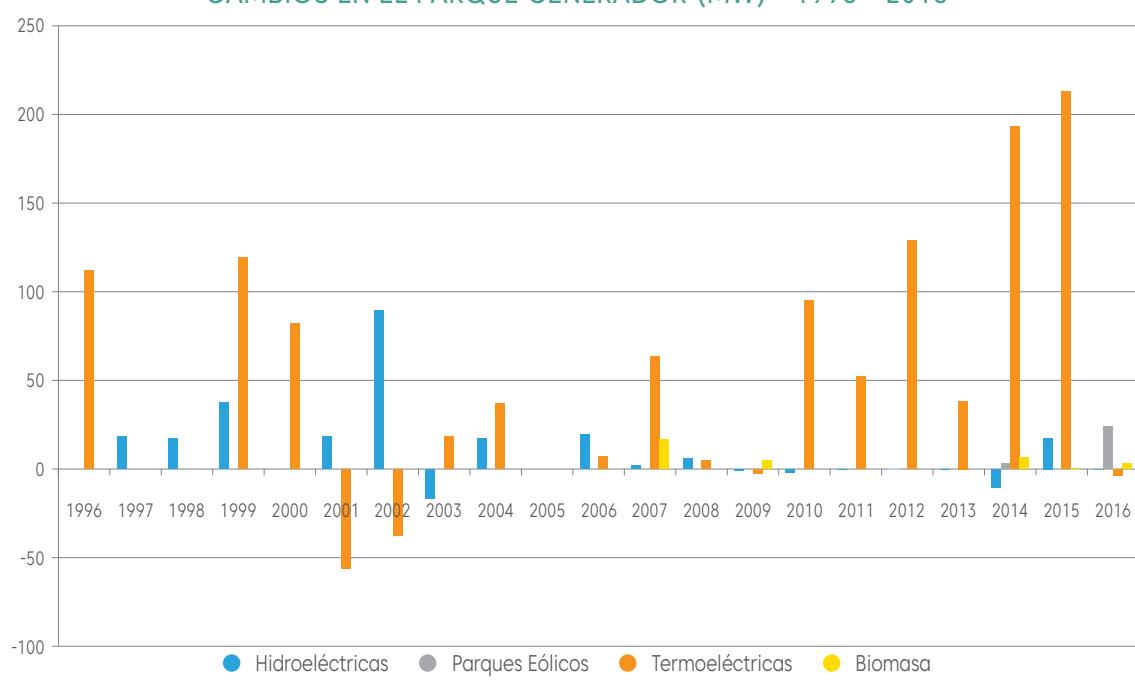
(\*\*) Debido a la aplicación de D.S. 934.

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

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

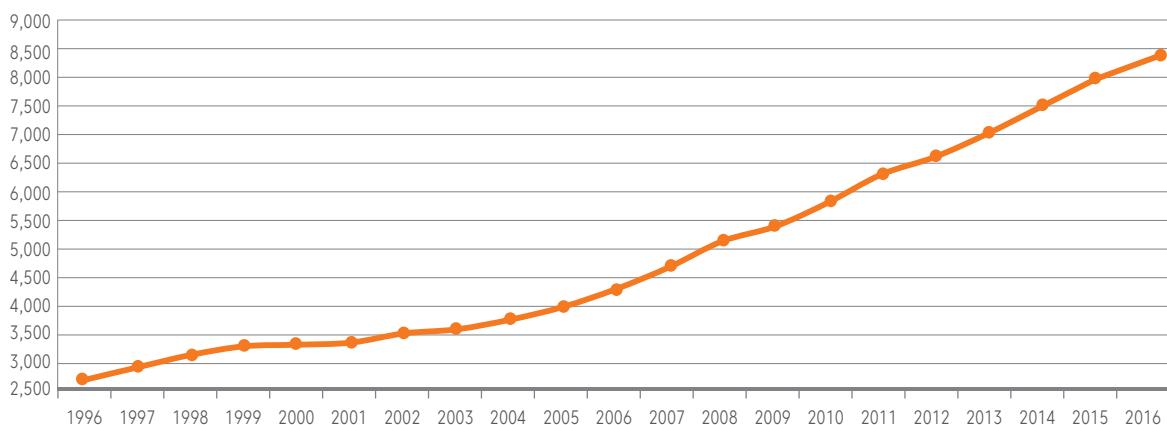
Nota.- A partir de la gestión 2012 se considera la capacidad de generación a temperatura máxima anual, debido a ello, las reducciones de capacidad se deben al efecto termodinámico por aumento de temperatura.

**GRÁFICO 24**  
**CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR (MW) - 1996 - 2016**



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 - 2016**



**GRÁFICO 26**  
**CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 1996 - 2016**

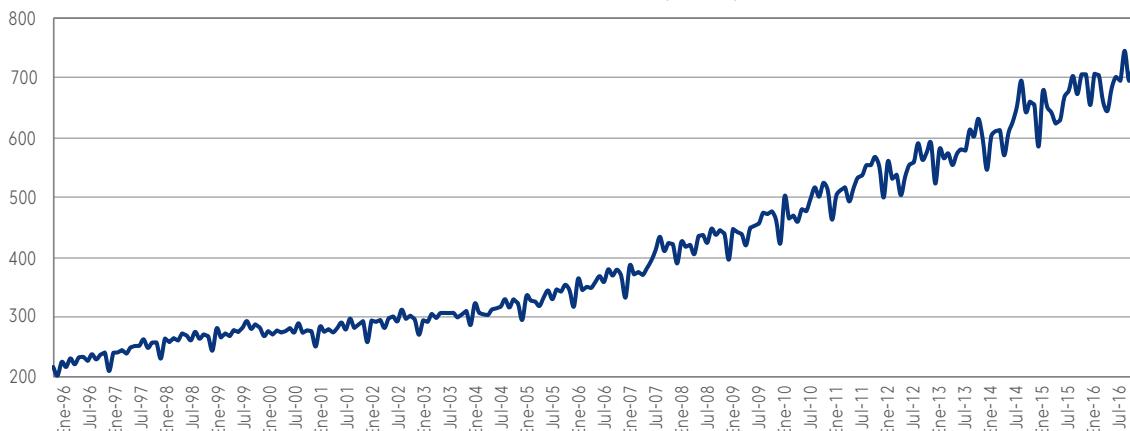


GRÁFICO 27  
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 2006 - 2016

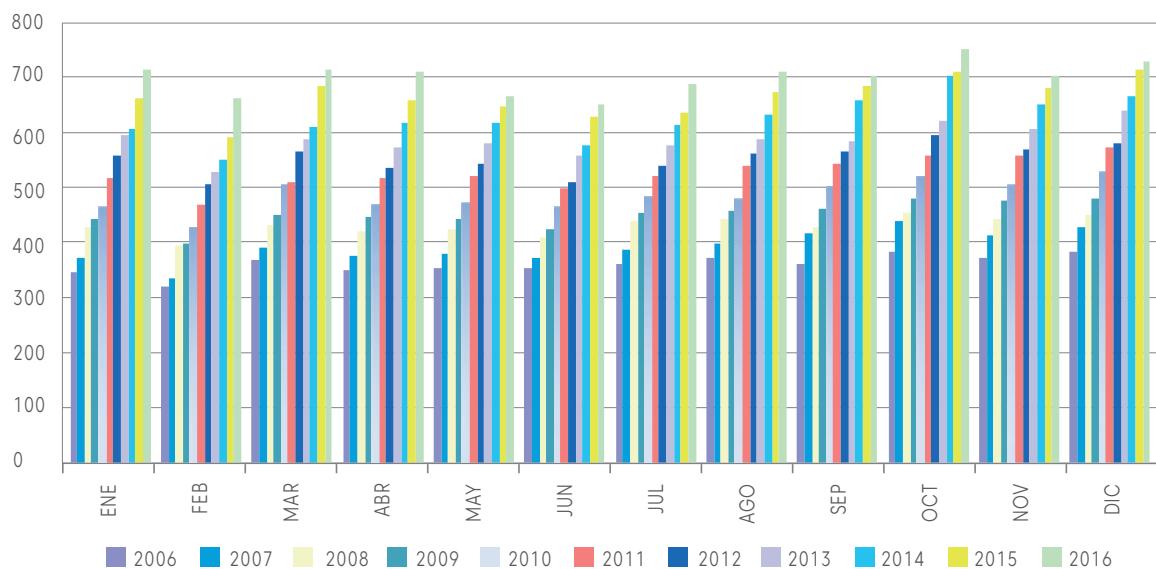


GRÁFICO 28  
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS DEL SIN (GWh)

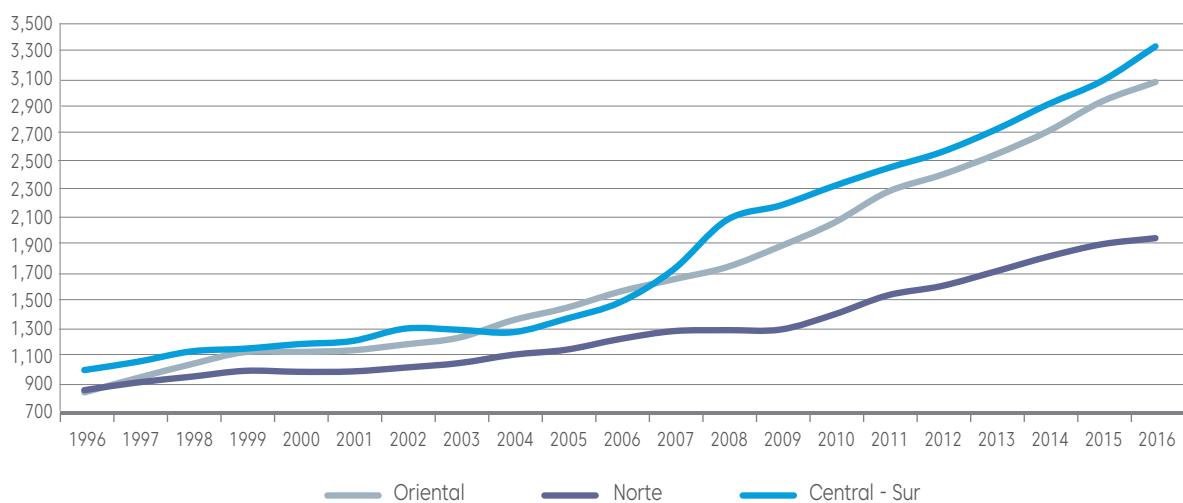
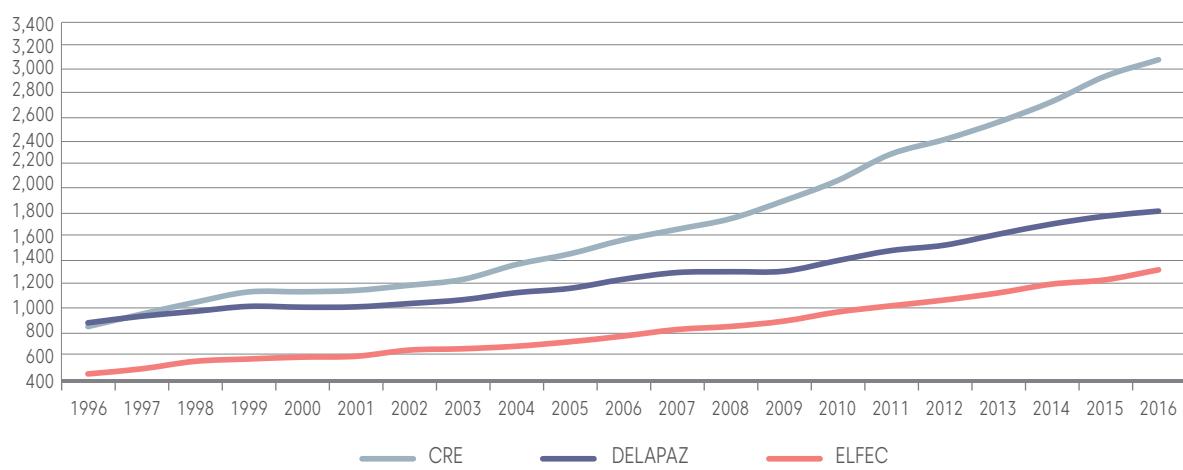
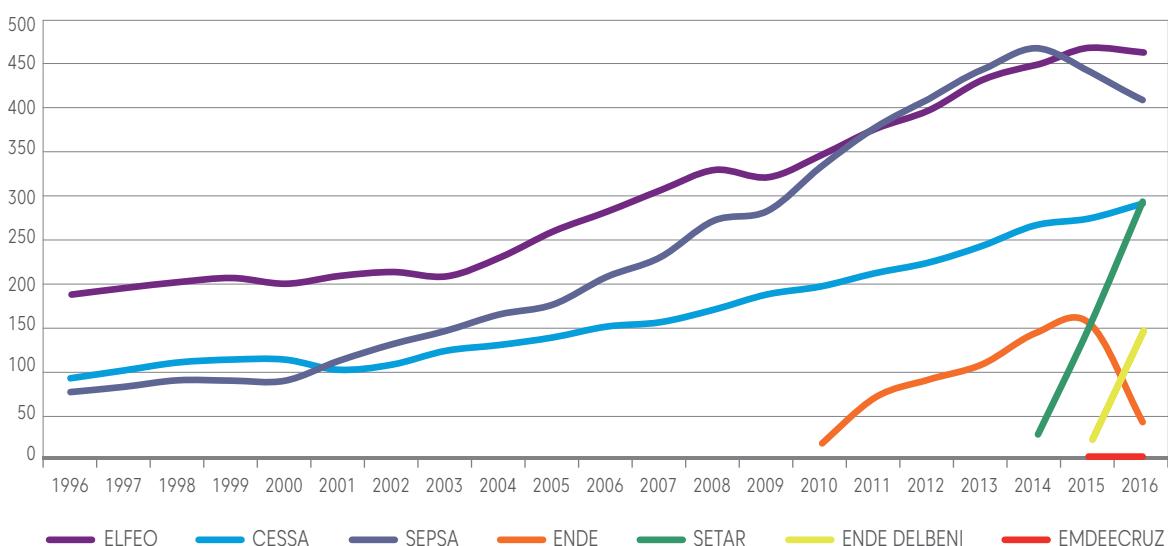


GRÁFICO 29  
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDoras (GWh)

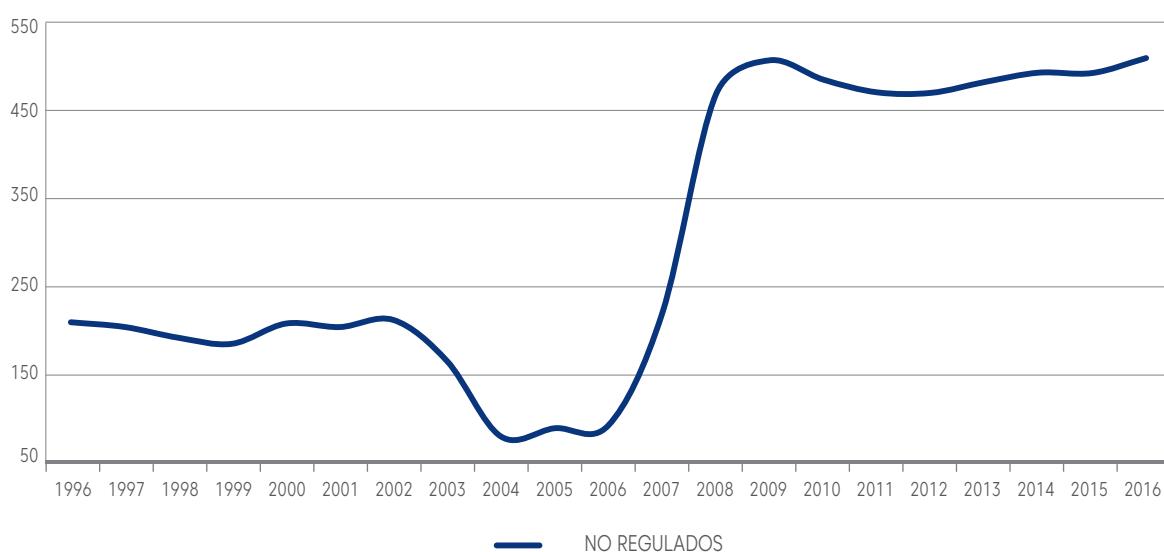


**GRÁFICO 30**  
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)



Nota.- A partir de la gestión 2015, se considera la totalidad de la demanda de Tarija en el SIN

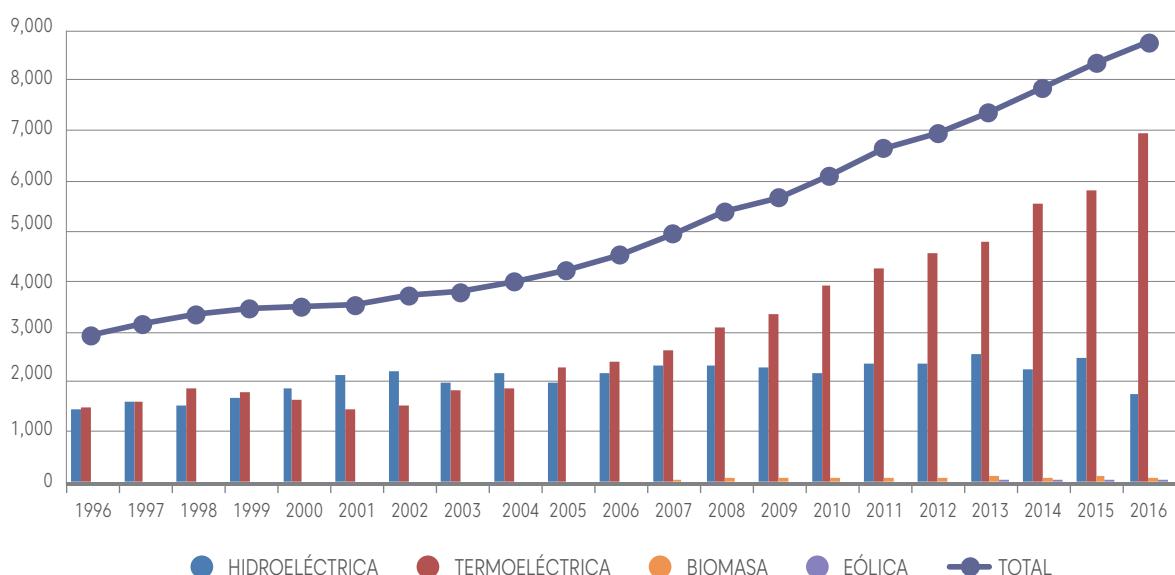
**GRÁFICO 31**  
DEMANDA DE CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL SIN (GWh)



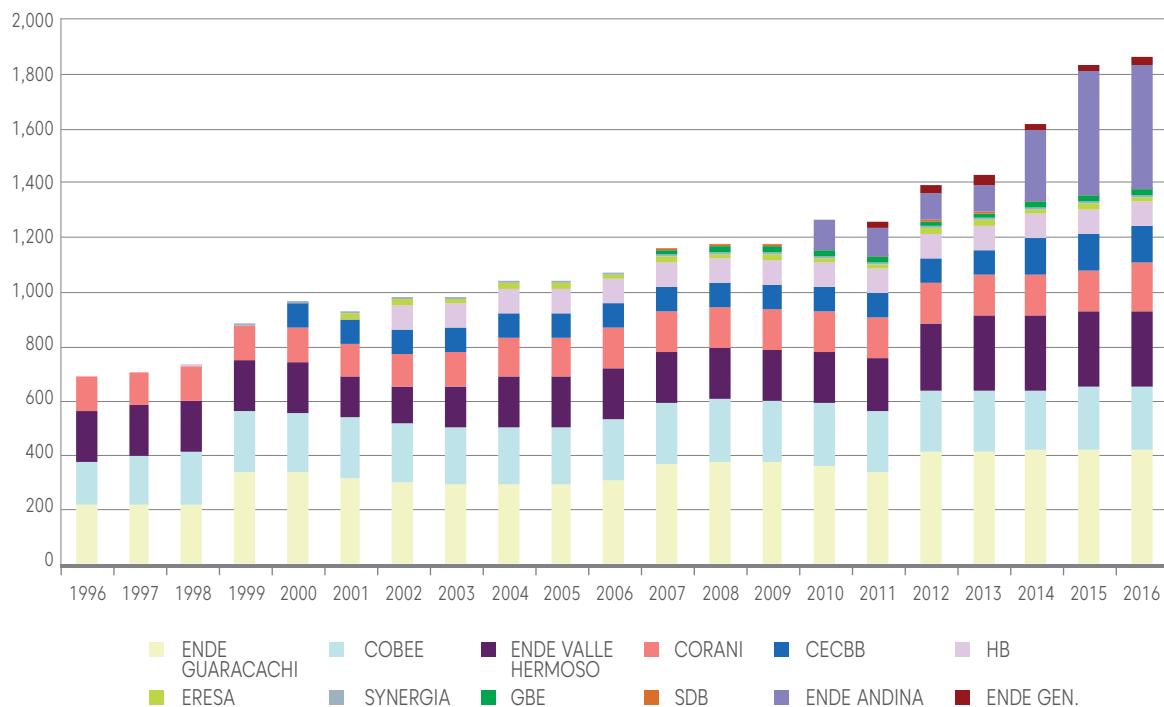
**CUADRO 28**  
**CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

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
2015	7,945.9	1,370.0	6.3	5.5
2016	8,377.8	1,433.6	5.4	4.6

**GRÁFICO 32**  
**PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (GWh)**

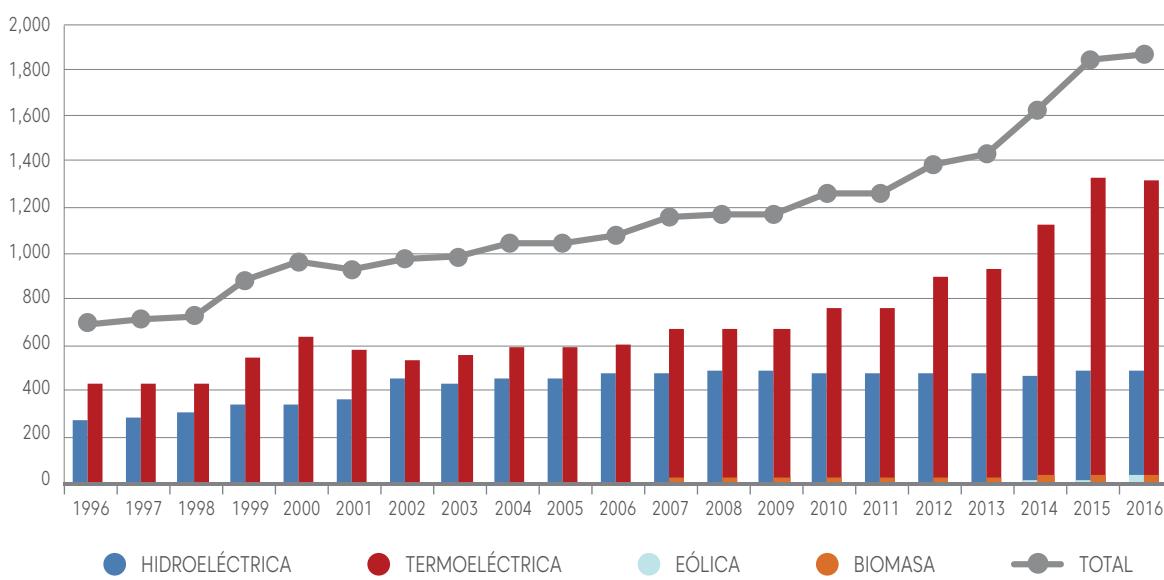


**GRÁFICO 33**  
PARTICIPACIÓN ANUAL DE CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA (MW)



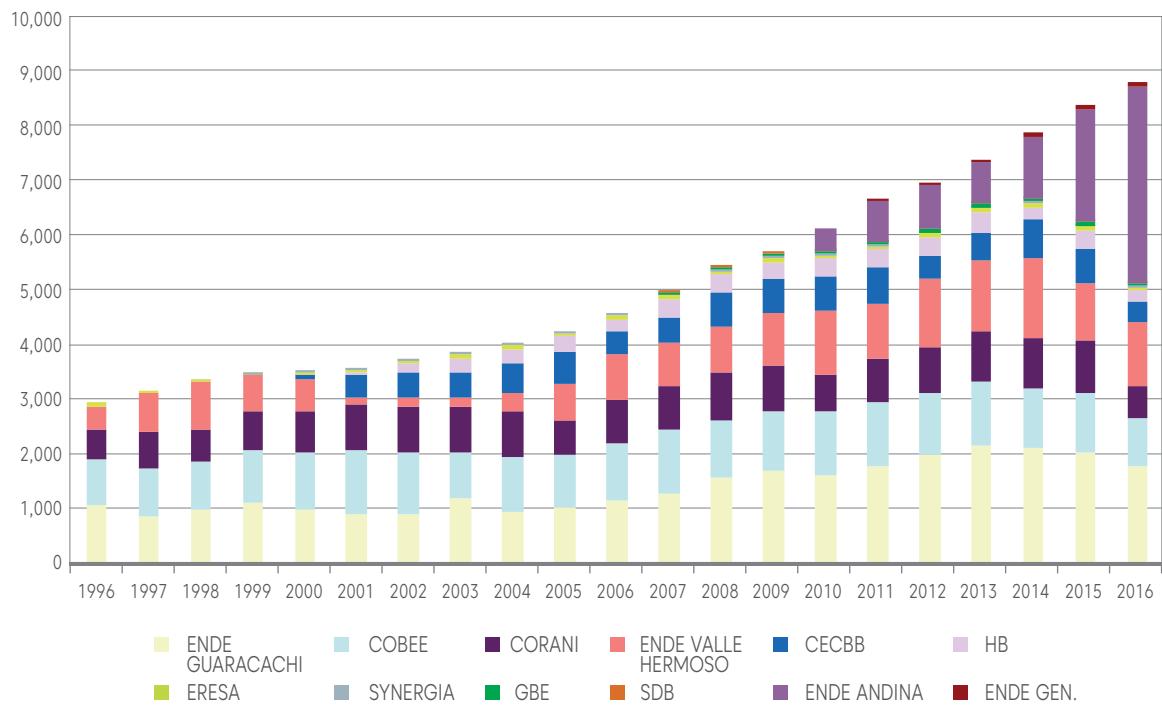
Nota.- A partir de la gestión 2011 se considera la capacidad de generación a temperatura máxima probable.

**GRÁFICO 34**  
CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)

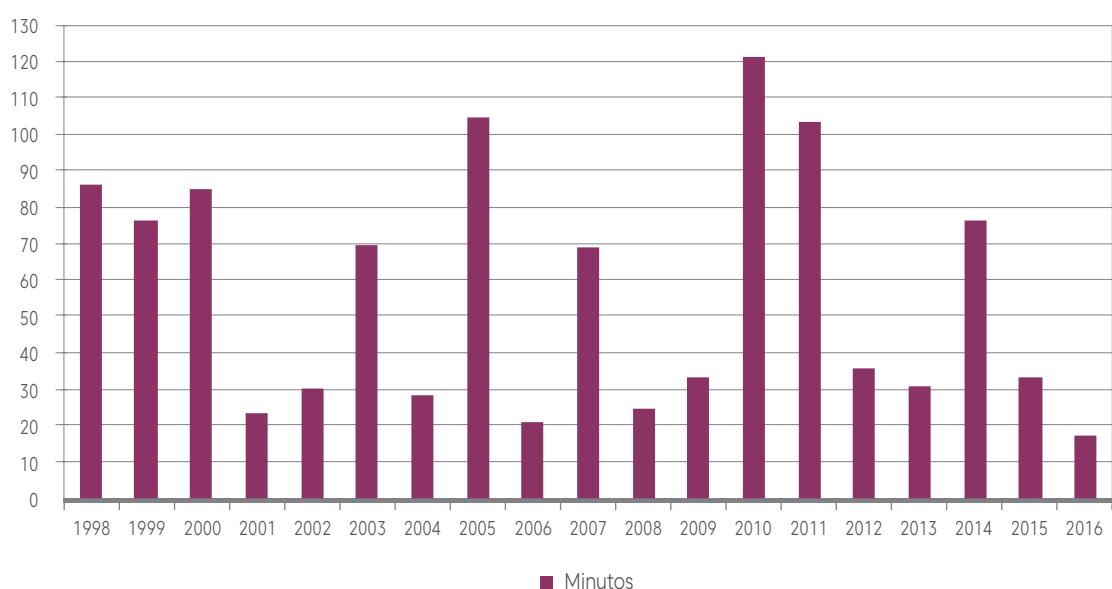


Nota.- A partir de la gestión 2011 se considera la capacidad de generación a temperatura máxima probable.

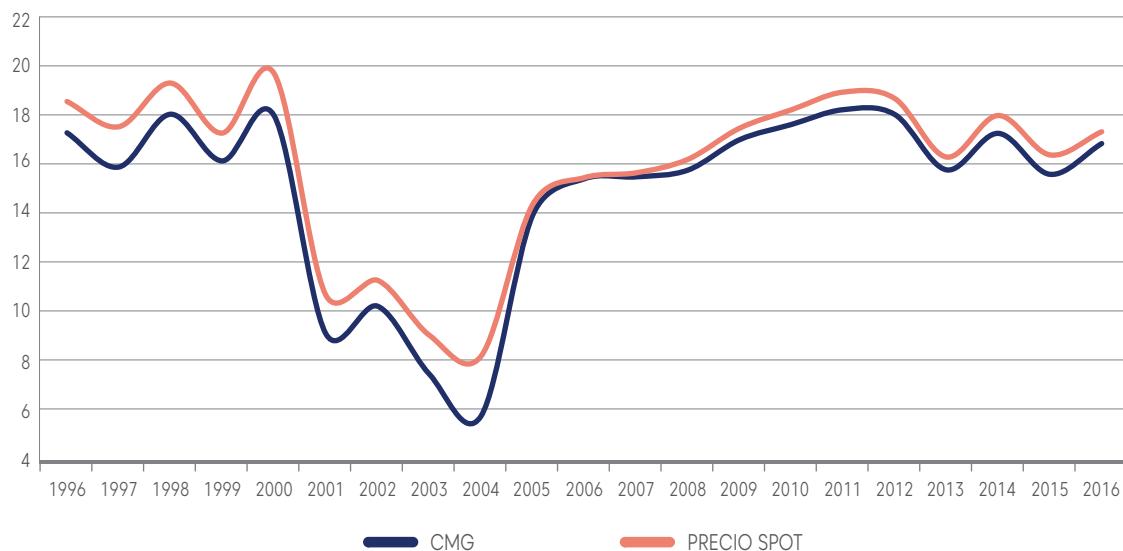
**GRÁFICO 35**  
**PARTICIPACIÓN ANUAL DE GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA (GWh)**



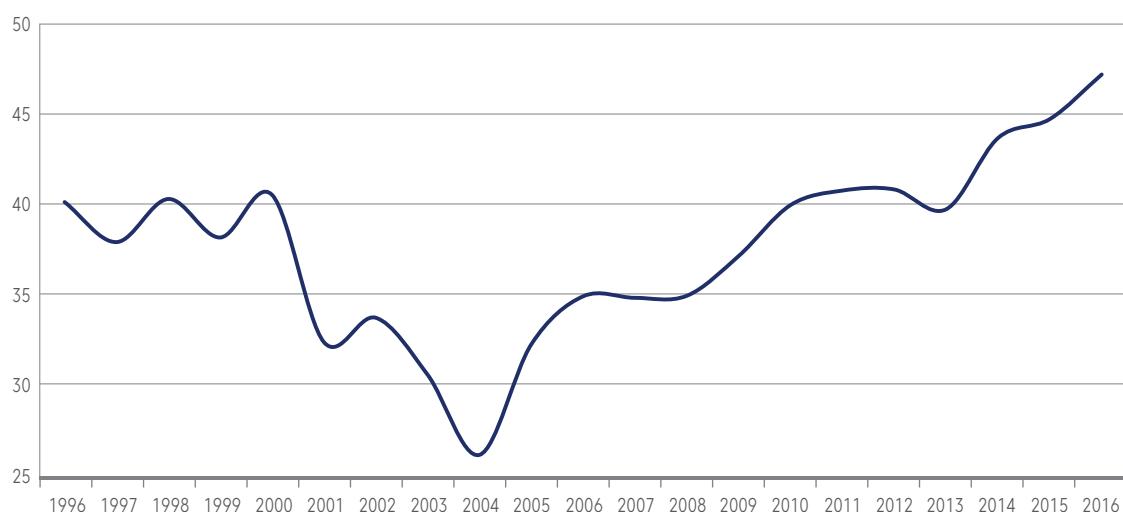
**GRÁFICO 36**  
**TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN**



**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 2016	2
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2016	3
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2016	3
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2016	4
OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2016	4
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2016	5
INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2016	6
RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2016	6
POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2016	7
POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2016	8
CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW) - JUEVES 29 DE SEPTIEMBRE DE 2016	9
POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2016	10
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2016	11
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2016	12
POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2016	13
FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AÑO 2016	16
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2016	17
PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2016	17
PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2016	18
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2016	19
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2016	19
CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CÚBICOS - PERÍODO 2008 - 2016	20
CONSUMO DE DIESEL EN LITROS - PERÍODO 2012 - 2016	21
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm3) AÑO 2016 - CORANI	21
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm3) AÑO 2016 - ZONGO	21
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm3) AÑO 2016 CHOJLLA - TIQUIMANI - MIGUILLAS - ANGOSTURA	22
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm3) AÑO 2016 SAN JACINTO	23
EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m3/s) - PERÍODO 2002- 2016	23
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) PERÍODO 1996 - 2016	24
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) PERÍODO 1996 - 2016	24
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERÍODO 1996 - 2016	25
DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERÍODO 1996 - 2016	25
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2016	26
PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERÍODO 1996 - 2016	26
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERÍODO 1998 - 2016	27
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2016	27
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2016	27
COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERÍODO 1998 - 2016	28
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERÍODO 1996 - 2016	29
PRECIOS SPOT SIN IVA PERÍODO 1996 - 2016	29
PRECIOS SEMESTRALES PERÍODO 1996 - 2016	29
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERÍODO 1996 - 2016	30
AGENTES DEL MEM - GESTIÓN 2016	31
INFORMACIÓN GENERAL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2016	31
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ACTUALIZADO AL 31 DE DICIEMBRE 2016	33

## CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2016

Agente	Central	Número de Unidades	Capacidad Efectiva (MW)	Agente	Central	Unidad	Capacidad Efectiva (MW)	Agente	Central	Unidad	Capacidad Efectiva (MW)
CORANI	CORANI	4	57.62	ENDE GUARACACHI	GUARACACHI (37°C)	GCH01	16.84	ENDE GEN.	MOXOS	MOA02	1.30
	SANTA ISABEL	5	91.11			GCH02	15.99			MOA05	1.10
	QOLLPANA (2)	10	27.00			GCH04	18.10			MOA06	1.10
<b>Subtotal</b>		<b>19</b>	<b>175.73</b>			GCH06	18.79			MOA07	1.10
COBEE	ZONGO	1	11.04			GCH09 (1)	57.14			MOA08	1.10
	TIQUIMANI	1	9.72			GCH10 (1)	55.97			<b>Subtotal</b>	<b>5.70</b>
	BOTILACÁ	3	6.81			GCH11	57.00			MOS01	1.43
	CUTICUCHO	5	22.97			GCH12 (1)	79.81			MOS02	1.43
	SANTA ROSA BC	1	6.90			<b>Subtotal</b>	<b>319.64</b>			MOS03	1.43
	SANTA ROSA AC	1	10.69			SANTA CRUZ (37°)	SCZ01			MOS04	1.43
	SAINANI	1	10.50			SCZ02	19.23			MOS05	1.43
	CHURURAQUI	2	25.39			UNAGRO (Biomasa)	UNA01			MOS06	1.43
	HARCA	2	25.85			SAN BUENAVENTURA (Biomasa)	SBU01			MOS07	1.43
	CAHUA	2	28.02			<b>Subtotal</b>	<b>47.07</b>			MOS08	1.43
COBEE	HUAJI	2	30.15			ARJ01	2.70			MOS09	1.43
	<b>Subtotal</b>	<b>21</b>	<b>188.04</b>			ARJ02	2.24			MOS10	1.43
	MIGUILA	2	2.55			ARJ03	2.62			MOS11	1.43
	ANGOSTURA	3	6.23			ARJ08	16.96			MOS12	1.43
	CHOQUETANGA	3	6.20			ARJ09	1.49			MOS13	1.43
	CARABUCO	1	6.13			ARJ11	1.49			MOS14	1.43
	<b>Subtotal</b>	<b>9</b>	<b>21.11</b>			ARJ12	1.60			MOS15	1.43
	CHOJLLA	1	38.40			ARJ13	1.55			MOS16	1.43
	YANACACHI	1	50.79			ARJ14	1.51			<b>Subtotal</b>	<b>22.88</b>
	<b>Subtotal</b>	<b>2</b>	<b>89.19</b>			ARJ15	1.60			<b>Sistema Trinidad</b>	<b>28.58</b>
SYNERGIA	KANATA	1	7.54	<b>Subtotal</b>			<b>33.76</b>	<b>ENDE VALLE HERMOSO</b>	<b>CARRASCO (37°C)</b>	<b>CAR03</b>	<b>21.81</b>
RIO ELÉCTRICO	KILPANI	3	11.49	<b>ENDE GUARACACHI</b>	<b>KARACHIPAMPA (19°C)</b>	<b>KAR01</b>	<b>13.38</b>	<b>ENDE VALLE HERMOSO</b>	<b>EL ALTO (18°C)</b>	<b>ALT01</b>	<b>16.19</b>
	LANDARA	3	5.15	<b>COBEE</b>	<b>RENKO (18°C)</b>	<b>KEN01</b>	<b>8.89</b>	<b>ENDE VALLE HERMOSO</b>	<b>ALT02</b>		<b>30.00</b>
	PUNUTUMA	1	2.40	<b>Subtotal</b>		<b>KEN02</b>	<b>8.89</b>	<b>Subtotal</b>			<b>46.19</b>
<b>Subtotal</b>		<b>7</b>	<b>19.04</b>	<b>ENDE VALLE HERMOSO</b>	<b>VALLE HERMOSO (28°C)</b>	VHE01	17.10	<b>ENDE VALLE HERMOSO</b>	<b>VALLE HERMOSO (28°C)</b>	VHE05	9.79
SDB	QUEHATA	2	1.97			VHE02	17.34			VHE06	9.79
<b>ENDE GUARACACHI</b>	<b>SAN JACINTO</b>	<b>2</b>	<b>7.60</b>			VHE03	16.88			VHE07	9.79
<b>TOTAL</b>		<b>63</b>	<b>510.21</b>	<b>Subtotal</b>		VHE04	17.17			VHE08	9.79
				<b>ENDE VALLE HERMOSO</b>	<b>CARRASCO (37°C)</b>	<b>CAR01</b>	<b>49.76</b>	<b>Subtotal</b>			<b>39.16</b>
						<b>CAR02</b>	<b>51.37</b>	<b>ENDE ANDINA</b>	<b>WARNES (37°C)</b>	WAR01	39.36
				<b>Subtotal</b>			<b>101.13</b>			WAR02	38.86
				<b>CECBB</b>	<b>BULO BULO (37°C)</b>	BUL01	43.23			WAR03	39.15
						BUL02	43.23			WAR04	39.34
						BUL03	48.95			WAR05	38.85
				<b>Subtotal</b>			<b>135.41</b>	<b>Subtotal</b>			<b>195.56</b>
				<b>ENDE ANDINA</b>	<b>ENTRE RIOS (37°C)</b>	ERI01	26.43	<b>TOTAL</b>			<b>331.30</b>
						ERI02	25.80				
						ERI03	26.81				
						ERI04	26.17				
				<b>Subtotal</b>			<b>105.21</b>				
				<b>ENDE ANDINA</b>	<b>DEL SUR (37°C)</b>	SUR01	37.59				
						SUR02	37.14				
						SUR03	37.87				
						SUR04	37.78				
				<b>Subtotal</b>			<b>150.38</b>				
				<b>GEB</b>	<b>GUABIRÁ (Biomasa)</b>	GBE01	21.00				
				<b>TOTAL</b>			<b>42</b>				<b>1,013.25</b>

CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN A FINES DEL 2016: 1,854.76 MW

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

(1) Se presenta la capacidad de las unidades GCH09, GCH10 y GCH12 en su operación conjunta como Ciclo Combinado.

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

## EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2016

Empresas de Transmisión	Tensión (KV)	Longitud (Km)
ENDE TRANSMISIÓN S.A.	230	1063.7
	115	1154.8
	69	119.1
ISA BOLIVIA	230	587.0
	115	491.1
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	230	1050.4
<b>Total STI</b>		<b>4,466.1</b>

## OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2016

Tensión	Empresa	Tramo	Conductor	Capacidad (MW)	Longitud (Km)
230 KV	ENDE TRANSMISIÓN	Carrasco - Chimoré	RAIL	130.0	75.3
		Carrasco - Warnes	RAIL	130.0	162.1
		Carrasco - Santiváñez	RAIL	130.0	225.6
		Chimoré - San José	RAIL	130.0	78.8
		Mazocruz-Vinto Capacitor	RAIL	130.0	193.6
		Palca - Mazocruz I	RAIL	189.1	36.0
		Palca - Mazocruz II	RAIL	189.1	36.0
		San José - Valle Hermoso	RAIL	130.0	59.6
		Santiváñez - Vinto	RAIL	130.0	123.7
		Valle Hermoso - Santiváñez	RAIL	130.0	22.7
115 KV	ENDE	Warnes - Guaracachi	RAIL	143.0	50.3
		Las Carreras - Tarija	RAIL	150.0	74.2
		Palca - Cumbre	RAIL	155.9	31.0
		Punutuma - Las Carreras	RAIL	150.0	181.1
		Santiváñez - Palca I	RAIL	155.9	244.0
		Santiváñez - Palca II	RAIL	155.9	244.0
		Tarija - Yaguacua I	RAIL	160.0	138.0
		Tarija - Yaguacua II	RAIL	160.0	138.0
		Arboleda - Urubó	ACARD	142.5	62.0
		Carrasco - Arboleda	ACARD	142.5	102.0
69 KV	ISABOL	Santiváñez - Sucre	RAIL	142.5	246.0
		Sucre - Punutuma	DRAKE	142.5	177.0
		<b>Subtotal</b>		<b>2,701.1</b>	
115 KV	ENDE TRANSMISIÓN	Arocagua - Valle Hermoso I	IBIS	74.0	5.4
		Arocagua - Valle Hermoso II	IBIS	74.0	5.4
		Caranavi - Chuspipata	IBIS	74.0	63.9
		Catavi - Ocuri	IBIS	74.0	97.8
		Catavi - Sacaca	IBIS	74.0	43.4
		Cataricagua - Catavi	IBIS	74.0	33.5
		Chuspipata - Cumbre	IBIS	90.0	45.0
		Corani - Arocagua	IBIS	74.0	38.1
		Corani - Santa Isabel	IBIS	74.0	6.4
		Kenko - Senkata I	IBIS	74.0	6.3
		Kenko - Senkata II	RAIL	117.0	8.0
		Ocuri - Potosí	IBIS	74.0	84.4
		Potosí - Punutuma	IBIS	74.0	73.2
		Paracaya - Qolpampa	IBIS	90.0	67.7
		La Plata - Potosí	IBIS	38.0	18.0
		Punutuma - Atocha	IBIS	74.0	104.4
		Sacaba - Arocagua	IBIS	74.0	14.9
		Sacaba - Paracaya	IBIS	90.0	24.1
		Santa Isabel - Sacaba	IBIS	74.0	31.4
ENDE	ENDE	Santa Isabel - San José	IBIS	74.0	8.9
		Senkata-Mazocruz	RAIL	130.0	7.8
		Sucre - La Plata	IBIS	38.0	88.2
		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	43.3
		Caranavi - Yucumo	IBIS	33.0	104.5
		Cataricagua - Lucanita	IBIS	74.0	4.9
		San Borja - San Ignacio de Moxos	IBIS	33.3	138.5
ENDE TRANSMISIÓN	ENDE TRANSMISIÓN	San Ignacio de Moxos - Trinidad	IBIS	33.3	84.8
		Yucumo - San Borja	IBIS	33.3	40.4
		Yucumo - San Buenaventura	IBIS	31.2	118.0
		<b>Subtotal</b>		<b>1,645.9</b>	
		<b>Total</b>		<b>4,466.1</b>	

### OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2016

Tipo	Empresa	Subestación	MVA
Transformadores 230/115 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Mazocruz (*)	3 x 50
		Punutuma (*)	3 x 33.3
		San José (*)	3 x 25
		Volle Hermoso (*)	3 x 50
		Vinto (*)	3 x 33.3
	ENDE	Warnes (*)	3 x 50
		Cumbre (*)	3 x 50
		Palca (*)	3 x 50
	ISA	Tarija (*)	3 x 25
		Arboleada (*)	3 x 33.3
Subtotal			1,300.0
Transformadores 230/69 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Guaracachi (*)	6 x 25
		Yaguacua (*)	3 x 25
	ENDE	Punutuma (*)	3 x 20
		Sucre (*)	3 x 20
		Urubó (*)	3 x 50
	ISA	Subtotal	495.0
Transformadores 115/69 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Atocha	25.0
		Catavi	2 x 25
		Plata	50.0
		Potosí	50.0
		Vinto	2 x 50
Subtotal			275.0
Transformadores 115/10 kV	ENDE	Lucianita	2 x 25
	Subtotal		50.0
Transformadores 115/24.9 kV	ENDE	Trinidad	25.0
	Subtotal		25.0
Transformadores 115/34.5 kV	ENDE	San Borja	25.0
	Subtotal		25.0
Transformadores 230/24.9 kV	ENDE	San Ignacio de Moxos	12.5
	Subtotal		12.5
	Subtotal		62.5
	Subtotal		12.5
	Subtotal		12.5

(\*) Unidades Monofásicas

### OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2016

Tipo	Empresa	Subestación	Tensión	MVar
Capacitores en derivación	ENDE TRANSMISIÓN	Aranjuez	69	7.2
		Atocha	69	7.2
		Catavi	69	7.2
		Kenko	69	12.0
		Kenko	115	12.0
		Plata	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		114.6
Capacitor serie	ENDE TRANSMISIÓN	Vinto	230	54.9
	Total			54.9
Reactores de línea/barra	ENDE TRANSMISIÓN	Carrasco	230	1 x 12.0 + 1 x 21.0
		Santiváñez	230	1 x 15.6 + 1 x 12.0
		Vinto	230	21.0
	ENDE	San Ignacio de Moxos	115	9.0
		Yucumo	115	5.0
		Las Carreras	230	21.0
		Palca	230	2x12
		Santiváñez	230	2x18
	ISA	Yaguacua	230	2x15
		Punutuma	230	2 x 12
		Sucre	230	2 x 12
		Urubó	230	12.0
		Total		266.6

## PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2016

EMPRESA		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Hidroeléctrica														
Zongo	COBEF	108,017	104,571	105,691	76,273	50,508	38,707	36,338	39,124	33,630	55,416	47,709	84,875	782,860
Coroni	CORANI	20,331	19,843	51,369	61,457	54,991	59,826	54,516	53,833	47,964	35,882	53,504	545,329	
Tacuari	HB	36,597	29,686	28,286	23,644	11,885	9,753	8,129	8,263	7,251	13,810	8,593	20,154	206,052
Miguelas	COBEF	7,606	9,064	6,064	6,213	6,924	8,773	7,527	9,265	7,283	5,679	8,054	89,618	
Yara	ERESA	5,970	5,512	5,345	5,298	5,488	5,628	5,772	5,523	5,250	4,591	4,234	4,416	63,027
Monota	SYNERGIA	1,508	1,946	987	705	717	699	713	728	901	1,074	984	12,032	
Quebrata	SDB	450	364	637	599	406	373	348	311	297	323	252	301	4,660
Sonobiciño	ENDE GUARACACHI	648	1,598	3,407	1,051	808	250	692	654	541	576	777	12,027	
<b>Subtotal</b>		<b>181,127</b>	<b>172,675</b>	<b>181,630</b>	<b>165,001</b>	<b>141,483</b>	<b>117,724</b>	<b>120,590</b>	<b>116,446</b>	<b>110,969</b>	<b>131,094</b>	<b>103,601</b>	<b>173,064</b>	<b>1,715,604</b>
Edóca														
Colopina (Fase I)	CORANI	412	653	909	1,341	1,471	1,287	1,428	1,428	5,483	1,187	1,359	849	937
Colopina (Fase II)	CORANI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,095	6,629	3,265	3,607
<b>Subtotal</b>		<b>412</b>	<b>653</b>	<b>909</b>	<b>1,341</b>	<b>1,471</b>	<b>1,287</b>	<b>1,428</b>	<b>1,428</b>	<b>5,483</b>	<b>5,282</b>	<b>7,988</b>	<b>4,114</b>	<b>4,544</b>
Biomasa														
Gabirá	GBE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50,538
Ungro	ENDE GUARACACHI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,655
EASBA	ENDE GUARACACHI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	709
<b>Subtotal</b>		<b>0</b>	<b>61,902</b>											
Termoeléctrica														
Guarecochi	ENDE GUARACACHI	154,148	139,541	100,051	98,963	93,144	135,202	110,356	103,749	94,314	97,919	102,623	106,068	1,376,677
Santa Cruz	ENDE GUARACACHI	9,695	6,407	13,491	13,392	6,127	2,651	7,000	9,242	12,957	21,196	20,919	22,672	145,749
Builo Builo	CECBB	69,813	41,461	45,488	37,73	9,358	15,755	29,182	27,484	28,809	43,118	50,654	344,856	
Corasco	ENDE VALLE HERMOSO	21,674	21,137	32,406	56,675	28,376	11,915	21,091	21,314	44,542	58,719	59,154	57,096	440,399
Arenílez - MG	ENDE GUARACACHI	6,847	7,017	9,976	9,397	6,736	8,915	10,131	11,283	11,176	11,610	8,047	0	101,154
Konchiquampa	ENDE GUARACACHI	2,868	2,821	2,945	2,719	3,000	2,588	2,013	1,951	2,835	2,660	1,184	2,455	30,039
El Alto	ENDE VALLE HERMOSO	2,945	6,553	6,905	6,772	4,429	4,281	6,445	6,758	6,972	6,765	6,956	6,763	76,545
Yalle Hermoso	ENDE GUARACACHI	20,068	20,177	27,760	31,405	34,335	28,943	38,007	39,930	41,010	45,443	56,984	48,656	314,500
Arenílez - DF	ENDE GUARACACHI	204	50	244	389	353	542	379	62	253	569	1,125	2,937	7,607
Entre Ríos	ENDE ANDINA	29,413	33,631	50,847	70,346	76,303	67,625	71,321	74,269	68,750	71,199	44,682	27,880	686,266
De Sur	ENDE ANDINA	88,110	84,456	93,720	107,213	120,198	112,786	117,469	113,040	110,577	110,969	110,53	111,376	1,280,888
Wernes	ENDE ANDINA	124,628	123,475	141,725	140,877	147,628	140,874	143,367	146,555	141,646	139,379	123,694	111,045	1,625,093
Monos	ENDE GENERACIÓN	8,417	7,471	8,742	8,017	6,123	5,510	6,492	6,765	7,072	8,385	8,283	7,756	89,034
<b>Subtotal</b>		<b>562,350</b>	<b>518,067</b>	<b>563,401</b>	<b>572,972</b>	<b>551,356</b>	<b>550,563</b>	<b>581,660</b>	<b>604,631</b>	<b>602,220</b>	<b>639,651</b>	<b>620,052</b>	<b>578,623</b>	<b>6,946,847</b>
<b>TOTAL</b>		<b>743,890</b>	<b>691,394</b>	<b>745,941</b>	<b>739,314</b>	<b>695,055</b>	<b>691,734</b>	<b>720,558</b>	<b>743,181</b>	<b>751,883</b>	<b>780,307</b>	<b>728,566</b>	<b>756,231</b>	<b>8,759,265</b>
Mas: Generación San Ignacio de Mojos (Local)		-	5	3	-	-	-	-	-	8	-	-	-	16
Mas: Generación San Borja (Local)		-	-	5	-	-	-	-	8	9	-	-	-	21
Mas: Generación Yacuimo (Local)		-	-	1	-	-	-	-	1	1	-	-	-	4
Mas: Generación Las Carreras (Local)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mas: Generación San Ignacio de Mojos (Local)		-	(5)	(3)	-	-	-	-	(8)	-	-	-	-	(16)
Mas: Generación San Borja (Local)		-	-	(5)	-	-	-	-	(8)	(9)	-	-	-	(21)
Mas: Generación Yacuimo (Local)		-	-	(1)	-	-	-	-	(1)	(1)	-	-	-	(4)
Mas: Generación Las Carreras (Local)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Generación Bruta		<b>743,890</b>	<b>691,394</b>	<b>745,941</b>	<b>739,314</b>	<b>695,055</b>	<b>691,734</b>	<b>720,558</b>	<b>743,181</b>	<b>751,883</b>	<b>780,307</b>	<b>728,566</b>	<b>756,231</b>	<b>8,759,265</b>

## INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2016

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GCH049	149,281	134,859	98,468	96,256	90,323	132,058	107,069	102,527	93,477	96,445	99,227	104,348	1,304,338
SANTA CRUZ	GCH049	8,644	5,761	12,996	13,229	5,010	1,078	6,851	8,716	12,243	21,674	23,892	24,859	144,952
UNAGRO	WAR115	0	0	0	0	0	669	2,449	2,970	3,414	1,152	0	0	10,655
EASBA (1)	SBU115	0	0	0	0	0	0	0	0	197	422	0	0	619
ARANUEZ	ARJ069	9,631	9,595	12,799	12,151	10,003	11,801	12,162	12,922	13,891	14,432	10,540	5,182	135,107
KARACHIPAMPA	KAR069	6,942	6,470	6,812	6,678	4,036	2,915	4,579	3,858	5,086	5,243	4,752	3,404	60,775
SAN JACINTO	TAJ115	623	1,541	3,316	1,022	784	631	672	635	524	616	558	754	11,676
<b>TOTAL GUARACACHI</b>		<b>175,121</b>	<b>158,225</b>	<b>134,390</b>	<b>129,336</b>	<b>110,156</b>	<b>149,153</b>	<b>133,783</b>	<b>131,628</b>	<b>128,833</b>	<b>139,983</b>	<b>138,569</b>	<b>138,547</b>	<b>1,668,123</b>
ZONGO	KEN115	77,505	76,279	76,834	59,606	44,882	34,961	33,067	34,299	29,614	45,120	41,756	67,126	621,048
KENKO	KEN115	(32)	52	352	906	247	(25)	1,845	2,616	2,683	2,640	2,882	1,557	15,722
CUMBRE	CUM115	27,046	26,799	25,470	14,413	4,220	2,574	2,022	3,642	2,996	8,749	4,495	15,111	137,539
MIGUILLAS	VIN069	7,311	6,880	8,722	5,810	5,945	6,642	8,431	7,219	8,897	6,978	5,426	7,722	85,983
<b>TOTAL COBEE</b>		<b>111,827</b>	<b>110,011</b>	<b>111,380</b>	<b>80,735</b>	<b>55,293</b>	<b>44,153</b>	<b>45,365</b>	<b>47,775</b>	<b>44,190</b>	<b>63,486</b>	<b>54,558</b>	<b>91,517</b>	<b>860,292</b>
CORAN	COR115	6,814	5,008	9,491	20,496	27,015	22,879	24,859	21,793	22,070	19,515	14,682	19,930	213,738
SANTA ISABEL	SIS115	13,395	14,723	18,604	30,752	36,307	32,178	34,826	32,579	31,631	28,315	21,495	33,446	350,052
QOLPANA (FASE I)	ARO115	409	642	895	1,319	1,448	1,266	1,406	1,353	1,167	1,338	827	913	12,985
QOLPANA (FASE II) (2)	ARO115	0	0	0	0	0	0	0	2,512	6,514	3,194	3,531	15,751	
<b>TOTAL CORANI</b>		<b>20,618</b>	<b>20,373</b>	<b>28,990</b>	<b>52,568</b>	<b>66,770</b>	<b>56,123</b>	<b>61,091</b>	<b>55,729</b>	<b>57,381</b>	<b>55,683</b>	<b>39,378</b>	<b>57,820</b>	<b>572,524</b>
CARRASCO	CAR230	20,970	20,467	31,523	55,386	27,661	11,490	20,513	26,574	43,460	57,321	58,367	55,787	429,518
VALLE HERMOSO	VHE115	18,855	19,977	27,573	31,209	34,131	28,735	38,174	39,692	40,791	45,216	56,790	48,312	429,455
C. EL ALTO	KEN115	20,275	23,514	27,786	21,851	14,766	28,400	29,642	31,466	30,342	32,915	28,990	21,345	311,292
<b>TOTAL V. HERMOSO</b>		<b>60,100</b>	<b>63,958</b>	<b>86,881</b>	<b>108,445</b>	<b>76,558</b>	<b>68,625</b>	<b>88,330</b>	<b>97,732</b>	<b>114,593</b>	<b>135,452</b>	<b>144,147</b>	<b>125,444</b>	<b>1,170,266</b>
BULO BULO	CAR230	68,418	40,203	43,778	3,432	8,980	0	15,117	28,311	26,668	27,940	42,033	49,422	354,303
TAQUESI	CHS115	35,737	28,960	27,583	22,903	11,563	9,337	7,715	7,846	6,837	13,202	8,129	19,501	199,314
YURA	PUN069	5,682	5,241	5,066	5,025	5,174	5,299	5,456	5,199	4,944	4,311	3,998	4,194	59,591
KANATA	ARO115	1,469	1,892	959	684	697	679	694	708	877	1,041	1,043	956	11,699
GUABIBÁ	WAR115	0	0	0	0	1,680	11,484	14,199	13,227	9,046	0	0	0	49,636
QUEHATA	VIN069	437	351	616	579	388	351	326	291	278	299	232	280	4,427
ENTRE RIOS	CAR230	26,599	30,089	46,637	67,157	74,272	58,056	66,810	70,409	63,582	64,106	33,007	20,588	621,312
DEL SUR	YAG230	88,850	85,480	92,589	105,780	118,676	111,620	116,056	111,647	109,221	109,656	109,552	110,017	1,264,954
WARNES	WAR230	125,856	124,048	143,116	141,086	146,531	147,564	145,010	147,357	143,843	143,469	132,913	116,286	1,655,078
<b>TOTAL ENDE ANDINA</b>		<b>237,305</b>	<b>237,617</b>	<b>282,142</b>	<b>314,023</b>	<b>339,479</b>	<b>317,240</b>	<b>327,887</b>	<b>329,413</b>	<b>316,646</b>	<b>317,231</b>	<b>275,473</b>	<b>246,891</b>	<b>3,541,345</b>
MOXOS	TRI115	7,993	7,091	8,301	7,602	5,799	5,195	6,138	6,374	6,672	7,982	7,887	7,381	84,415
<b>TOTAL ENDE GEN.</b>		<b>7,993</b>	<b>7,091</b>	<b>8,301</b>	<b>7,602</b>	<b>5,799</b>	<b>5,195</b>	<b>6,138</b>	<b>6,374</b>	<b>6,672</b>	<b>7,982</b>	<b>7,887</b>	<b>7,381</b>	<b>84,415</b>
<b>TOTAL INYECCIONES</b>		<b>724,706</b>	<b>673,923</b>	<b>730,087</b>	<b>725,332</b>	<b>682,539</b>	<b>667,640</b>	<b>706,100</b>	<b>724,233</b>	<b>716,965</b>	<b>766,609</b>	<b>715,848</b>	<b>741,952</b>	<b>8,575,933</b>

## RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2016

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GCH049	229,238	205,880	197,892	195,787	169,938	177,591	173,103	182,749	177,571	194,115	184,980	194,528	2,283,371
URUBÓ	URU069	21,608	16,397	31,409	31,110	16,611	3,501	11,731	16,740	21,915	30,736	21,051	28,923	251,732
ARBOLEDA	ARB115	3,356	1,894	2,186	3,952	765	7	1,081	706	2,013	5,770	7,528	10,953	40,210
WARNES	WAR115	31,215	31,427	38,866	40,905	35,549	29,413	43,424	48,817	54,226	54,907	48,376	45,975	504,209
<b>Total CRE</b>		<b>286,327</b>	<b>255,598</b>	<b>270,352</b>	<b>271,754</b>	<b>222,864</b>	<b>210,711</b>	<b>229,339</b>	<b>249,011</b>	<b>255,725</b>	<b>285,528</b>	<b>261,933</b>	<b>280,379</b>	<b>3,079,522</b>
KENKO	KEN115	95,418	95,604	105,307	96,599	92,497	93,291	103,674	97,509	94,707	99,717	106,165	115,947	1,198,635
MALLASA	MAL115	874	813	878	847	891	874	910	911	877	915	0	0	8,790
COTA COTA	COT115	9,006	8,692	9,347	9,297	9,687	10,002	10,249	10,126	9,528	9,641	0	0	95,575
BOLOGNIA	BOL115	9,403	9,003	9,448	9,368	9,798	9,997	10,061	10,147	9,567	9,621	0	0	96,413
TAP BAHÍA	TBA115	6,852	6,186	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,038
PAMPAS HASI	PAM115	5,208	4,910	4,767	4,653	4,829	4,735	4,960	4,896	4,715	4,842	0	0	48,514
CUMBRE	CUM115	11,303	8,972	16,857	23,771	29,215	29,089	20,871	27,998	27,781	24,136	31,928	28,483	280,404
CHISPATÍA	CHS115	1,675	1,495	1,623	1,487	1,818	1,634	1,711	1,583	1,600	1,648	1,640	1,672	19,587
CARANAVÍ	CRN115	3,519	3,278	3,501	3,487	3,505	3,406	3,595	3,736	3,625	3,819	3,752	43,049	
SAN BUENAVENTURA	SBU115	460	411	440	467	420	404	524	701	636	677	624	506	6,269
<b>Total DELAPAZ</b>		<b>143,719</b>	<b>139,363</b>	<b>152,168</b>	<b>149,976</b>	<b>152,659</b>	<b>153,431</b>	<b>156,755</b>	<b>157,607</b>	<b>153,035</b>	<b>155,017</b>	<b>146,108</b>	<b>150,436</b>	<b>1,810,274</b>
AROCAGUA	ARO115	72,086	67,386	76,531	73,973	74,441	73,007	75,642	74,046	71,057	71,794	74,307	74,003	878,473
CATAVÍ	CAT069	10,462	8,883	10,129	10,970	11,522	10,898	10,760	11,216	11,246	10,853	11,108	10,256	128,280
<b>Total ElFEFO</b>		<b>37,357</b>	<b>31,999</b>	<b>35,153</b>	<b>39,000</b>	<b>40,190</b>	<b>40,063</b>	<b>40,526</b>	<b>39,859</b>	<b>39,655</b>	<b>39,890</b>	<b>38,683</b>	<b>39,105</b>	<b>461,480</b>
OCURI	OCU115	418	416	484	556	616	631	634	668	623	666	566	595	6,875
POTOSÍ	POT069	17,038	17,331	19,084	16,694	14,737	13,571	14,388	13,617	13,947	13,194	11,436	11,857	176,894
POTOSÍ	POT115	3,617	3,782	4,053	4,980	9,279	9,604	10,146	8,856	9,286	10,505	10,419	10,973	95,500
PUNUTUMA	PUN069	1,644	1,616	1,339	1,849	1,965	2,115	2,161	2,176	2,234	2,199	2,423	2,199	23,921
ATOCHA	ATO069	5,532	4,940	5,756	5,737	6,039	6,149	6,290	6,344	6,213	6,276	6,065	6,228	71,570
DON DIEGO	DD069	1,867	1,816	1,903	2,043	2,255	2,750	2,903	2,655	2,763	2,937	2,625	2,770	29,288
SACACÍ	SAC115	251	281	310	317	342	342	327	354	329	345	328	303	3,829
KARACHIPAMPA	KAR069	242	263	203	160	134	201	187	209	252	323	508	2,129	4,810
LIPEZ	PUN230													

## POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2016

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Guaracachi	GCH069	276.2	280.2	198.4	192.7	219.4	248.7	282.5	205.8	202.3	180.2	218.0	209.2	282.5
Santa Cruz	GCH069	38.8	38.3	40.0	39.1	42.9	40.2	41.4	42.2	39.3	39.9	41.4	39.8	42.9
Santa Cruz (UNAGRO)	WAR115	-	-	-	-	-	5.7	5.2	5.3	5.8	5.9	-	-	5.9
Santa Cruz (EASBA) (1)	SBU115	-	-	-	-	-	-	-	-	6.7	14.1	-	-	14.1
Aranjuez	ARJ069	21.5	26.4	25.1	24.8	25.3	25.3	25.3	25.7	26.9	26.7	26.5	9.3	26.9
Karachipampa	KAR069	15.9	11.6	16.0	12.2	11.1	11.4	9.5	10.5	11.0	10.8	11.4	10.9	16.0
San Jacinto	TAJ115	6.4	6.4	7.1	6.6	6.8	6.7	6.6	6.7	6.6	6.6	6.5	6.7	7.1
Sistema Zongo	KEN115	135.5	150.9	133.4	138.6	126.8	119.6	124.7	119.0	127.3	122.0	151.2	147.8	151.2
Kenko	KEN115	3.6	8.9	9.0	9.2	8.7	8.6	9.2	9.2	9.4	9.3	9.2	9.9	9.9
Top Chuquigullo	TCH115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cumbre	CUM115	50.8	52.3	45.5	41.4	26.9	31.8	24.5	29.4	41.9	35.6	37.5	43.5	52.3
Sistema Miguillas	VIN069	18.5	18.9	19.5	19.7	19.1	19.0	19.0	18.9	19.8	19.8	18.8	18.9	19.8
Corani	COR115	54.0	52.9	54.9	54.1	54.9	54.2	55.6	61.9	59.3	54.6	54.6	54.4	61.9
Santa Isabel	SIS115	87.1	88.4	88.2	90.5	88.5	87.6	87.5	91.9	93.4	88.6	87.5	87.9	93.4
Qolpana (Fase I)	ARO115	2.9	2.9	2.9	2.9	3.0	2.9	2.9	6.1	3.0	3.0	3.0	3.2	6.1
Qolpana (Fase II) (2)	ARO115	-	-	-	-	-	-	-	-	22.9	23.7	23.6	23.9	23.9
Carrasco	CAR230	124.2	124.2	122.3	127.0	77.5	78.4	75.5	113.3	125.5	122.6	129.4	119.8	129.4
Valle Hermoso	VHE115	97.2	99.9	101.0	98.1	93.4	92.2	116.4	109.1	114.4	114.3	113.2	108.6	116.4
El Alto	KEN115	48.1	48.9	49.2	49.2	49.0	49.9	50.3	49.5	49.9	51.1	49.7	48.2	51.1
Bulo Bulo	CAR230	120.8	114.0	82.0	40.8	39.8	-	41.5	40.9	41.8	40.8	73.4	71.6	120.8
Sistema Taquesi	CHS115	86.8	48.8	81.1	86.2	82.1	81.3	82.6	81.9	86.7	82.9	83.3	83.8	86.8
Sistema Yura	PUN069	16.8	17.3	16.6	14.0	16.8	16.9	16.9	16.6	16.9	13.2	13.0	12.0	17.3
Kanata	ARO115	6.9	6.9	7.1	6.8	6.9	6.9	7.0	6.8	7.1	7.3	6.9	6.9	7.3
Guabiró Energía	WAR115	-	-	-	-	18.3	21.0	21.0	20.9	20.8	-	-	-	21.0
Quehata	VIN069	1.9	1.7	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Entre Ríos	CAR230	105.7	109.4	109.6	111.9	111.6	114.0	112.0	112.9	111.5	107.9	108.3	103.3	114.0
Del Sur	YAG230	167.4	165.7	167.3	179.3	178.0	178.5	177.0	172.7	175.5	170.5	172.8	169.7	179.3
Wernes	WAR230	208.1	208.6	215.4	219.7	219.3	221.3	219.7	220.2	219.8	212.4	218.4	170.4	221.3
Moxos	TRI115	18.5	19.1	21.3	20.1	20.5	12.5	20.2	16.0	23.2	23.0	23.9	22.4	23.9
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE - Guaracachi	GCH069	444.2	411.1	378.5	365.3	351.2	338.4	374.7	371.5	354.9	346.2	373.5	364.0	444.2
CRE - Urubó	URU069	91.0	113.5	137.9	132.4	52.1	36.0	143.7	66.3	107.4	128.3	102.9	92.1	143.7
CRE - Arboleda	ARB115	26.2	37.7	14.7	53.2	11.8	8.4	32.4	21.8	21.1	44.6	34.6	46.9	53.2
CRE - Warnes	WAR115	59.4	61.4	79.3	83.1	64.2	60.4	90.6	88.1	116.7	116.4	110.3	80.1	116.7
DELA PAZ - Kenko	KEN115	186.1	228.7	202.2	203.5	196.7	199.5	251.5	202.7	205.7	207.8	251.1	247.9	251.5
DELA PAZ - Mallasa	MAL115	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	-	-	2.2
DELA PAZ - Cota Cota	COT115	18.9	19.7	19.4	19.8	20.3	21.9	21.4	21.0	21.0	20.4	-	-	21.9
DELA PAZ - Bolognia	BOL115	19.7	20.2	19.6	19.8	20.7	21.6	20.9	20.8	20.6	20.0	-	-	21.6
DELA PAZ - Tap Bahí	TBA115	13.5	17.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.4
DELA PAZ - Pampahasi	PAM115	12.3	13.1	11.5	11.5	11.6	11.9	11.4	11.6	12.4	11.4	-	-	13.1
DELA PAZ - Cumbre	CUM115	39.2	46.5	58.1	63.8	64.1	67.2	67.0	64.6	63.9	60.5	103.2	96.9	103.2
DELA PAZ - Chusipata	CHS115	4.2	4.2	3.9	3.9	3.9	3.9	4.4	4.3	4.3	4.4	3.9	4.1	4.4
DELA PAZ - Caranavi	CRN115	7.6	7.7	7.7	7.9	7.8	7.8	8.0	8.2	8.4	8.3	8.4	8.1	8.4
DELA PAZ - San Buenaventura	SBU115	1.0	0.9	1.0	1.1	1.0	1.0	1.7	2.4	2.4	2.3	1.9	1.1	2.4
ELFEC - Arocagua	ARO115	147.4	146.8	150.3	151.2	149.9	151.0	152.7	149.8	144.0	143.4	152.1	146.0	152.7
ELFEC - Valle Hermoso	VHE115	56.4	56.2	55.6	55.2	54.4	54.5	56.5	55.0	54.9	51.5	46.5	48.9	88.9
ELFEC - Coboce	CBC115	5.4	4.1	3.0	4.7	3.6	3.7	5.1	4.0	4.4	3.8	3.8	5.7	5.7
ELFEC - Chimoré	CHI230	14.5	14.8	15.7	15.7	14.8	14.8	17.6	19.4	19.5	19.8	18.5	11.7	19.8
ELFEC - San José (3)	SJO115	-	-	-	-	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.8
ELFEC - Paracaya (4)	PAY115	-	-	-	-	-	-	-	10.3	17.4	24.2	20.3	18.8	24.2
ELFEC - Carrasco (5)	CAR230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.6	4.9	4.9
ELFEO - Vinto	VIN069	55.0	54.9	51.3	59.9	60.7	63.6	62.5	61.2	61.1	60.9	61.0	59.4	63.6
ELFEO - Catavi	CAT069	21.7	27.7	21.0	22.3	22.8	21.4	20.8	22.5	21.4	21.0	21.3	21.1	27.7
CESSA - Aranjuez	ARJ069	33.7	31.6	31.8	32.0	32.3	33.0	32.6	32.9	32.7	32.9	32.1	34.7	34.7
CESSA - Mariaca	MAR069	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	-	0.1
CESSA - Sucre - Fancesa	SUC069	15.6	15.7	15.7	15.7	15.6	15.4	15.5	15.4	15.3	15.9	15.8	10.3	15.9
CESSA - Sucre 115 (6)	SUC115	2.5	2.7	2.8	2.8	2.7	3.4	3.5	3.4	4.8	5.0	4.9	5.0	5.0
SEPSA - Potosí	POT069	39.6	34.0	33.8	32.6	28.2	30.5	25.9	26.0	25.2	24.9	21.2	22.1	39.6
SEPSA - Potosí	POT115	9.1	9.4	9.2	14.7	19.3	19.8	19.5	19.0	18.9	22.0	22.3	22.3	22.3
SEPSA - Punutuma	PUN069	4.8	5.0	3.1	5.1	5.1	5.4	5.1	5.1	5.3	5.6	5.3	5.1	5.6
SEPSA - Atocha	ATO069	10.9	10.9	11.5	12.2	12.2	12.7	12.3	12.8	12.7	12.5	12.0	12.2	12.8
SEPSA - Don Diego	DDI069	5.9	6.3	6.3	6.3	6.4	6.5	6.7	6.9	6.7	6.6	6.6	6.2	6.9
SEPSA - Ocurí	OCU115	1.3	1.5	1.6	1.9	2.0	1.9	2.0	2.1	2.0	2.0	2.0	1.9	2.1
SEPSA - Sacaca	SAC115	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.0	1.2
SEPSA - Karachipampa	KAR069	0.7	1.4	0.8	0.5	0.5	0.8	0.7	0.5	0.6	1.5	1.7	5.2	5.2
SEPSA - López	PUN230	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.8	-
ENDE - Las Carreras	LCA230	1.9	1.9	2.0	5.5	5.6	5.8	5.8	5.9	6.2	6.2	6.1	6.0	6.2
ENDE - Tazna	PUN069	0.7	0.7	0.8	1.2	1.1	2.2	1.1	1.0	0.7	0.7	0.7	0.8	2.2
ENDE - Uyuni	PUN230	2.9	2.4	2.4	2.5	2.8	3.4	3.3	3.2	3.2	2.6	2.5	2.5	3.4
SETAR - Tarija	TAJ115	29.5	34.5	33.1	33.7	32.9	35.2	33.9	33.7	34.4	35.5	34.0	35.5	35.5
SETAR - Villa Montes	YAG069	6.4	7.0	6.0	6.5	4.7	4.6	4.8	5.9	6.4	6.6	7.0	6.6	7.0
SETAR - Yacuiba	YAG069	14.7	15.1	13.7	14.1	10.9	11.4	11.4	13.0	13.8	14.3	14.7	15.0	15.1
ENDE DELBENI - Yucumo	YUC115	4.9	5.0	5.0	4.9	2.2	0.5	1.6	2.7	1.8	2.6	2.4	1.9	5.0
ENDE DELBENI - San Borja	SBO115	-	-	-	-	2.5	2.1	1.7	1.8	2.0	2.0	2.0	1.9	2.5
ENDE DELBENI - San Ignacio de Moxos	MOX115	2.2	2.2	2.2	2.1	2.1	2.0	2.2	2.2	2.3	2.4	2.3	2.4	2.4
ENDE DELBENI - Trinidad	TRI115	21.7	20.2	21.2	21.5	18.8	17.2	19.0	20.9	21.2	22.3	21.6	20.2	22.3
ENDE DELBENI - San Buenaventura (7)	SBU115	-	-	-	-	2.1	2.1	2.1	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
EMDEECRUZ	WAR115	0.01	0.08	0.07	0.16	0.18	0.19	0.19	0.25	0.26	0.32	0.37	0.52	0.52
EMIRSA	VIN115	0.9	1.0	0.7	0.8	0.6	0.7	0.4	0.3	0.6	0.4	0.2	0.3	1.0
EMVINTO	VIN069	7.9	7.9	7.7	7.8	8.1	6.3	8.1	8.6	5.9	6.4	8.0	8.1	8.6

**POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2016**

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Guaracachi	GCH069	260.0	252.2	182.4	176.1	180.8	248.7	213.3	191.9	165.7	165.0	160.3	199.0
Santa Cruz	GCH069	24.1	18.2	37.6	36.1	36.3	(0.1)	36.2	35.9	37.4	37.7	37.3	36.0
Santa Cruz (UNAGRO)	WAR115	-	-	-	-	-	3.0	4.2	4.5	5.4	-	-	-
Santa Cruz (EASBA)	SBU115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aranjuez	ARJ069	15.6	20.6	24.6	24.7	24.3	24.4	23.9	18.2	26.4	25.2	26.4	6.0
Karachipampa	KAR069	10.8	10.9	11.6	11.5	10.9	(0.0)	9.2	10.4	10.8	10.0	10.0	10.6
San Jacinto	TAJ115	6.3	6.3	6.5	6.5	6.5	6.5	6.6	6.5	6.5	6.5	6.5	6.7
Sistema Zongo	KEN115	125.0	119.7	132.5	123.9	94.2	96.5	115.0	111.0	96.4	120.1	101.1	124.2
Kenko	KEN115	(0.0)	(0.0)	9.0	9.1	8.4	(0.1)	8.3	8.5	8.1	8.4	8.6	8.6
Tap Chiquiaguillo	TCH115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cumbre	CUM115	33.1	28.9	36.4	23.3	3.8	11.2	22.6	24.6	31.2	30.9	20.1	27.6
Sistema Miguillas	VIN069	11.2	18.9	18.8	18.8	18.9	18.7	18.7	15.8	19.8	18.5	12.7	17.3
Corani	COR115	34.2	37.3	52.7	53.3	53.5	53.1	52.9	53.1	54.2	53.6	53.4	53.5
Santa Isabel	SIS115	43.7	64.8	85.9	80.8	81.0	76.4	84.1	80.5	88.1	83.3	86.5	87.2
Qolllpana (Fase I)	ARO115	0.1	0.1	0.3	1.6	2.9	2.9	2.8	2.1	2.7	2.8	1.6	0.1
Qolllpana (Fase II)	ARO115	-	-	-	-	-	-	-	4.9	11.4	1.2	1.5	-
Carrasco	CAR230	45.8	95.5	74.2	124.9	70.2	72.7	71.6	70.3	119.0	115.1	121.4	114.2
Valle Hermoso	VHE115	43.7	95.1	99.8	93.5	86.7	65.3	103.7	106.9	110.6	109.4	110.4	106.8
El Alto	KEN115	42.6	44.0	48.1	17.5	17.3	44.3	17.4	45.8	48.3	48.9	46.6	45.8
Bulo Bulo	CAR230	118.8	75.9	79.8	(0.2)	38.1	-	(0.7)	39.7	37.5	38.2	55.6	69.5
Sistema Taquesi	CHS115	80.5	45.7	49.7	80.9	79.4	74.3	81.2	73.6	83.0	81.0	63.6	69.1
Sistema Yura	PUN069	16.2	11.7	13.1	13.8	16.3	16.4	16.3	16.4	12.9	12.6	12.5	10.8
Kanata	ARO115	6.8	6.6	6.8	6.7	6.7	6.5	6.5	6.7	6.7	6.7	6.7	6.8
Guabirá Energía	WAR115	-	-	-	-	-	19.2	18.6	19.2	-	-	-	-
Quehata	VIN069	1.9	1.3	1.9	1.9	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
Entre Ríos	CAR230	95.7	100.6	105.7	107.1	100.8	104.0	102.4	101.1	101.5	100.8	101.3	100.8
Del Sur	YAG230	151.3	112.6	119.8	175.3	173.2	164.7	161.9	157.5	157.2	165.5	150.2	153.2
Warnes	WAR230	188.9	198.6	195.9	210.6	213.6	201.3	167.8	195.7	202.2	181.3	189.0	157.7
Moxos	TRI115	14.9	13.8	21.2	19.9	19.5	10.8	19.3	12.8	22.1	21.1	21.9	20.7
<b>TOTAL INYECCIONES</b>		<b>1,371.1</b>	<b>1,379.0</b>	<b>1,414.3</b>	<b>1,417.6</b>	<b>1,345.4</b>	<b>1,322.6</b>	<b>1,365.6</b>	<b>1,410.5</b>	<b>1,460.6</b>	<b>1,456.0</b>	<b>1,406.8</b>	<b>1,435.5</b>
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CRE - Guaracachi	GCH069	414.3	391.3	376.7	339.5	346.5	335.5	344.2	361.5	345.6	343.5	330.9	351.9
CRE - Urubó	URU069	54.6	43.1	86.8	99.8	45.5	13.9	33.4	57.0	90.3	100.6	88.4	61.7
CRE - Arboleada	ARB115	10.3	7.4	-	-	7.0	-	5.1	8.6	-	-	-	24.9
CRE - Warnes	WAR115	55.2	56.1	75.3	80.8	65.2	59.4	78.9	85.7	110.0	109.7	105.6	75.7
DELAPAZ - Kenko	KEN115	176.7	191.5	201.4	190.7	187.2	194.6	194.0	201.0	190.7	198.7	202.0	231.6
DELAPAZ - Mallasa	MAL115	1.8	2.0	2.0	1.8	2.0	2.0	1.9	2.0	1.9	2.0	-	-
DELAPAZ - Cota Cota	COT115	17.9	19.0	18.9	19.7	18.4	19.8	19.0	19.7	18.5	19.2	-	-
DELAPAZ - Bolognia	BOL115	18.3	19.4	19.3	19.5	18.8	20.0	19.3	20.0	19.2	19.0	-	-
DELAPAZ - Tap Bahí	TBA115	12.9	13.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DELAPAZ - Pampahasi	PAM115	9.9	10.3	9.5	9.3	8.4	9.1	8.5	9.2	8.6	8.8	-	-
DELAPAZ - Cumbre	CUM115	37.5	38.9	42.6	60.8	62.2	64.6	58.1	51.2	61.3	46.2	93.9	54.2
DELAPAZ - Chuspipata	CHS115	3.7	3.6	3.7	3.6	3.6	3.8	3.8	3.8	3.9	3.7	3.9	3.8
DELAPAZ - Caronavi	CRN115	7.1	7.4	7.6	7.6	7.5	7.4	7.5	8.1	8.2	8.1	8.3	7.8
DELAPAZ - San Buenaventura	SBU115	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.1	1.4	1.5	1.0	1.3	0.9
ELFEO - Vinto	VIN069	53.4	48.7	51.1	57.4	57.8	61.7	58.4	58.7	59.9	58.7	57.7	58.0
ELFEO - Catavi	CAT069	20.3	18.6	19.9	20.7	20.3	19.6	20.1	22.2	21.0	20.5	21.1	17.5
ELFEC - Arocagua	ARO115	138.1	143.6	147.4	148.0	145.5	148.2	149.0	137.3	145.9	133.2	141.9	141.6
ELFEC - Valle Hermoso	VHE115	53.7	55.0	55.1	53.1	54.4	54.3	54.2	55.0	48.7	48.5	39.5	40.8
ELFEC - Coboce	CBC115	2.7	3.1	3.0	2.9	2.9	3.4	3.6	3.2	3.1	3.6	3.7	3.2
ELFEC - Chimore	CHI230	14.1	14.7	13.0	15.6	14.2	14.4	15.0	18.3	18.7	17.8	16.7	11.4
ELFEC - San José	SJ0115	-	-	-	-	-	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.0	0.1
ELFEC - Paracaya	PAY115	-	-	-	-	-	-	-	10.0	16.6	23.2	19.5	18.1
ELFEC - Carrasco	CAR230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.2
CESSA - Aranjuez	ARJ069	32.0	30.7	31.8	31.8	31.4	32.6	31.2	32.1	32.1	32.7	30.0	30.4
CESSA - Mariaca	MAR069	-	-	0.0	-	-	-	0.0	-	-	-	-	-
CESSA - Sucre - Fancesa	SUC069	14.8	13.3	8.6	15.0	15.3	8.7	13.2	8.5	14.9	15.22	9.9	8.8
CESSA - Sucre - 115	SUC115	-	2.4	2.7	2.7	2.6	3.3	2.9	3.4	4.7	4.8	4.4	4.6
SEPSA - Potosí	POT069	32.1	32.7	32.4	28.3	28.2	23.5	24.6	23.7	23.8	20.9	20.0	21.8
SEPSA - Potosí	POT115	8.8	9.0	9.1	9.3	13.9	19.0	19.1	18.6	18.5	19.9	21.2	21.0
SEPSA - Punutuma	PUN069	2.7	3.4	2.7	4.5	2.7	4.8	4.5	4.8	5.3	4.9	4.8	3.8
SEPSA - Atocha	ATO069	10.0	10.2	10.6	11.2	11.5	12.2	11.6	11.7	11.2	12.5	11.3	11.8
SEPSA - Don Diego	DDI069	3.9	6.0	4.5	6.1	4.2	6.0	6.3	6.4	6.5	6.1	6.4	5.9
SEPSA - Ocurí	OCU115	1.2	1.2	1.5	1.7	1.6	1.7	1.7	1.8	1.9	2.0	1.8	1.6
SEPSA - Sacaca	SAC115	0.8	1.0	1.0	1.1	1.0	1.1	1.0	1.1	1.1	1.0	1.1	1.0
SEPSA - Karachipampa	KAR069	0.4	0.3	0.7	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.2	4.3
SEPSA - Lipez	PUN230	0.4	0.4	0.3	0.6	0.6	0.7	0.6	0.7	0.6	0.7	0.6	0.4
ENDE - Los Carreras	LCA230	1.7	1.9	2.0	2.4	5.3	5.7	3.8	3.7	3.3	6.0	3.1	4.3
ENDE - Tazna	PUN069	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3
ENDE - Uyuni	PUN230	2.2	2.2	2.2	2.4	2.4	3.0	3.0	2.9	2.4	2.6	2.4	2.4
SETAR - Tarija	TAJ115	26.4	34.2	33.1	32.4	31.4	33.3	32.6	32.9	34.1	34.2	31.9	34.3
SETAR - Villa Montes	YAG069	6.0	6.8	5.7	4.4	4.5	4.6	4.8	5.4	6.3	4.9	6.7	6.3
SETAR - Yacuiba	YAG069	13.4	14.7	13.7	10.4	10.6	11.0	11.2	12.1	13.7	11.2	14.5	13.5
ENDE DELBENI - Yucumo	YUC115	4.8	4.7	4.8	4.8	2.2	0.5	0.5	0.6	0.6	0.5	0.5	0.6
ENDE DELBENI - San Borja	SBO115	-	-	-	-	-	1.5	1.6	1.8	1.9	2.0	1.9	1.7
ENDE DELBENI - San Ignacio de Moxos	MOX115	2.1	2.1	2.1	2.2	2.1	1.8	2.1	2.2	2.1	2.4	2.2	2.1
ENDE DELBENI - Trinidad	TRI115	19.5	19.5	20.1	20.9	18.8	15.8	18.8	20.9	21.2	21.5	20.8	18.1
ENDE DELBENI - San Buenaventura	SBU115	-	-	-	-	2.1	1.9	2.1	2.3	2.3	2.4	2.4	2.2
EMDEECRUZ	WAR115	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.20	0.25
EMIRSA	VIN115	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
EMVINTO	VIN069	6.1	6.9	4.9	5.3	6.3	5.0	5.6	7.8	3.9	5.4	5.7	5.9
COBOCE	CBC115	13.5	8.9	13.8	13.0	11.4	12.9	12.8	2.7	6.4	7.0	5.5	13.5
EMSC	PUN230	41.2	41.5	40.5	43.9	40.2	46.3	47.2	42.4	42.3	43.9	39.8	41.3
<b>MÁXIMA</b>		<b>1,347.8</b>	<b>1,342.5</b>	<b>1,383.5</b>	<b>1,386.3</b>	<b>1,315.1</b>	<b>1,290.8</b>	<b>1,338.6</b>	<b>1,385.5</b>	<b>1,433.6</b>	<b>1,431.4</b>	<b>1,384.0</b>	<b>1,369.7</b>
dia		Jueves 21	Jueves 18	Jueves 17	Martes 19	Viernes 06	Miércoles 15	Jueves 14	Miércoles 17	Jueves 29	Miércoles 19	Lunes 07	Miércoles 21

CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW)  
JUEVES 29 DE SEPTIEMBRE DE 2016

## POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2016

Componente	Capacidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MÁXIMA
<b>Líneas de Transmisión</b>														
Arbolado - Urieló	142.5	95.06	116.50	141.90	136.97	54.31	36.37	147.16 (0)	66.97	109.38	128.76	104.85	95.54	147.16
Arcoagua - V. Hermoso	74	5.97	0.00	10.63	43.82	10.63	20.54	12.66	14.04	15.60	12.66	2.40	11.22	4.82
Arcoagua - V. Hermoso II	74	6.48	0.00	0.00	11.52	35.52	11.52	22.08	10.30	28.45	11.21	12.36	11.76	35.52
Carasco - Arecheda	142.5	123.45	129.13	145.13 (b)	135.62	64.41	28.88	141.33	139.24	142.9	134.68	139.31	145.03	145.21
Carasco - Chiriví	150	162.17	138.64	137.53	141.59	145.95 (b)	145.16	142.2 (0)	136.88 (0)	142.2 (0)	139.44	136.31 (0)	126.49	152.17
Carasco - Santibáñez	150	119.15	122.22	117.68	126.32	142.2 (0)	142.2 (0)	142.2 (0)	144.81 (0)	142.2 (0)	139.44	136.31 (0)	108.78	146.61
Carasco - Warnes	150	27.54	125.59	138.65 (0)	128.69	0.00	0.00	1.56	17.94	85.78	129.70	118.80	107.73	135.85
Córdoba - Arecheda	74	55.76	72.43	72.35	76.76	79.72 (b)	76.76	75.26	74.07	70.48	68.91	65.20	64.82	79.72
Cumbre - Peuco	155.9	82.66	62.47	57.72	35.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	81.66
Horachampas - La Pista	31.8	9.00	13.0	45.01	42.97	33.44	70.29	0.00	0.00	2.00	1.00	0.00	2.00	70.29
Henao - Matzocruz	31.83	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
La Pista-Horachampas	38	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
La Pista-Sucre	38	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Los Carreros - Punutuna	150	134.23	127.47	130.74	144.54	142.33	145.76	139.78	138.68	138.30	136.03	134.61	132.69	145.76
Los Carreros - Tarija	150	2.20	0.00	0.48	26.42	0.00	4.60	0.00	17.85	0.00	7.59	0.00	0.00	28.42
Peuco - Cumbre	155.9	71.66	71.03	74.13	116.85	124.37	108.58	112.35	124.64	110.81	91.48	91.57	73.74	136.64
Pelota - Valzocruz	180.05	155.9	41.26	31.15	28.54	17.10	0.00	0.00	0.00	35.26	41.31	42.30	59.71	80.14
Pelota - Santibáñez II	155.9	41.21	31.08	28.56	17.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.37	22.15	41.21
Potosí - Punutuna	74	2.88	8.15	7.17	3.10	0.00	1.52	8.69	7.98	0.00	0.00	7.91	7.43	0.00
Potosí-La Pista	38	3.31	0.00	1.63	31.02	0.00	0.00	7.97	4.74	21.24	0.00	0.00	20.24	23.23
Punutuna - Los Carreros	150	38.37	56.22	37.98	37.97	43.95	46.85	39.13	33.17	38.38	73.25	69.23	59.45	51.93
Punutuna - San Cristóbal	140	48.09	47.77	49.58	51.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.02
Punutuna - Sucre	140.0	142.5	60.68	51.15	53.79	66.27	67.46	80.30	58.18	66.00	72.02	62.45	81.10	75.25
Punutuna - Urieló	7.0	55.73	61.82	61.24	63.51	52.25	55.29	54.41	52.53	58.18	61.48	63.51	58.79	68.47
S. Isidro - San José	7.0	26.40	46.95	46.95	46.95	33.33	36.95	45.67	45.67	45.67	51.49	49.97	49.97	49.15
San José - Chiriví	130.0	0.00	14.22	22.36	25.37	0.00	0.00	10.45	10.73	125.14	0.00	27.57	0.00	17.44
San José - V. Hermoso	130.0	110.29	114.87	109.99	128.76	120.19	130.56	127.47	128.70	114.78	116.64	96.59	130.56	130.56
Santibáñez - Cárceo	130.0	0.00	14.85	2.68	1.50	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	3.65	0.00	4.58	14.85
Santibáñez - Pelota	155.9	155.9	56.83	56.33	57.45	55.46	55.28	65.32	70.60	63.75	66.65	61.67	70.60	70.55
Santibáñez - Pocallí	155.9	56.71	36.56	37.48	54.68	63.24	65.62	70.55	63.66	68.01	66.00	61.72	60.76	70.55
Santibáñez - Sucre	142.5	82.98	52.28	70.43	11.44	24.28	83.78	76.28	81.10	73.49	81.81	50.14	112.44	71.06
Santibáñez - Vinto	130.0	81.50	79.07	72.52	87.75	88.78	142.71 (0)	85.87	90.97	82.95	71.97	77.61	71.06	142.71
Sucre - Punutuna	142.5	52.54	21.21	48.34	74.52	40.00	59.26	62.20	44.39	54.77	50.00	51.31	1.66	84.45
Sucre - Santibáñez	142.5	44.86	33.52	32.22	38.33	57.17	73.47	38.21	44.39	54.77	37.05	38.38	34.35	74.94
Tarija - Los Carreros	38.0	156.45	129.84	133.96	146.17	146.67	152.24	146.82	134.30	143.54	144.48	140.98	140.97	25.75
Tarija - Togucacá II	160	0.00	0.00	0.46	2.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tarija - Togucacá II	74	33.52	35.60	39.00	35.68	36.96	21.88	21.82	26.88	35.92	38.68	45.76	39.80	43.76
V. Hermoso - Arecheda	74	35.63	37.73	41.15	41.74	26.07	23.10	28.20	28.08	35.74	40.61	44.89	41.09	44.89
V. Hermoso - Arecheda	130	41.36	76.64	81.13	99.08	99.08	126.81	98.63	109.53	115.67	103.17	104.76	128.81	128.81
Vinto - Matzocruz	130	52.69	46.43	37.72	62.87	75.75	121.71	73.65	90.42	72.75	55.84	52.40	59.28	121.71
Vinto - Santibáñez	130	4.43	10.47	0.00	21.10	19.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.10
Warner - Chiriví	143.4	60.83	61.08	79.59	83.46	55.98	55.75	77.06	70.93	84.32	79.93	96.81	94.81	163.39
Warner-Cárceo	130	153.49 (j)	163.39 (k)	162.77 (0)	154.48 (0)	139.38	130.70	134.72	142.27	151.58 (k)	154.81 (k)	152.89 (0)	141.93	141.93
Vargocosa - Tarija	160	155.14	155.69	154.54	155.62	84.21	86.93	161.94 (m)	83.05	156.27	89.88	80.12	46.98	161.94
Vargocosa - Tarija II	160	57	15.55	15.20	14.62	12.19	14.46	14.72	15.72	14.67	14.61	11.76	10.07	15.72
Transformadores	90	26.46	38.16	28.29	51.14	18.58	23.35	48.40	26.17	21.60	45.54	35.11	59.03	59.03
Arbolado 230/115	23.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.67	19.97	10.52	10.84	10.78	20.84
Cárcava 115/0	142.5	83.27	76.04 (j)	78.81 (k)	76.46 (0)	68.69	64.14	70.53	78.35 (n)	76.93 (0)	76.77 (0)	74.33 (0)	70.07	72.59
Guarocachi 230 - 01	71	75.16 (j)	80.04 (0)	75.81 (0)	68.53	62.40	66.23	72.24	84.67	72.24	78.88	82.54	82.54	125.59
Matzocruz 230 - 02	142.5	51.17	44.47	36.24	70.36	73.10	11.65	97.77	4.99	5.48	15.23	15.56	15.01	14.88
Potosí 15/69	47.5	95	48.87	44.71	48.43	51.09	54.97	57.77	50.88	44.97	94.41	81.14	75.99	66.68
Punutuna 230/115	57	51.55	15.20	14.62	12.19	14.46	14.72	15.72	14.67	14.61	11.76	10.07	9.68	15.72
Sucre 230/69	95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34.05	36.69	32.00	35.25	35.69	28.25
Urubó 230/15	142.5	93.90	114.19	138.39	134.64	54.12	57.80	144.59 (o)	17.16	16.18	10.84	10.33	94.75	145.9
Urubó 230	142.5	98.56	91.42	91.00	81.48	97.86	70.28	66.50	68.18	69.38	68.18	126.87	103.33	94.56
V. Hermoso 230	48	24.47	31.16	27.48	30.05	26.73	33.00	24.48	27.36	26.19	24.21	25.95	27.78	33.00
Vinto 115 - 01	48	24.29	30.73	30.69	29.06	29.88	34.98	26.31	27.00	24.21	25.95	27.42	29.32	34.98
Vinto 115 - 02	48	52.75	51.35	79.94	84.16	64.33	56.09	43.40	49.97	40.18	44.86	44.86	47.64	75.98
Vinto 230/115	142.5	60.91	13.0	45.01	42.97	84.70	87.41	65.07	107.49	70.48	11.23	116.59	109.52	116.59
h) Trabajos división de barra GCH069														
i) Indisponibilidad CAR-SAN230														
j) Mantenimiento programado SAN-PCA230														
PCA-CUM230														
k) Indisponibilidad GCH110 y GCH11														
l) Indisponibilidad GCH059														
m) Mantenimiento programado GCH110 y GCH112														
n) Indisponibilidad GCH059														
o) Mantenimiento programado GCH112														
p) Mantenimiento programado SJ+VHE230														
q) Mantenimiento programado CH-SO230														
r) Mantenimiento programado CAR-CH1230														
Yagocosa - Tarija II	160	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

## INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2016

Unidad	Programada	No programada	Total	Unidad	Programada	No programada	Total	Unidad	Programada	No programada	Total
ALT01	512.72	30.55	543.27	ER004	37.65	26.85	64.50	PLH	128.20	28.07	156.27
ALT02	856.73	646.42	1503.15	GBE01	5,828.43	38.52	5,866.95	Q0L01	149.47	57.72	207.18
ANG01	521.70	19.02	540.72	GCH01	195.75	91.80	287.55	Q0L02	195.18	27.70	222.88
ANG02	519.45	23.52	542.97	GCH02	39.28	289.27	328.55	Q0L03	56.88	14.50	71.38
ANG03	510.12	53.43	563.55	GCH04	59.83	5.38	65.22	Q0L04	48.92	28.82	74.73
ARI01	0.00	3,053.52	3,053.52	GCH06	254.48	83.97	338.45	Q0L05	51.27	12.65	63.92
ARI02	0.00	371.45	371.45	GCH09	3,133.03	141.63	3,274.67	Q0L06	34.75	16.30	51.05
ARI03	28.50	0.03	28.53	GCH10	182.62	167.78	350.40	Q0L07	50.18	11.35	61.53
ARI08	1,142.75	15.78	1,165.53	GCH11	686.18	227.57	913.75	Q0L08	18.18	0.00	18.18
ARI09	163.42	247.50	410.92	GCH12	2,380.80	2,634.85	5,015.65	Q0L09	25.27	14.18	39.45
ARI11	197.85	158.03	355.88	HAR01	339.43	26.40	365.83	Q0L10	22.73	4.73	27.47
ARI12	8,784.00	0.00	8,784.00	HAR02	335.40	3.57	338.97	QUE01	373.10	121.03	494.13
ARI13	0.00	8,784.00	8,784.00	HUA01	283.02	18.65	301.67	QUE02	445.07	91.70	536.77
ARI14	6,912.00	1,872.00	8,784.00	HUA02	369.48	54.55	424.03	SAL	194.47	135.25	329.72
ARI15	186.93	2,077.85	2,264.78	HAN	12.55	40.18	52.73	SBU01	2,316.67	82.70	2,399.37
B0101	190.87	1.18	192.05	HAR	569.78	55.05	604.83	SC201	43.67	19.35	63.02
B0102	156.48	7.65	158.13	KEN01	5,150.73	221.52	5,372.25	SC202	25.70	28.30	307.00
B0103	76.30	18.93	95.23	KEN02	4,011.70	87.60	4,099.30	SIS01	15.08	0.00	15.08
BUL01	2,946.00	23.53	2,971.53	KL01	251.60	967.93	1,219.53	SIS02	40.38	0.53	40.92
BUL02	7,506.25	955.27	8,461.52	KL02	104.52	44.43	148.95	SIS03	14.27	0.00	14.27
BUL03	4,626.08	860.73	5,486.82	KL03	1,238.48	32.22	1,270.70	SIS04	41.72	0.00	41.72
CAR01	403.02	3.22	406.23	LAN01	318.57	57.72	376.28	SIS05	162.93	1.60	164.53
CAR02	404.47	46.30	450.77	LAN02	306.50	826.98	1,133.48	SJA01	29.23	73.67	102.90
CAR01	3,131.77	50.70	3,182.47	LAN03	345.65	1,495.33	1,840.98	SJA02	29.23	45.53	74.77
CAR02	328.93	923.07	1,252.05	MIG01	87.95	3.68	91.63	SRO01	209.00	168.15	377.75
CAR03	63.52	81.33	144.85	MIG02	99.10	22.55	121.65	SRC02	202.52	126.83	329.35
CHU	1,625.82	128.02	1,753.83	MDA02	9.12	0.75	9.87	SUR01	118.38	41.22	159.60
CH001	405.65	4.80	410.45	MDA05	9.12	0.82	9.93	SUR02	108.97	36.48	145.45
CH002	387.92	21.77	409.68	MDA06	13.12	0.82	13.93	SUR03	127.95	4.35	132.30
CH003	381.05	20.98	402.03	MDA07	15.37	63.87	79.23	SUR04	687.00	49.20	736.20
CHU01	244.87	11.88	256.75	MDA08	15.87	22.97	38.83	TIQ	5.97	37.62	43.58
CHU02	124.40	36.30	160.70	MDS01	21.72	5,394.77	5,416.48	UNA01	5,258.58	450.02	6,408.60
CJL01	8,615.93	13.90	8,629.83	MDS02	824.95	56.97	881.92	VHE01	52.73	1,166.75	1,111.348
CJL02	8,615.93	168.07	8,784.00	MDS03	83.37	420.08	503.45	VHE02	15.65	110.65	126.20
C0B01	46.13	0.00	46.13	MDS04	955.77	85.55	1,041.32	VHE03	25.05	23.33	48.38
C0B02	112.56	0.00	112.55	MDS05	90.60	72.07	162.67	VHE04	20.67	15.60	36.27
C0B03	38.47	2.77	41.23	MDS06	948.90	132.72	1,081.62	VHE05	185.12	38.78	223.90
C0B04	35.13	0.02	35.15	MDS07	70.95	132.35	203.30	VHE06	2,656.33	195.5	2,851.88
CB8	219.37	26.63	246.00	MDS08	561.90	241.85	803.75	VHE07	173.82	18.28	192.10
CUT01	28.62	722.97	751.58	MDS09	86.08	301.87	387.95	VHE08	316.57	113.37	429.93
CUT02	176.88	2.63	179.52	MDS10	123.27	206.62	329.88	WAR01	177.70	83.72	261.42
CUT03	203.30	3.68	206.98	MDS11	81.83	190.62	272.45	WARD02	369.7	617.7	987.37
CUT04	186.10	35.70	221.80	MDS12	528.35	117.37	645.72	WARD3	70.5	16.6	87.10
CUT05	186.70	25.07	211.77	MDS13	69.20	2,399.57	2,398.77	WAR04	49.20	30.70	79.90
ER01	51.38	29.08	80.47	MDS14	806.25	66.10	872.35	WAR05	215.55	70.13	285.68
ER02	38.60	6.15	44.75	MDS15	641.90	1,276.22	1,918.12	YAN	190.42	93.23	283.65
ER03	54.93	18.78	73.77	MDS16	634.78	476.47	1,111.25	ZON	349.38	37.57	386.95

### INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2016

UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total
ARB-URU230	45.63	123.30	168.93	CAR-SAN230	22.73	3.33	26.07	KAR-POT069	10.75	0.72	11.47	REVUC1501	21.42	0.13	21.55				
ARI-MAR069	22.67	0.18	22.85	CAR-WAR230	98.38	0.43	98.82	KEN-MAL115	49.45	2.12	51.57	SAB-ARO11501	39.17	0.15	39.32				
ARI-SUC069	5.60	0.00	5.60	CAI-OCU116	8.92	0.48	9.40	KEN-SEN11501	16.97	1.22	18.18	SAB-PAY11501	50.70	4.17	54.87				
ARO-VHE1502	4.07	0.18	4.25	CAI-SAC116	31.60	6.98	38.58	KEN-SEN11502	87.33	1.22	88.55	SAN-PCA23001	59.83	7.95	67.78				
ATARB230	364.67	5.62	370.28	CRC-SAC115	63.37	6.82	70.18	LCA-TAI230	14.80	66.67	81.47	SAN-PCA23002	19.45	5.30	24.75				
ATATO11501	9.58	0.33	10.22	CRC-VHE115	11.98	5.62	17.60	MAL-COT115	2.17	0.43	2.60	SAN-SUC230	10.75	1.58	12.33				
ATCAT11501	286.70	1.98	288.68	CHI-SU230	90.50	4.83	95.33	MAZ-VIC230	19.83	0.90	20.73	SBO-MOX15	25.48	5.35	30.83				
ATCAT11502	2.60	0.00	2.60	CHI-TUR069	12.60	2.10	14.70	MOX-TRI115	23.87	5.65	29.52	SEN-NAA2115	16.97	1.30	18.27				
ATCUN23001	10.95	7.55	18.50	CHS-CUM115	8.87	0.77	9.63	OCU-POT115	8.93	0.53	9.47	SIS-SAB11501	26.17	1.27	27.43				
ATGCH23001	53.62	11.78	65.60	CHS-PIC115	4.15	0.77	4.92	PAM-CUM115	269.08	43.20	312.28	SIS-SJO115	19.90	0.82	20.72				
ATGCH23002	44.68	7.35	52.03	COR-ARO11501	16.55	0.33	16.88	PAM-TBA115	25.95	11.40	37.35	SJO-VHE230	65.00	2.32	67.32				
ATMAZ230	16.97	1.35	18.32	COR-SIS115	12.48	0.38	12.87	PAY-QOL11501	50.75	4.50	55.25	SUC-PAD115	0.00	0.32	0.32				
ATO-TEL069	9.90	0.45	10.35	CPAR069	32.02	1.02	33.03	PCA-CUM23001	10.95	6.75	17.70	SUC-PLA115	0.00	0.03	0.03				
ATPCA23001	11.33	5.82	17.15	CPAT06901	19.47	0.33	19.80	PCA-NAZ23001	190.28	42.90	233.18	SUC-PUN230	43.60	2.20	45.80				
ATPO11501	20.65	2.85	23.50	CPCAT069	27.28	4.20	31.48	PCA-NAZ23002	1879.67	1387.00	3266.67	TAJ-YAG23001	37.23	1.72	38.95				
ATPUN23001	32.77	1.28	34.05	CPHEN069	12.23	4.53	16.77	PLA-POI115	0.00	1.18	1.18	TAJ-YAG23002	25.78	1.70	27.48				
ATPUN23002	29.33	0.10	29.43	CPHEN15	7.42	0.08	7.50	POR-CHL069	12.60	2.10	14.70	TEL-POR069	12.60	2.10	14.70				
ATSIQ230	20.50	0.82	21.32	CPOT06901	17.47	3.23	20.70	POT-PIN115	0.00	0.00	0.00	TRICIA23001	9.82	0.57	10.38				
ATSIQ23001	5.87	0.00	5.87	CPROT06902	18.45	5.17	23.62	PUN-ATO115	9.88	0.33	10.22	TRUUC1501	6.88	0.38	7.27				
ATTAJ23001	2.60	0.32	2.92	CPTRO02401	18.45	48.65	67.10	PUN-LCA230	10.88	1.30	12.18	TRUUC1502	6.83	0.00	6.83				
ATURB230	22.55	123.05	145.60	CPTRO02402	18.45	41.72	60.17	PUN-LUV0230	8.20	0.60	8.80	TRM0X11501	0.83	2.63	3.47				
ATUY023001	8.27	0.83	9.10	CPTRO02403	18.45	39.38	57.83	RECAR230	14.03	1.42	15.45	TRRTR02402	2.25	0.00	2.25				
ATVHE230	8.07	0.43	8.50	CPVIN06901	16.63	0.03	16.67	RELCA23001	10.87	1.12	11.98	TRSB011501	27.13	3.94.12	3421.25				
ATVNI1501	19.93	0.00	19.93	CPVIN06902	25.23	2.93	28.17	REPUN03001	35.95	0.50	36.45	TRTRU11501	7.18	2.22	9.40				
ATVNI1502	9.83	0.13	9.97	CPVIN11501	45.65	0.82	46.47	REPUN23002	35.92	0.58	36.50	TRYUC11501	591.23	1.60	592.83				
ATVIN230	8.30	0.00	8.30	CPVIN11502	22.13	0.80	22.93	RESCR23001	152.42	7.50	159.92	TUP-VLI069	13.67	4.98	18.65				
ATWAR23001	22.48	1.05	23.53	CRNCIHS115	7.15	0.82	7.97	RESCR23002	7.50	1.22	8.72	UYU-SCH230	8.28	0.72	9.00				
ATYAG23001	3.58	1.82	5.40	CRNGUN115	18.03	1.30	19.33	RESUC23001	10.62	0.53	11.15	VHE-SAN230	23.75	0.03	23.78				
BOL-COT115	7.50	2.05	9.55	CRN-YUC115	56.48	8.25	64.73	RESUC23002	10.57	0.52	11.08	VHE-VINN115	3.38	0.87	4.25				
BOL-TBA115	25.95	11.30	37.15	CSVN-VIC230	44.80	0.90	45.70	REVIN230	7.40	0.00	7.40	WAR-GCH230	32.47	7.57	40.03				
CAR-ARB230	27.73	3.60	31.53	DDI-HAR069	22.63	0.20	22.83	RETAG23001	10.50	0.00	10.50	YUC-SBO115	28.13	6.20	34.33				
CAR-OHI230	57.72	0.00	57.72	DDI-MAR069	22.65	0.18	22.83	RETAG23002	8.47	0.20	8.67	YUC-SBU115	38.98	6.43	45.42				

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2016

- (1) Jueves 29 de septiembre a horas 19:30
- (2) Lunes 07 de noviembre a horas 19:45

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2016 (Continuación)

GENERADOR	NODO	POTENCIA FIRME												PERÍODO													
		Del 05/04/2016 al 07/04/2016	Del 08/04/2016 al 15/04/2016	Del 16/04/2016 al 17/04/2016	Del 18/04/2016 al 29/04/2016	Del 30/04/2016 al 30/04/2016	Del 01/05/2016 al 02/05/2016	Del 03/05/2016 al 14/05/2016	Del 15/05/2016 al 20/05/2016	Del 21/05/2016 al 24/05/2016	Del 25/05/2016 al 31/05/2016	Del 01/06/2016 al 07/06/2016	Del 02/06/2016 al 07/06/2016	Del 03/06/2016 al 11/06/2016	Del 04/06/2016 al 07/06/2016	Del 05/06/2016 al 14/06/2016	Del 06/06/2016 al 11/06/2016	Del 07/06/2016 al 20/06/2016	Del 08/06/2016 al 21/06/2016	Del 09/06/2016 al 28/06/2016	Del 10/06/2016 al 30/06/2016						
ZONGO	REN115	137.4	137.3	137.3	137.3	137.3	137.2	138.4	138.5	138.4	138.4	138.4	138.9	139.2	139.1	136.8	136.8	136.4	136.4	136.9	136.9	136.5	136.5				
ZONGO	CM115	33.8	33.9	33.9	33.9	33.9	34.1	34.7	34.6	34.7	34.7	34.7	34.7	34.2	34.2	33.9	34.0	36.4	36.4	36.4	36.4	36.9	36.9	36.7	36.7		
CORANI	COR115	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	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0		
TAQUIESI	CH115	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1		
MIGUILLAS	VAN069	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2		
YURA	PUN069	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0		
KANATA	AE0115	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	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1		
QUEHATÁ	WR069	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	
SAN JACINTO	TAN115	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	
<b>TOTAL HERMO</b>		<b>458.5</b>	<b>458.5</b>	<b>458.5</b>	<b>458.5</b>																						
GUARACACHI	GCH069	199.6	206.6	206.6	205.7	206.6	206.6	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3	206.3		
SANTA CRUZ	GCH069	34.7	35.0	35.9	35.6	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9	35.9		
BULGULUCO	CR230	42.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	57.2	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	
CARASCO	CR230	109.9	113.7	113.2	113.2	113.2	113.2	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8		
ABANUEZ	AR069	23.3	24.0	24.0	23.9	24.0	24.0	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5		
KARACHAMPÁ	KAR069	11.9	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	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	0.0	
HEÑO	REN115	8.0	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	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	0.0	
EL ALTO	REN115	41.3	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	
V. HERMOSO	WE115	87.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5		
ENTRE RÍOS	CR230	95.3	98.6	98.6	98.2	98.2	98.6	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8		
DEL SUR	YG230	135.8	141.9	141.9	141.4	141.4	141.9	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6		
WARNES	WAR230	181.7	191.7	191.7	190.9	191.7	191.7	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5	191.5		
MONOS	TH115	23.4	24.0	24.0	23.9	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0		
<b>TOTAL HERMO</b>		<b>996.4</b>	<b>989.5</b>	<b>989.5</b>	<b>989.5</b>	<b>989.5</b>																					
GUARIÁ	WAR115	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
UNAGRO (3)	WAR115	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SAN BENEVENTURA (3)	SBU115	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<b>TOTAL BIMASAS</b>		<b>1,454.9</b>	<b>1,448.1</b>	<b>1,448.1</b>	<b>1,453.0</b>	<b>1,453.0</b>	<b>1,451.3</b>	<b>1,451.3</b>	<b>1,452.9</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,452.9</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,452.9</b>	<b>1,452.9</b>	<b>1,452.9</b>	<b>1,452.9</b>	<b>1,452.9</b>									
<b>TOTAL 1</b>		<b>1,454.9</b>	<b>1,448.1</b>	<b>1,448.1</b>	<b>1,453.0</b>	<b>1,453.0</b>	<b>1,451.3</b>	<b>1,451.3</b>	<b>1,452.9</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,452.9</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,452.9</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,452.9</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,451.7</b>	<b>1,451.7</b>		
<b>PERÍODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPUESADA</b>																											
CARASCO	CR230	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
VALLE HERMOSO	WE115	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
HEÑO	REN115	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
ENTRE RÍOS	CR230	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
WARNES	WAR230	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
ABANUEZ	AR069	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
MOTOS	TR115	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<b>TOTAL 2</b>		<b>1,454.9</b>	<b>1,448.1</b>	<b>1,448.1</b>	<b>1,453.0</b>	<b>1,453.0</b>	<b>1,451.3</b>	<b>1,451.3</b>	<b>1,452.9&lt;/b</b>																		

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2016 (Continuación)

GENERADOR	NODO	PERÍODO POTENCIA FIRME											
		Del 01/07/2016 al 01/07/2016	Del 01/07/2016 al 09/07/2016	Del 01/07/2016 al 09/07/2016	Del 10/07/2016 al 14/07/2016	Del 10/07/2016 al 14/07/2016	Del 11/07/2016 al 14/07/2016	Del 11/07/2016 al 14/07/2016	Del 12/07/2016 al 14/07/2016	Del 12/07/2016 al 14/07/2016	Del 13/07/2016 al 14/07/2016	Del 13/07/2016 al 14/07/2016	
ZONDO	HE115	136.5	136.5	136.5	136.4	136.5	136.5	136.5	136.5	136.5	136.5	135.5	135.5
ZONDO	CUM115	358.6	358.7	358.6	358.6	358.6	358.6	358.6	358.6	358.6	358.6	359.5	359.5
CORANI	COR115	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	CHS115	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1
MIGUILLAS	VIN069	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
YURRAS	PUN069	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	12.7	12.7
HANAYA	AR0115	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1
QUIERAIA	VIN069	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
SAN JACINTO	TAJ115	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.6	7.6
TOTAL HIDRO		461.5	461.5	461.5	461.5	461.5	461.5	461.5	461.5	461.5	461.5	456.6	456.6
GUABACACHI	GCH069	271.2	270.8	270.8	199.7	199.5	199.5	191.0	190.6	194.1	195.7	206.4	206.4
SANTA CRUZ	GCH069	33.2	33.2	33.2	35.1	35.0	35.0	33.4	33.3	34.1	34.2	35.9	35.9
BALCARBUCCO	CAB230	0.0	0.0	0.0	36.4	36.4	36.4	35.1	35.1	35.4	35.7	37.2	38.6
CARABO	CAB230	65.7	65.6	65.6	66.4	66.3	66.3	107.2	106.9	108.1	108.4	109.1	113.6
ARANUEZ	ARI069	24.6	24.5	24.5	25.4	25.4	25.4	24.6	24.6	24.7	24.8	24.9	26.0
KARACHAPAMA	KAR069	11.6	11.5	11.5	12.0	12.0	12.0	11.6	11.6	11.7	11.7	12.3	12.3
HEN115	7.7	7.7	8.1	8.0	8.0	7.7	7.7	7.7	7.8	7.8	7.9	16.2	16.2
EL ALTO	ELA115	40.1	40.1	41.8	41.8	40.3	40.3	40.2	40.2	40.6	40.7	42.9	42.9
V. HERMOSO	VHE115	93.3	93.3	92.6	92.6	92.6	92.6	93.6	93.6	94.6	94.6	98.9	98.9
ENTRERIOS	CAB230	122.7	122.6	92.6	96.3	96.3	96.2	92.9	92.7	93.6	94.4	98.4	98.4
DEL DEL SUR	YAC230	132.9	132.7	130.7	137.5	137.3	137.3	131.2	130.8	133.6	134.7	147.2	147.2
WANRAS	WA230	173.6	173.3	173.3	185.5	185.5	185.5	173.9	173.9	180.4	181.9	191.5	191.5
MOCOS	TRI15	22.1	22.7	22.7	23.6	24.7	24.5	24.0	23.5	23.6	23.9	25.3	25.3
TOTAL TERO		945.0	946.1	946.1	946.5	945.2	945.1	946.3	946.3	946.4	946.4	1095.2	1073.5
GUABIRÁ	WAR115	18.0	17.9	17.9	18.5	18.5	18.0	17.9	17.9	0.0	0.0	0.0	0.0
UNAGRO (3)	WAR115	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	0.0	0.0
SAN BERNARDINA (3)	SB0115	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 BONMASA		24.0	23.9	23.9	24.5	24.5	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	0.0	0.0
TOTAL 1		1.455.5	1.449.5	1.449.5	1.451.2	1.451.2	1.451.1	1.451.0	1.451.0	1.452.1	1.452.1	1.551.8	1.551.8
PERÍODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DE PIAZADA													
CARASCO	CAB230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VALL HERMOSO	VHE115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RENOMO	REN115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENTRERIOS	CAB230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARANUEZ	ARI069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MOCOS	TRI15	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		1.455.5	1.449.5	1.449.5	1.451.2	1.451.2	1.451.1	1.451.0	1.451.0	1.452.1	1.452.1	1.551.8	1.551.8
PERÍODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DE PIAZADA													
CARASCO	CAB230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VALL HERMOSO	VHE115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RENOMO	REN115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENTRERIOS	CAB230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARANUEZ	ARI069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MOCOS	TRI15	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		1.455.5	1.449.5	1.449.5	1.451.2	1.451.2	1.451.1	1.451.0	1.451.0	1.452.1	1.452.1	1.551.8	1.551.8
PERÍODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DE PIAZADA													
CARASCO	CAB230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VALL HERMOSO	VHE115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RENOMO	REN115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENTRERIOS	CAB230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARANUEZ	ARI069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MOCOS	TRI15	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		1.455.5	1.449.5	1.449.5	1.451.2	1.451.2	1.451.1	1.451.0	1.451.0	1.452.1	1.452.1	1.551.8	1.551.8

## FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN - AÑO 2016

MES	DÍA	COMPONENTE	DESCONEXIÓN	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
ENE	1	Línea en 115 KV Renko - Tap Chuquiaguillo - Tiquimani	43.8 minutos	Desprendimiento de puente en seccionador T-1 en subestación Este	
ENE	5	Línea en 230 KV Santaféz - Sucre	39.0 minutos	Descargas atmosféricas	Minero San Cristóbal
ENE	7	Línea en 230 KV Las Carreras - Tarija	2.2 días	Rotura de conductor entre las estructuras 405 y 406 debido a explosión de dinamita en sector Canteras.	CESSA, ENDE DELBENI, MSCR
FEB	2	BUL02	333.9 días	Falla en sistema de control	
FEB	6	Línea en 69 KV Alto Achachicala - Tembladerani	14.4 minutos	Contacto de objeto metálico con línea de 69 KV	
FEB	9	BUL03	2.9 días	Falla en el compresor de aire	
FEB	14	Línea en 69 KV Yaguacuá - Villamontes	57.0 minutos	Descargas atmosféricas	
FEB	17	Transformador TRALA11502 de subestación Alalay	1.3 horas	Problema en el ajuste de la protección del relé SEL 787 en el lado de media tensión	
FEB	18	GCH02	8.3 días	Falla en sistema de arranque.	
FEB	19	GCH09	2.6 horas	Falsa señal de operación del relé de bloqueo	CRE
FEB	27	Línea en 115 KV Caranavi - Yucumo	3.1 minutos	Descargas atmosféricas	DELAPAZ, ENDE DELBENI
FEB	29	Unidades de central Termoeléctrica Warnes	1.0 horas	Pérdida de servicios auxiliares	DELAPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, SEPSA, MSCR, ENDE DEL BENI, EMIRSA, EMVINTO, COBOCE y EMDEECRUZ.
MAR	3	Línea en 69 KV Huayracota Miguillas	35.0 minutos	Descargas atmosféricas	DELAPAZ, ENDE DELBENI
MAR	21	Unidades GCH09 y GCH10	45.0 minutos	Falla en sistema de control	DELAPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, SEPSA, MSCR, ENDE DELBENI, EMIRSA, COBOCE, EMDEECRUZ, SETAR, EMVINTO, SETARV.
ABR	6	WAR05	1.8 días	Falla en ventilador de extracción de aire de turbina	
ABR	7	BUL03	217.1 días	Falla en sistema de control	
ABR	10	Línea en 115 KV Caranavi - Yucumo	3.9 minutos	Descargas atmosféricas	DELAPAZ, ENDE DELBENI
ABR	11	GCH12	46.1 días	Extensión en los trabajos de mantenimiento	
ABR	15	VHE01	25.9 días	Falla en el sistema de arranque.	
ABR	15	Línea en 230 KV Tarija - Yaguacuá	16.6 minutos	Falla en la protección diferencial de linea.	ELFEO, SEPSA, COBOCE, EMIRSA, EMSC
ABR	16	Línea en 230 KV Punutuma - Las Carreras.	6.3 minutos	Operación errónea de relé de sobrecorriente del reactor RELCA23001.	CRE, ELFEC, DELAPAZ, CESSA, ELFEO, MSCR, ENDED, ENDE DELBENI, EMVINTO, EMDEECRUZ
ABR	19	ALT02	37.1 días	Falla en sensor de presión diferencial de lubricación de turbina	
ABR	21	Línea en 115 KV Colcapirhua - Quillacollo	27.6 minutos	Contacto de pala mecánica a línea de 115 KV	
MAY	5	Línea en 69 KV Potosí - San Bartolomé	47.5 minutos	No determinada, operó protección diferencial y relé de bloqueo.	
MAY	14	VHE01	18.0 días	Falla en el arranque	
MAY	15	Línea en 69 KV Yaguacuá - Villamontes	46.2 minutos	Contacto de rama de árbol con la línea	
MAY	17	BUL01	59.7 días	Extensión en los trabajos de mantenimiento	
MAY	19	GCH09	4.4 días	Fuga de agua en sistema de enfriamiento del generador	
MAY	21	Unidades VHE05, VHE06, VHE07 y VHE08	29.0 minutos	Falla en puente de regulación de gas	
JUN	1	GCH12	1.4 días	Falla en el sistema de regulación de vapor	
JUN	9	Transformador de potencia TRCAL11502 de S/E Cala Cala	7.5 minutos	Contacto accidental	
JUN	12	GCH12	1.2 días	Fuga de vapor en válvula de turbina.	
JUN	12	VHE02	4.0 días	Falla en motor de arranque	
JUN	22	Línea de 230 KV San José - Chimoré	18.8 minutos	Aproximación de grúa a línea 230 KV (ruptura de la distancia de seguridad).	ELFEC, ENDE DELBENI.
JUL	19	Unidades Central Moxos	45.0 minutos	Problemas en sistema de control	
AGO	5	Línea en 115 KV Yucumo - San Borja	10.3 minutos	Contacto accidental	ENDE DELBENI
AGO	21	Líneas en 230 KV Tarija - Yaguacuá I y II	1.5 horas	Ave	CRE, DELAPAZ, ELFEC, ELFEO, CESSA, SEPSA, EMSC, COBOCE, EMVINTO, SETAR.
AGO	25	GCH06	2.9 días	Falla sistema de control	
AGO	27	Línea en 115 KV Yucumo - San Buenaventura	1.4 horas	Contacto accidental en tablero de control en S/E San Buenaventura	DELAPAZ
SEP	1	GCH09	74.7 días	Extensión en los trabajos de mantenimiento	
SEP	9	Línea en 115 KV San Ignacio de Moxos - Trinidad	8.7 minutos	Falsa simulación en programación en A811 de S/E Yucumo	ENDE DELBENI
SEP	15	Línea en 115 KV Arocagua - Central	20.3 minutos	Incendio en cercanías de la S/E Arocagua	
SEP	17	GCH12	105.5 días	Fuga de aceite en cojinete N° 2 de la turbina de la unidad GCH10, inspección de turbina	
SEP	17	GCH10	3.3 días	Fuga de aceite en cojinete N° 2 de la turbina	
SEP	23	Línea en 230 KV Carrasco - Warnes	2.0 minutos	Descargas atmosféricas	
SEP	25	KIL01	21.0 minutos	No determinada	SEPSA
OCT	5	Línea en 115 KV Colcapirhua - Quillacollo	32.3 minutos	Contacto de retroexcavadora con línea de 115 KV	
OCT	11	Línea de transmisión en 115 KV Arboleada Montero	1.2 horas	Descargas atmosféricas	
OCT	15	WAR01, WAR02, WAR03, WAR04, WAR05, GCH10, VHE02, VHE03, ARJ08	1.0 horas	Problemas de estabilidad en el SIN	CRE, DELAPAZ, ELFEC, ELFEO, SEPSA, CESSA, ENDE DELBENI, MSCR, COBOCE, EMVINTO, SETAR, SETARY, SETARV, EMDEECRUZ.
OCT	15	Línea en 115 KV Corani - Arocagua	2.0 minutos	Falsa operación del sistema de teleprotección en S/E Arocagua.	
OCT	19	SBU01	3.5 días	Problemas mecánicos	
OCT	19	GCH06	1.2 horas	Alta temperatura en cojinete de generador	CRE
OCT	24	Unidades VHE05, VHE06, VHE07 y VHE08	44.0 minutos	Cambio en el suministro de gas de un ramal a otra derivación.	
OCT	27	Línea en 115 KV Rafael Urquidi - Alalay	10.1 minutos	Contacto de retroexcavadora con la línea en 115 KV	COBOCE
NOV	2	CAR03	3.1 días	Falla en el arranque, falla en tarjeta de válvula de gas	
NOV	6	Línea en 69 KV Alto Achachicala - Munaypata	19.2 minutos	Terceros, contacto de hierro de construcción con línea de 69 KV	
NOV	12	Línea en 115 KV Caranavi - Yucumo	6.7 minutos	Descargas atmosféricas	DELAPAZ, ENDE DELBENI
NOV	13	CAR02	36.1 días	Altas vibración en caja reductora	
NOV	17	Línea en 230 KV Santaféz - Palca N° 2	2.6 minutos	Fuertes vientos	MSCR, COBOCE, CESSA.
NOV	21	WAR02	39.4 días	Operación de la protección falla a tierra del generador	
NOV	23	Línea en 115 KV San Ignacio de Moxos - Trinidad	6.1 minutos	No determinada.	ENDE DELBENI.
DIC	10	GCH11	2.7 días	Trabajos de bloques, filtros de gas y sensores de vibración	
DIC	15	Transformador de Potencia TRQUI11501 de S/E Quillacollo	35.0 minutos	Contacto de ave	
DIC	17	Líneas en 230 KV Punutuma - Uyuni y Uyuni - San Cristóbal	8.8 minutos	Contacto accidental activo la transferencia de disparo a los interruptores Z481, Z482 y Z483 de S/E Uyuni	MSCR, ENDED
DIC	27	GCH11	3.4 días	Fuga de aceite en sello de cojinete N° 2	
DIC	27	Transformador de potencia TRTAJ11502	1.6 horas	Descargas atmosféricas	

## COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) en US\$/MWh - AÑO 2016

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	14.30	15.13	15.00	15.22	15.67	15.04	15.58	15.52	15.65	16.02	18.62	17.69	15.78
2	14.27	14.93	14.69	14.84	15.58	14.54	15.22	15.26	15.30	15.76	18.14	17.32	15.49
3	14.28	14.61	14.31	14.59	15.56	14.48	14.74	14.93	15.00	15.49	17.73	17.13	15.24
4	14.19	14.50	14.25	14.63	15.49	14.31	14.59	14.49	14.70	15.12	17.57	16.79	15.05
5	14.33	14.40	14.15	14.60	15.41	14.17	14.61	14.44	14.51	14.89	17.29	16.46	14.94
6	14.45	14.53	14.57	15.03	15.55	14.43	14.80	14.68	14.89	15.23	16.93	15.96	15.09
7	14.39	14.89	15.33	15.59	15.92	15.23	15.48	15.38	15.49	15.57	17.19	15.48	15.50
8	14.82	15.11	15.50	15.85	16.15	15.40	15.54	15.75	15.61	15.94	18.17	16.59	15.87
9	15.21	15.48	15.51	16.18	16.16	15.45	15.83	16.03	15.93	16.26	18.93	17.65	16.22
10	15.32	15.55	15.84	16.51	16.52	15.60	16.45	16.36	16.81	17.13	20.42	18.69	16.77
11	15.47	15.60	15.83	16.63	16.67	15.73	16.58	16.56	17.03	17.44	21.45	19.05	17.00
12	15.54	15.49	16.03	16.93	16.75	15.82	16.59	16.68	17.19	17.73	21.97	19.35	17.17
13	15.33	15.53	15.85	16.86	16.37	15.84	16.18	16.56	17.06	17.81	22.00	18.91	17.03
14	15.44	15.50	15.84	17.04	16.40	15.82	16.18	16.65	17.12	18.02	21.95	19.18	17.10
15	15.60	15.56	16.32	17.00	16.85	15.94	16.67	17.11	17.55	18.30	22.49	19.92	17.44
16	15.55	15.64	16.36	16.57	16.94	16.14	16.77	17.18	17.68	18.41	22.61	19.89	17.48
17	15.33	15.70	16.30	16.65	17.13	16.16	16.79	17.34	17.85	18.53	22.63	20.04	17.54
18	15.01	15.61	16.19	16.30	17.01	16.10	16.73	17.20	17.77	18.06	21.90	19.43	17.28
19	14.66	15.34	15.97	17.34	17.55	16.47	16.87	17.12	17.45	17.53	20.70	17.78	17.07
20	15.45	16.01	17.11	18.66	17.82	16.62	16.90	17.12	17.66	18.03	21.86	19.39	17.72
21	15.64	16.22	17.39	18.51	17.48	16.51	16.96	16.99	17.66	18.09	21.94	20.40	17.82
22	15.57	15.86	17.19	17.91	17.15	16.29	17.16	16.90	17.52	18.09	21.87	19.98	17.62
23	15.27	15.68	16.53	16.75	16.72	15.76	16.81	16.71	17.33	17.58	21.18	19.42	17.15
24	14.66	15.41	15.38	15.70	15.95	15.31	16.00	16.03	16.78	16.61	19.54	18.39	16.31
PROMEDIO	15.10	15.44	15.95	16.65	16.60	15.76	16.30	16.44	16.85	17.25	20.67	18.70	16.81

Los valores son promedios ponderados.

## PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2016

Consumidor	Nodo	Ene	Feb	Mar	Abt	May	Jun	Jul	AGO	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
CRE	GCH069	15.50	15.56	16.47	16.88	16.19	14.99	15.91	16.09	16.89	17.74	20.25	18.90	16.77
CRE	URI069	15.58	15.69	16.52	17.02	16.58	16.13	16.66	16.65	17.79	18.35	21.48	19.25	17.53
CRE	AR8115	15.43	15.59	16.32	16.94	17.26	16.63	16.07	17.30	18.30	17.65	20.86	19.17	18.22
CRE	WAR115	15.22	15.27	16.16	16.55	15.96	14.88	15.75	15.83	16.59	17.47	19.86	18.54	16.68
DELAPAZ	KEN115	16.00	16.19	16.78	17.55	17.83	17.07	17.69	17.63	18.23	18.54	21.65	19.58	17.96
DELAPAZ	MAL115	15.98	16.18	16.81	17.59	17.76	17.06	17.68	17.62	18.21	18.52	-	-	17.36
DELAPAZ	COT115	16.04	16.25	16.85	17.61	17.81	17.13	17.76	17.71	18.30	18.64	-	-	17.43
DELAPAZ	BOL115	16.02	16.22	16.83	17.57	17.78	17.11	17.75	17.71	18.30	18.64	-	-	17.41
DELAPAZ	TBA115	16.00	16.17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.09
DELAPAZ	PAM115	15.96	16.17	16.78	17.51	17.69	17.06	17.69	17.65	18.25	18.58	-	-	17.32
DELAPAZ	CUM115	16.12	16.46	16.96	17.49	17.63	17.00	17.86	17.63	18.16	18.56	21.59	19.32	18.19
DELAPAZ	CHS115	15.37	15.68	16.42	17.13	17.40	16.83	17.53	17.49	18.09	18.18	21.30	19.07	17.56
DELAPAZ	CRN115	15.82	16.17	16.99	17.69	17.74	17.15	17.90	17.94	18.52	18.68	21.85	19.56	18.05
DELAPAZ	SBU115	16.63	17.05	18.15	18.66	18.17	17.56	18.40	18.58	19.22	19.37	22.62	20.25	18.89
ELFEC	ARQ115	15.95	16.13	16.68	17.13	17.05	16.41	16.99	16.97	17.54	18.03	20.92	19.18	17.43
ELFEC	VHE115	16.18	16.33	16.90	17.31	17.07	16.47	17.07	16.99	17.53	18.05	20.93	19.11	17.38
ELFEC	CBC115	16.14	16.32	16.91	17.44	17.35	16.71	17.36	17.28	17.87	18.35	21.33	19.42	17.77
ELFEC	CHI230	15.44	15.62	16.18	16.64	16.46	15.75	16.40	16.39	17.03	17.59	20.36	18.66	16.87
ELFEC	SJO115	-	-	-	-	16.17	15.89	16.49	16.54	17.07	17.64	20.55	18.73	17.48
ELFEC	PAY115	-	-	-	-	-	-	17.00	17.42	17.94	20.74	19.00	18.69	-
ELFEC	CAR230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.20	18.52	19.02	-
ELFO	VIN069	16.05	16.22	16.80	17.45	17.56	16.81	17.38	17.39	17.94	18.39	21.34	19.44	17.76
ELFO	CAT069	16.34	16.54	17.09	17.60	17.66	16.96	17.58	17.54	18.05	18.55	21.50	19.67	17.95
CESSA	ARJ069	16.35	16.49	16.89	17.23	17.08	16.51	17.16	17.16	17.61	18.25	21.14	19.71	17.63
CESSA	SUC069	16.17	16.28	16.67	16.98	16.87	16.31	16.91	16.92	17.38	17.95	20.59	19.21	17.30
CESSA	SUC115	15.99	16.34	16.80	17.15	16.91	16.40	16.99	17.01	17.58	18.13	20.89	19.35	17.88
SEPSA	DD069	16.58	16.85	17.25	17.57	17.49	16.98	17.42	17.40	17.90	18.48	21.17	19.76	18.00
SEPSA	POT069	16.71	16.92	17.35	17.58	17.53	17.09	17.49	17.47	17.95	18.54	21.25	19.80	17.84
SEPSA	POT115	16.66	16.90	17.34	17.66	17.49	17.00	17.45	17.43	17.87	18.52	21.34	19.82	18.22
SEPSA	PUN069	16.03	16.24	16.63	16.70	16.58	16.13	16.75	16.78	17.24	17.84	20.41	18.97	17.31
SEPSA	ATO069	16.37	16.54	16.97	17.18	16.95	16.52	17.07	17.09	17.51	18.23	20.90	19.45	17.60
ENDE	PUN069	16.15	16.32	16.68	16.85	16.66	16.19	16.86	16.93	17.52	17.94	20.96	19.37	17.33
ENDE	PUN230	16.10	16.27	16.67	16.92	16.64	16.18	16.75	16.75	17.12	17.91	20.57	19.13	17.21
ENDE	LCA230	15.47	15.68	16.00	15.98	15.66	15.30	15.75	15.82	16.25	16.90	19.23	18.05	16.51
SETAR	TAJ115	15.14	15.62	15.85	15.88	15.55	15.12	15.65	15.79	16.22	16.90	19.40	18.08	16.30
SETAR VILLAMONTES	YAG069	14.56	14.97	15.22	15.22	15.01	14.62	15.13	15.30	15.82	16.48	18.92	17.54	15.79
SETAR YACUIBA	YAG069	14.55	14.98	15.21	15.22	15.02	14.62	15.12	15.29	15.78	16.45	18.90	17.55	15.76
ENDE DELBENI	YUC115	16.33	16.68	17.65	18.29	18.18	17.33	18.21	18.29	18.93	19.04	22.54	20.06	17.61
ENDE DELBENI	SBO115	-	-	-	-	17.75	17.53	18.37	18.50	19.04	19.18	22.43	20.12	19.30
ENDE DELBENI	MOX115	16.69	17.03	17.98	18.72	18.37	17.75	18.68	18.79	19.38	19.53	22.75	20.55	18.90
ENDE DELBENI	TRI115	16.80	17.13	18.06	18.87	18.49	17.85	18.84	19.01	19.56	19.65	22.94	20.76	19.03
ENDE DELBENI	SBU115	-	-	-	-	18.14	17.53	18.36	18.46	19.03	19.17	22.42	20.14	19.24
EMDEECRUZ	WAR115	14.98	15.34	16.23	16.44	16.01	14.87	15.75	15.91	16.62	17.55	20.18	18.75	17.35
EMIRSA	VIN115	15.99	16.20	16.75	17.42	17.45	16.74	17.34	17.26	17.81	18.31	21.12	19.29	17.51
EM VINTO	VIN069	15.96	16.12	16.65	17.29	17.44	16.70	17.31	17.25	17.77	18.28	21.04	19.24	17.57
COBOCE	CBC115	1												

## PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2016

	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/KW-mes	Peaje US\$/KW-mes	Monómico US\$/MWh
Guaracachi	16.8	9.9	4.4	42.6
Urubó	17.5	9.8	4.4	89.6
Arboleda	18.2	9.6	4.5	34.8
Warne	16.7	9.7	4.4	51.5
TOTAL - CRE	16.8	9.8	4.4	47.8
Kenko	18.0	10.1	4.4	46.0
Mallasa	17.4	10.2	4.4	49.7
Cota Cota	17.4	10.2	4.4	45.7
Bologna	17.4	10.2	4.4	46.4
Tap Bahai	16.1	0.0	0.0	16.1
Pampahasi	17.3	10.1	4.4	43.1
Cumbre	18.2	9.8	4.4	60.5
Chusipata	17.6	9.4	4.4	51.6
Caranavi	18.1	9.6	4.4	50.4
San Buenaventura	18.9	9.9	4.4	57.8
TOTAL - DELAPAZ	17.9	10.0	4.4	48.2
Arocagua	17.4	9.9	4.4	47.5
Valle Hermoso	17.4	9.9	4.4	46.3
Irpa Irpa	17.8	10.0	4.4	54.3
Chimoré	16.9	9.6	4.4	53.5
San José	17.5	9.2	4.5	43.3
Paracaya	18.7	9.5	4.5	47.7
Carrasco	19.0	8.9	4.5	52.6
TOTAL - ELFEC	17.4	9.9	4.4	47.7
Vinto	17.8	10.1	4.4	48.8
Catavi	18.0	10.3	4.4	47.8
TOTAL - ELFEO	17.8	10.2	4.4	48.5
Sacaca	17.9	10.2	4.4	68.4
Ocuri	18.0	10.4	4.4	66.9
Potosí	17.8	10.4	4.4	42.3
Potosí 115	18.2	10.4	4.4	52.2
Punutuma	17.3	10.0	4.4	54.3
Atocha	17.6	10.3	4.4	45.3
Don Diego	18.0	10.4	4.4	58.1
Complejo Karachipampa	18.7	9.9	4.5	53.5
Punutuma - Lípez	17.2	10.0	4.4	50.5
TOTAL - SEPSA	17.9	10.3	4.4	47.7
Mariaca	17.1	9.7	4.5	52.9
Sucre	17.6	10.2	4.4	50.2
Sucre - Fancesa	17.3	10.1	4.4	42.5
Sucre 115	17.9	9.9	4.5	66.1
TOTAL - CESSA	17.5	10.1	4.4	48.4
Yucumo	0.0	0.0	0.0	0.0
San Borja	0.0	0.0	0.0	0.0
San Ignacio de Moxos	0.0	0.0	0.0	0.0
Trinidad	0.0	0.0	0.0	0.0
Tazna	17.3	9.8	4.4	40.1
Uyuni	17.2	10.0	4.4	49.4
Las Carreras	16.5	9.5	4.4	38.5
TOTAL - ENDE	16.8	9.7	4.4	41.9
Tarija	16.3	9.6	4.4	45.9
Villamontes	15.8	9.2	4.4	48.5
Yacuiba	15.8	9.3	4.4	47.5
TOTAL - SETAR	16.1	9.5	4.4	46.5
Yucumo	17.6	10.4	4.3	49.9
San Borja	19.3	9.3	4.5	53.1
San Ignacio de Moxos	18.9	10.0	4.4	50.9
Trinidad	19.0	10.0	4.4	52.3
San Buenaventura	19.2	9.4	4.5	57.7
TOTAL - ENDE DELBENI	18.9	9.9	4.4	52.3
EMDECERUZ	17.3	9.6	4.5	60.7
EMIRSA	17.5	9.8	4.5	50.6
EMVINTO	17.6	10.1	4.4	32.5
COBOCE	17.5	10.1	4.4	29.5
Retiros ENDE VALLE HERMOSO para EMSC	17.1	10.0	4.4	37.2
Retiros COBEE para EMSC	17.1	10.0	4.4	37.2
<b>Totales</b>	<b>17.3</b>	<b>9.9</b>	<b>4.4</b>	<b>47.2</b>

Tipo de cambio promedio: 6.96 Bs/US\$

**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES  
(CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2016**

Central	Período		
	Nov/15-Abr/16	May/16-Oct/16	Nov/16-Abr/17
GUARACACHI	1.30	1.30	1.30
CARRASCO	1.30	1.30	1.30
BULO BULO	1.30	1.30	1.30
ENTRE RÍOS	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
DE SUR	1.30	1.30	1.30
WARNES	1.30	1.30	1.30
<b>Promedio</b>	<b>1.30</b>	<b>1.30</b>	<b>1.30</b>

**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2016**

	Guaracachi	Carrasco	Bulo Bulo	Entre Ríos	V. Hermoso	Aranjuez	Karachipampa	Kenko	El Alto	Del Sur	Warnes
Enero	1.1905	1.2116	1.2172	1.2155	1.2154	1.1781	1.1781	1.2053	1.2053	1.1556	1.2416
Febrero	1.1905	1.2103	1.2145	1.2142	1.2116	1.1648	1.1648	1.2027	1.2027	1.1556	1.2416
Marzo	1.1843	1.2180	1.2161	1.2180	1.2154	1.1732	1.1732	1.2027	1.2027	1.1544	1.2430
Abril	1.1880	1.2142	1.2215	1.2155	1.2167	1.1794	1.1794	1.2020	1.2020	1.154	1.2457
Mayo	1.1893	1.2129	1.2217	1.2142	1.2180	1.1745	1.1745	1.2040	1.2040	1.1544	1.2416
Junio	1.1893	1.2078	1.2210	1.2116	1.2206	1.1781	1.1781	1.2193	1.2193	1.1557	1.2430
Julio	1.1868	1.2027	1.2219	1.2053	1.2232	1.1769	1.1769	1.2027	1.2027	1.1545	1.2390
Agosto	1.1868	1.2091	1.2219	1.2002	1.2180	1.1806	1.1806	1.2040	1.2040	1.1545	1.2417
Septiembre	1.1818	1.2142	1.2209	1.2129	1.2180	1.1684	1.1684	1.2040	1.2040	1.1557	1.2457
Octubre	1.1956	1.2116	1.2211	1.2193	1.2206	1.1696	1.1696	1.2053	1.2053	1.1545	1.2443
Noviembre	1.1943	1.2129	1.2206	1.2167	1.2116	1.1732	1.1732	1.2053	1.2053	1.1545	1.2417
Diciembre	1.1843	1.2103	1.2192	1.2167	1.2142	1.1720	1.1720	1.2078	1.2078	1.1553	1.2430
<b>Promedio</b>	<b>1.1885</b>	<b>1.2113</b>	<b>1.2198</b>	<b>1.2133</b>	<b>1.2169</b>	<b>1.1741</b>	<b>1.1741</b>	<b>1.2054</b>	<b>1.2054</b>	<b>1.1547</b>	<b>1.2427</b>

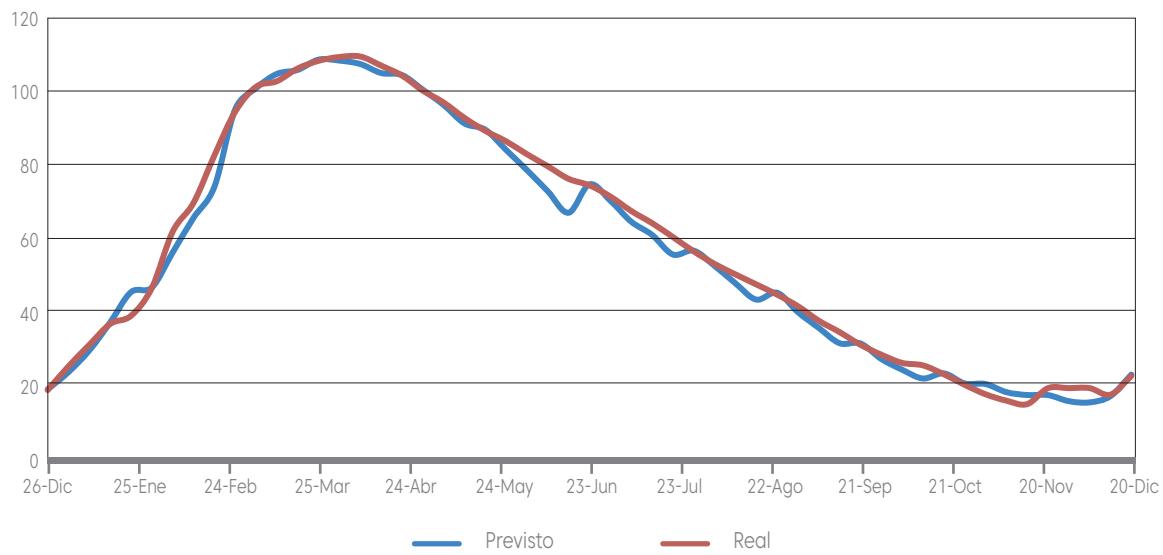
**CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CÚBICOS- PERÍODO 2008 - 2016**  
**CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES**

Año	Mes	Guarcoachi	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	Karachipampa	Total					
2008	Enero	794	507	469	36	129	1	85	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	53	101	2,734					
	Junio	1,319	504	640	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	1,347	504	551	173	176	28	89	2,889					
	Diciembre	1,203	512	497	97	143	8	100	2,580					
2009	TOTAL	15,039	5,928	7,220	2,328	1,920	449	1,001	34,004					
	Año	Mes	Guarcoachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	Karachipampa	Total			
	Enero	1,209	483	352	36	164	2	55	25	2,341				
	Febrero	1,121	469	502	222	165	30	89	25	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	331	446	733	448	178	144	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				
2010	TOTAL	14,948	1,680	5,843	6,844	4,267	2,017	949	1,221	37,670				
	Año	Mes	Guarcoachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	Entre Ríos	Karachipampa	Total		
	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	3,408				
	Abril	1,505	264	506	712	452	192	115	171	4,012				
	Mayo	1,167	252	522	710	567	191	134	355	4,011				
	Junio	806	293	511	751	555	195	145	448	3,812				
	Julio	782	264	531	796	602	151	152	537	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	1,340	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			
2011	TOTAL	14,503	2,390	6,050	8,185	5,321	2,131	1,234	4,345	1,025	45,094			
	Año	Mes	Guarcoachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	Entre Ríos	Karachipampa	Total		
	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	504	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			
2012	TOTAL	16,901	2,443	6,294	8,895	4,898	2,252	1,322	7,980	1,036	50,022			
	Año	Mes	Guarcoachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	Entre Ríos	Karachipampa	Total		
	Enero	1,511	187	356	780	403	207	95	729	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		
2013	TOTAL	15,587	583	4,747	7,506	5,702	1,967	608	2,027	7,807	1,104	49,207		
	Año	Mes	Guarcoachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Total	
	Enero	1,285	62	273	590	354	191	19	71	658	12	3,514		
	Febrero	1,140	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	1,524	111	446	817	543	162	98	108	570	99	4,022		
	Mayo	1,334	30	546	799	589	166	89	254	736	108	4,451		
	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	4,169		
	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		
2014	TOTAL	16,537	1,096	6,576	9,260	5,584	2,065	1,174	1,780	7,752	797	56,427		
	Año	Mes	Guarcoachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Total
	Enero	1,425	103	517	418	185	94	0	171	308	97	903	-	4,219
	Febrero	1,287	99	457	343	201	96	0	147	274	94	738	57	3,876
	Marzo	1,432	115	375	321	116	108	0	145	420	93	945	283	4,351
	Abril	1,562	74	281	636	189	143	6	170	274	83	875	268	4,360
	Mayo	1,117	124	479	741	267	149	22	208	341	99	962	288	4,797
	Junio	1,093	154	508	787	508	173	70	245	399	105	851	253	5,126
	Julio	1,155	79	499	846	321	148	83	304	374	98	990	204	5,148
	Agosto	1,344	82	451	775	434	163	86	315	407	100	960	204	5,519
	Septiembre	1,435	72	529	469	175	92	237	531	0	753	5,457	5,457	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	
2015	TOTAL	15,605	1,209	5,511	5,904	2,962	1,634	386	2,665	3,603	1,093	10,963	6,359	57,795
	Año	Mes	Guarcoachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Total
	Enero	1,388	146	658	254	219	134	0	183	323	95	889	1,304	5,593
	Febrero	1,285	96	390	251	239	133	1	215	367	89	818	1,315	5,199
	Marzo	1,351	196	436	380	323	163	5	254	548	93	909	1,484	6,140
	Abril	1,339	19											

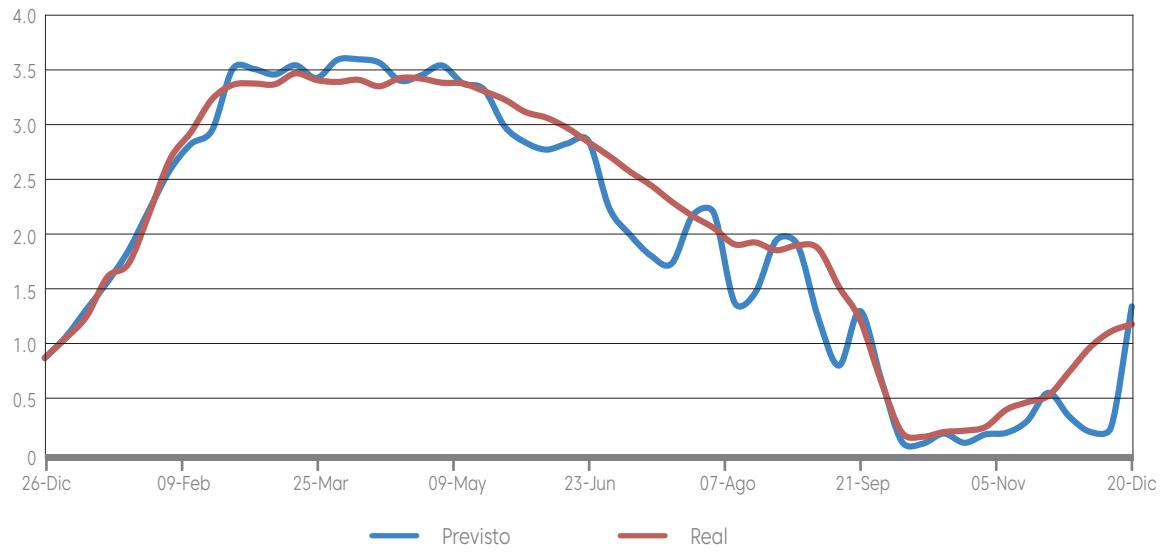
**CONSUMO DE DIESEL EN LITROS  
PERÍODO 2012 - 2016**  
**CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES**

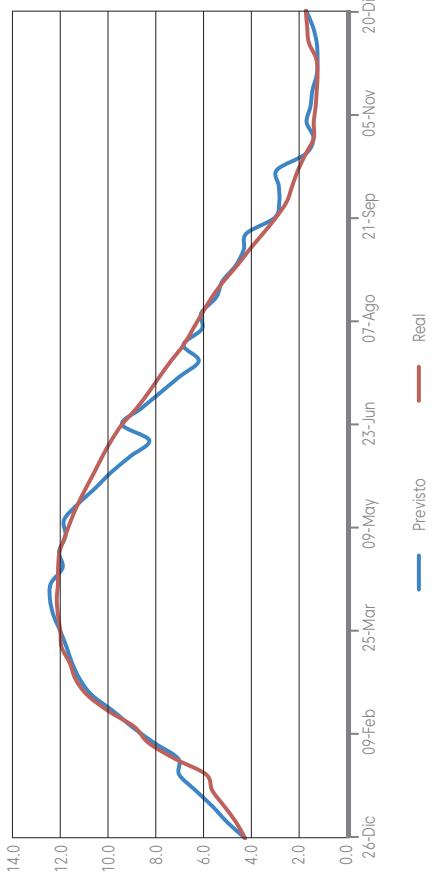
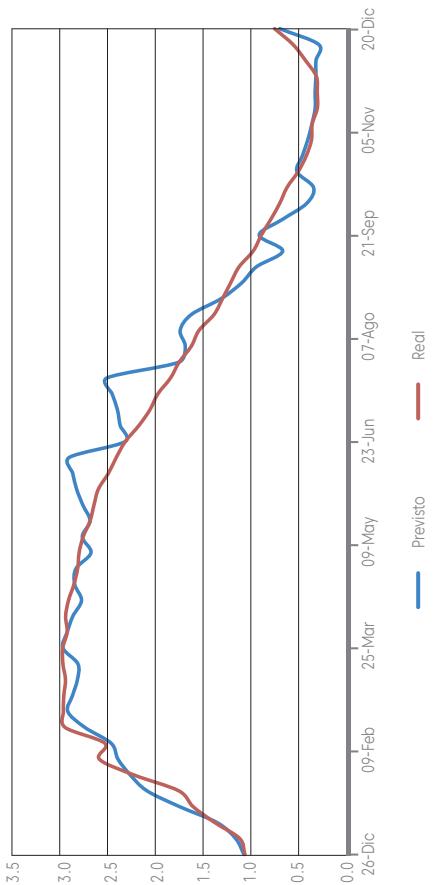
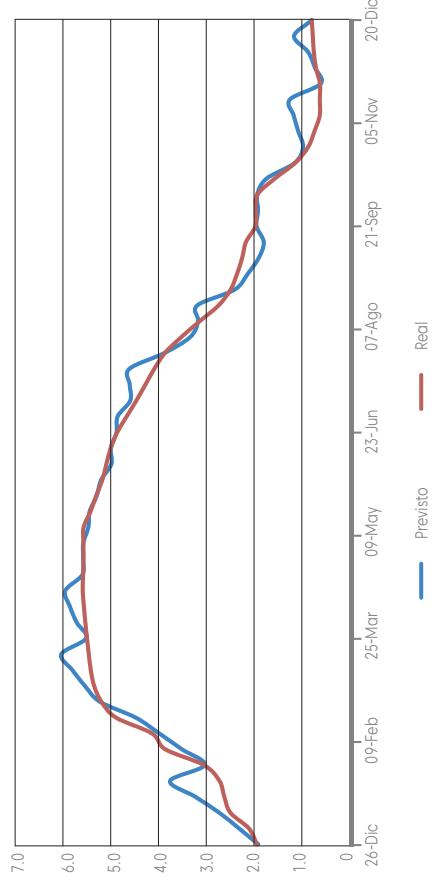
Mes	AÑO				
	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	1,827,693	1,520,891	1,375,160	1,704,343	2,113,214
Febrero	1,640,590	1,310,359	1,379,443	1,496,996	1,875,886
Marzo	1,817,424	1,254,376	1,574,477	1,743,130	2,199,737
Abril	1,573,191	1,209,345	1,567,313	1,649,193	2,015,129
Mayo	1,536,210	1,160,346	2,363,536	1,644,383	1,536,903
Junio	1,393,074	1,098,622	2,515,991	1,609,827	1,391,636
Julio	1,594,210	1,114,351	2,592,377	1,758,311	1,638,821
Agosto	2,189,735	1,128,649	2,670,802	2,249,970	1,709,867
Septiembre	1,947,903	1,271,618	1,903,722	2,057,716	1,791,028
Octubre	1,800,391	1,285,246	2,025,065	1,842,578	2,119,594
Noviembre	1,796,698	1,345,447	1,691,628	1,955,491	2,130,427
Diciembre	1,352,828	1,515,883	1,826,628	2,076,049	1,974,274
<b>TOTAL</b>	<b>20,469,947</b>	<b>15,215,133</b>	<b>23,486,142</b>	<b>21,787,987</b>	<b>22,496,516</b>

**EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (Hm<sup>3</sup>) - AÑO 2016**

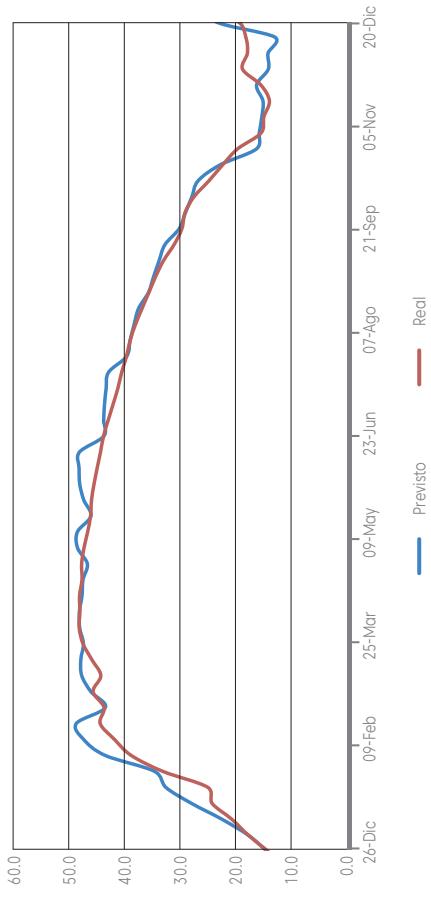


**EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm<sup>3</sup>) - AÑO 2016  
ZONGO**

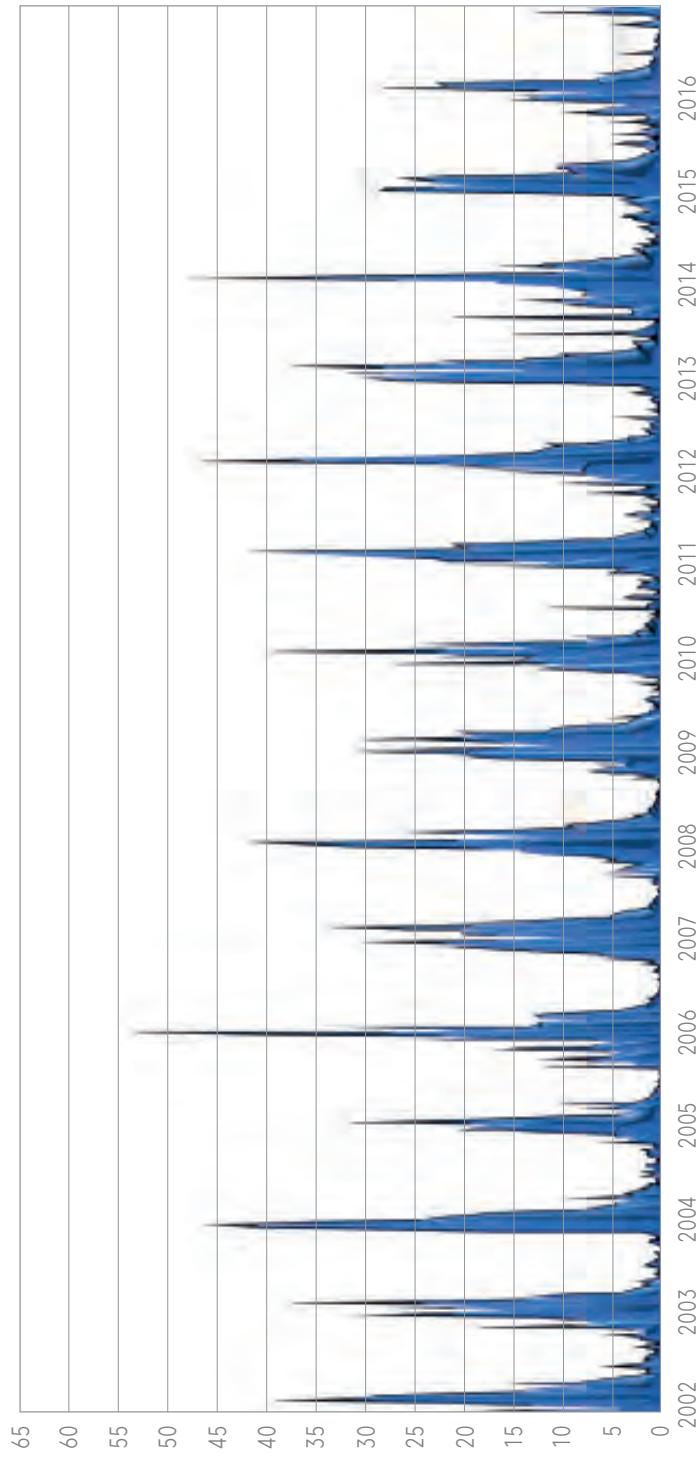




## SAN JACINTO



## EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m³/s) - PERÍODO 2002- 2016



**DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) - PERÍODO 1996 - 2016**

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Área Oriental	847.4	951.9	1,050.7	1,137.3	1,158.9	1,150.1	1,192.9	1,241.6	1,365.4	1,455.7	1,572.4	1,660.8	1,749.2	1,890.6	2,068.3	2,290.5	2,411.8	2,556.7	2,727.7	2,940.5	
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	1,916.6	
Área Centro-Sur	1,012.4	1,072.2	1,146.3	1,166.3	1,198.3	1,221.0	1,261.4	1,301.4	1,384.2	1,381.4	1,499.4	1,734.6	2,090.9	2,195.0	2,354.8	2,462.7	2,573.5	2,736.8	2,922.0	3,088.8	
Total	2,725.8	2,945.9	3,160.0	3,308.6	3,355.5	3,371.7	3,532.2	3,601.8	3,771.0	3,994.3	4,305.8	4,686.4	5,138.0	5,597.0	5,814.0	6,301.9	6,604.3	7,012.8	7,477.7	7,945.9	
																			8,377.8		

**DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) - PERÍODO 1996 - 2016**

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CRE	847.4	951.9	1,050.7	1,137.3	1,158.9	1,150.1	1,192.9	1,241.6	1,365.4	1,455.7	1,572.4	1,660.8	1,749.2	1,890.6	2,068.3	2,290.5	2,411.8	2,556.7	2,727.7	2,940.5	
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	1,767.3	
ELEFC	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	956.3	1,010.2	1,058.3	1,116.9	1,190.3	1,226.0	
ELEFO	191.1	198.7	205.5	210.2	203.6	212.6	217.1	234.1	264.3	287.0	311.7	334.8	326.4	357.3	382.2	403.8	438.8	456.0	467.0	461.5	
CESSA	922	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	279.6	
SEPSA	762	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	446.1	
ENDE															19.1	72.2	92.5	110.1	146.0	157.4	
SETAR																23.7	153.7	298.8			
ENDE DE BENI																		14.6	150.1		
ENDECRIZ																		0.0	0.9		
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	493.7	
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	7,945.9	
																		8,377.8			

## DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERÍODO 1996 - 2016

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
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	660.0	710.9
Febrero	202.5	210.1	231.2	244.6	269.2	251.5	258.9	271.3	287.8	295.3	318.8	334.1	391.8	398.1	425.7	465.6	503.0	526.5	549.7	589.1	659.1
Marzo	225.5	241.1	245.2	282.3	277.5	295.1	295.4	295.9	324.3	337.2	366.1	388.2	428.5	449.9	505.5	506.3	564.3	595.0	606.3	682.4	711.9
Abril	217.0	241.6	259.0	266.8	271.7	276.4	293.1	308.1	328.9	346.7	373.1	419.8	444.7	467.4	515.4	534.5	569.1	614.9	655.7	709.5	
Mayo	231.4	245.5	265.7	273.7	278.7	280.8	286.3	306.6	305.8	327.5	352.3	377.3	423.2	441.5	472.5	520.3	541.6	577.4	616.8	646.1	664.4
Junio	221.6	239.6	261.7	269.1	275.2	275.3	282.9	299.7	304.5	319.9	350.2	372.2	407.5	422.3	462.1	496.3	506.9	557.7	574.2	627.7	649.1
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	633.0	687.8
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	672.4	706.6
Septiembre	236.7	252.4	261.4	283.0	274.6	280.3	294.0	308.0	318.6	331.4	360.5	414.7	426.6	458.8	500.7	540.1	562.1	582.0	657.5	683.0	699.9
Octubre	238.5	243.7	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	557.7	594.6	617.3	700.2	708.0	750.5
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	677.5	700.3
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	710.9	727.9
Total	2,755.3	2,945.9	3,160.0	3,398.6	3,355.5	3,371.7	3,532.2	3,603.8	3,771.0	3,994.3	4,305.8	4,686.4	5,138.0	5,597.0	5,814.0	6,301.9	6,604.3	7,012.8	7,477.7	7,945.9	8,377.8

## DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERÍODO 1996 - 2016

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
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	1,370.0	1,433.6



## TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERÍODO 1998 - 2016

GESTIÓN	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
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	33.2	40.8

## OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2016

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
POTENCIA DE PUNTA (MW)	544,6	563,7	622,7	644,3	644,9	646,8	674,3	684,1	704,8	759,1	813,1	895,4	898,7	935,4	1,009,4	1,067,4	1,109,0	1,201,8	1,298,2	1,370,0	1,453,6
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	1,256,1	1,309,8	1,384,8	1,422,8	1,614,7	1,831,0	1,864,8

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

## OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2016



## COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN

PERIODO 1998 - 2016

ÁÑO	FECHA	ÁREAS	DURACIÓN MIN.
1998	15-Nov	POTOSÍ	27
	7-Nov	SUCRE	5
1999	26-Nov	SUR	55
	23-Dec	ORIENTAL	14
	29-Dec	SUCRE	5
	2-Feb	NORTE	45
	24-Mar	SUR	12
2000	25-Jun	SUCRE	95
	21-Aug	SUCRE	62
	17-Oct	ORIENTAL	17
	25-Oct	SUR	5
	22-Dec	ORIENTAL	12
	28-Dec	ORIENTAL	7
	18-Mar	SUR	37
2001	20-Sep	SUCRE	3
	29-Jul	NORTE	8
2002	13-Aug	ORIENTAL	9
	20-Mar	ORIENTAL	23
2003	18-Jul	CENTRAL, SUR, NORTE	47
	24-Oct	NORTE	8
	26-Nov	NORTE, CENTRAL	29
2004	29-Feb.	ORIENTAL	16
	1-Jan	SUR	8
	9-Jan	SUCRE	3
	10-Jan	SUR	16
	20-Jan	ORIENTAL	16
	3-Feb	SUR	36
	27-May	SUCRE	5
	10-Sep	NORTE	4
2005	2-Oct	ORIENTAL	21
	9-Feb	ORIENTAL	25
	23-Nov	SUR, SUCRE	14
	17-Mar	ORIENTAL	37
	7-Apr	NORTE	86
	13-Jun	NORTE	30
2006	29-Apr	CENTRAL (ORURO)	85
	2-Oct	NORTE	14
2007	29-Apr	SIN COLAPSOS	0
	1-Jul	SUCRE	314
2008	17-Mar	SIN COLAPSOS	0
	7-Apr	ORIENTAL	37
2009	7-Apr	NORTE	86
	13-Jun	NORTE	30
2010	29-Apr	CENTRAL (ORURO)	85
	1-Jul	SUCRE	314
2011	29-Apr	SIN COLAPSOS	0
	1-Jul	SUCRE	314
2012	17-Mar	SIN COLAPSOS	0
	7-Apr	ORIENTAL	37
2013	7-Apr	COCABAMBA	32
	14-Jul	ORURO	22
	5-Dec	NORTE, TRINIDAD	29
2014	21-Nov	ORURO	10
	8-Dec	ORIENTAL	23
2015	8-Mar	TRINIDAD	12
	12-Mar	ORURO	9
	19-Jun	YACUIBA y VILLAMONTES	880
	30-Jul	TARIJA	45
	12-Aug	YACUIBA y VILLAMONTES	23
	17-Aug	YACUIBA y VILLAMONTES	17
2016	29-Apr	SIN COLAPSOS	0
	1-Jul	SUCRE	314

## COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERÍODO 1996 - 2016

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
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	15.6	16.8

## PRECIOS SPOT SIN IVA PERÍODO 1996 - 2016

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
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	16.4	17.3
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	9.8	9.9
PEAJE TRANSM.(US\$/kW-m)	0.9	0.9	1.7	1.6	1.4	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	3.8	4.4	
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	44.7	47.2

## PRECIOS SEMESTRALES - PERÍODO 1996 - 2016

Semestre	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/kW-mes	Peaje US\$/kW-mes	Monómico US\$/MWh
May96 - Oct96	19.6	5.5	0.9	39.8
Nov96 - Abr97	17.5	8.1	0.9	38.5
May97 - Oct97	18.3	7.7	0.8	37.9
Nov97 - Abr98	18.4	7.5	1.6	39.3
May98 - Oct98	20.4	7.0	1.7	40.8
Nov98 - Abr99	19.0	6.9	1.7	39.2
May99 - Oct99	15.9	7.3	1.6	36.4
Nov99 - Abr00	18.6	7.4	1.7	39.4
May00 - Oct00	20.6	7.5	1.1	40.3
Nov00 - Abr01	13.5	7.3	1.7	34.9
May01 - Oct01	10.3	7.8	1.7	32.4
Nov01 - Abr02	11.8	8.2	1.8	34.9
May02 - Oct02	11.6	7.9	1.8	33.4
Nov02 - Abr03	9.1	7.5	1.8	30.9
May03 - Oct03	7.8	8.1	1.8	30.1
Nov03 - Abr04	8.6	6.2	1.8	26.7
May04 - Oct04	9.4	6.3	1.7	27.3
Nov04 - Abr05	9.5	6.4	1.7	28.0
May05 - Oct05	17.2	5.8	1.9	34.1
Nov05 - Abr06	13.5	5.5	3.0	32.7
May06 - Oct06	17.3	5.7	3.0	36.4
Nov06 - Abr07	14.1	6.1	2.7	35.3
May07 - Oct07	16.7	5.1	2.9	34.8
Nov07 - Abr08	14.8	5.1	3.0	33.4
May08 - Oct08	17.1	5.4	3.2	36.2
Nov08 - Abr09	16.0	5.0	3.6	33.9
May09 - Oct09	18.5	6.7	3.5	39.1
Nov09 - Abr10	17.1	6.7	3.3	38.2
May10 - Oct10	18.7	7.4	3.3	40.6
Nov10 - Abr11	17.7	7.7	3.3	40.5
May11 - Oct11	20.4	7.5	3.3	41.9
Nov11 - Abr12	17.8	7.8	3.1	39.7
May12 - Oct12	19.9	7.7	3.3	41.9
Nov12 - Abr13	16.5	7.9	3.5	39.9
May13 - Oct13	16.2	8.1	3.6	39.6
Nov13 - Abr14	17.7	7.8	3.1	41.0
May14 - Oct14	18.3	9.7	3.6	45.3
Nov14 - Abr15	16.3	9.2	3.6	43.1
May15 - Oct15	17.0	9.9	3.7	45.0
Nov15 - Abr16	16.2	10.5	4.3	46.5
May16 - Oct16	17.0	9.8	4.5	46.6

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERÍODO 1996 - 2016

## AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2016

EMPRESAS DE GENERACIÓN		SIGLA
COMPAÑÍA BOLIVIANA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.		COBEE
EMPRESA ELÉCTRICA ENDE GUARACACHI S.A.		ENDE GUARACACHI S.A.
EMPRESA ELÉCTRICA CORANI S.A.		CORANI
ENDE VALLE HERMOSO S.A.		ENDE VALLE HERMOSO S.A.
COMPÀNIA ELÉCTRICA CENTRAL BULO BULO		CECBB
EMPRESA RÍO 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.		ENDE ANDINA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - GENERACIÓN		ENDE
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN		
ENDE TRANSMISIÓN S.A.		ENDE TRANSMISIÓN
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA BOLIVIA		ISA
SAN CRISTÓBAL TESA		SCTESA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD		ENDE
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN		
COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACIÓN		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
COMPÀNIA ELÉCTRICA SUCRE S.A.		CESSA
SERVICIOS ELÉCTRICOS POTOSÍ		SEPSA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - DISTRIBUCIÓN		ENDE
SERVICIOS ELÉCTRICOS TARIJA		SETAR
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD ENDE DELBENI S.A.M.		ENDE DELBENI
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SANTA CRUZ S.A.		EMDEECRUZ
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 2016

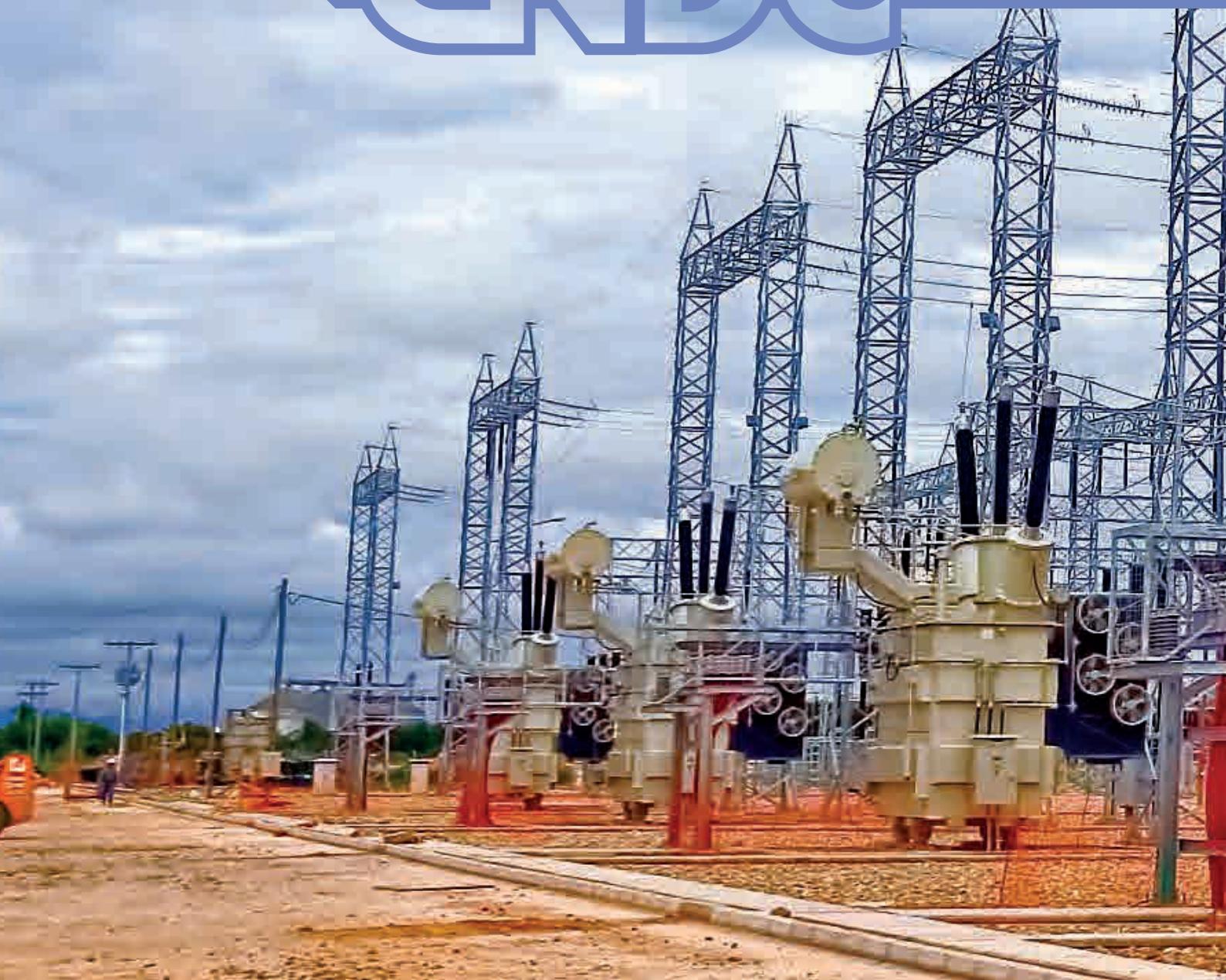
PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL DE ENERGÍA	GWh	8,759.3
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA HIDRÁULICA	GWh	1,715.6
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA TÉRMICA	GWh	6,946.8
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA CON BIOMASA	GWh	61.9
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA EÓLICA	GWh	34.9
CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN SIN	MW	1,854.8
CAPACIDAD DE GENERACIÓN HIDRÁULICA EN EL SIN	MW	483.2
CAPACIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA EN EL SIN	MW	1,314.6
CAPACIDAD DE GENERACIÓN CON BIOMASA EN EL SIN	MW	30.0
CAPACIDAD DE GENERACIÓN EÓLICA EN EL SIN	MW	27.0
INYECCIONES DE ENERGÍA AL STI	GWh	8,575.9
INYECCIONES DE ENERGÍA HIDRÁULICA	GWh	1,675.1
INYECCIONES DE ENERGÍA TÉRMICA	GWh	6,811.2
INYECCIONES DE ENERGÍA CON BIOMASA	GWh	60.9
INYECCIONES DE ENERGÍA EÓLICA	GWh	28.7
CONSUMO DE ENERGÍA	GWh	8,377.8
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA	MW	1,433.6
TOTAL DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS EN EL MERCADO SPOT	US\$ Miles	419,797.4
NÚMERO DE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN		10
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	47.16
COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN	US\$/MWh	16.81
PEAJE GENERADORES	US\$/MWh	2.88
PEAJE CONSUMIDORES	US\$/kW-mes	4.44



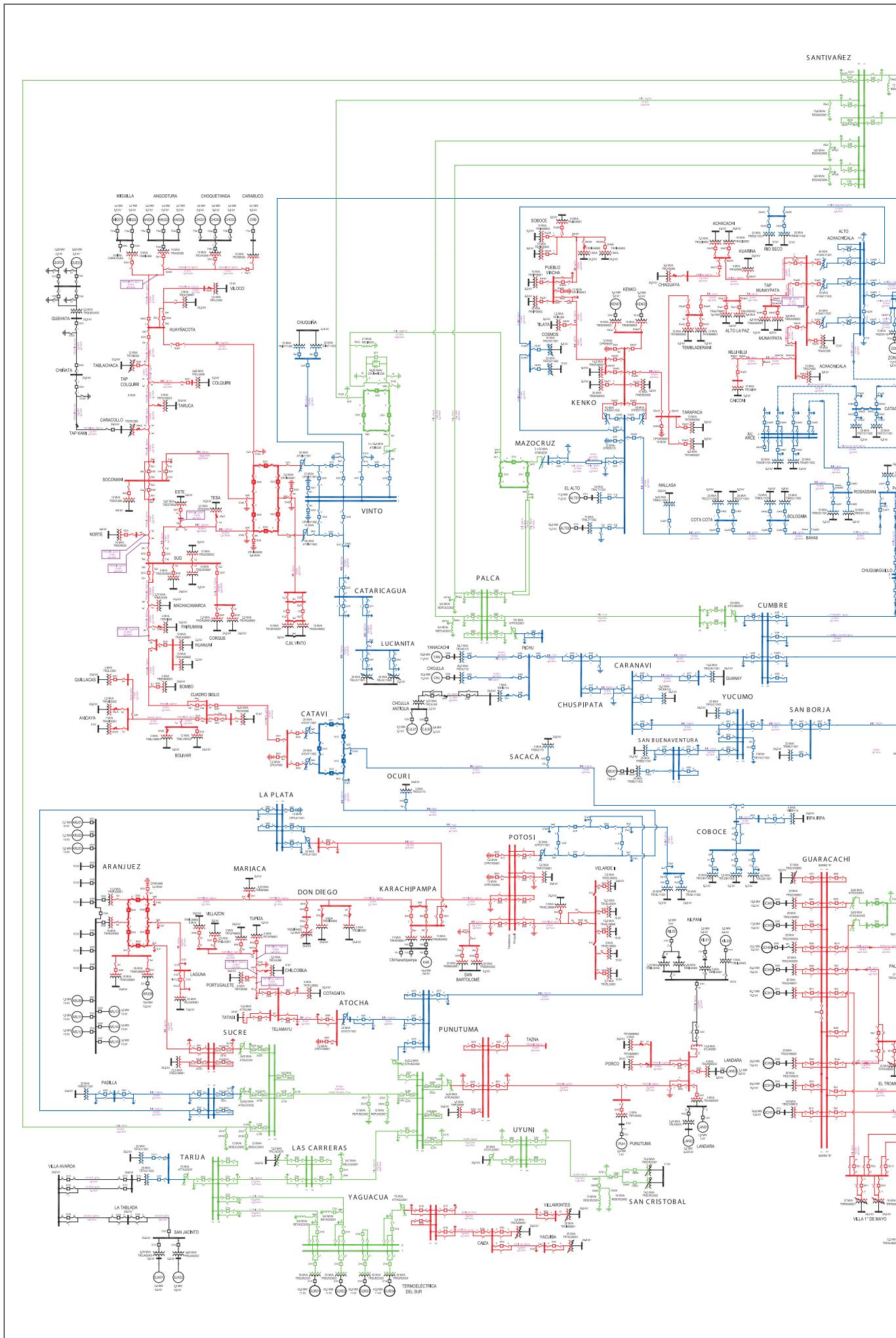


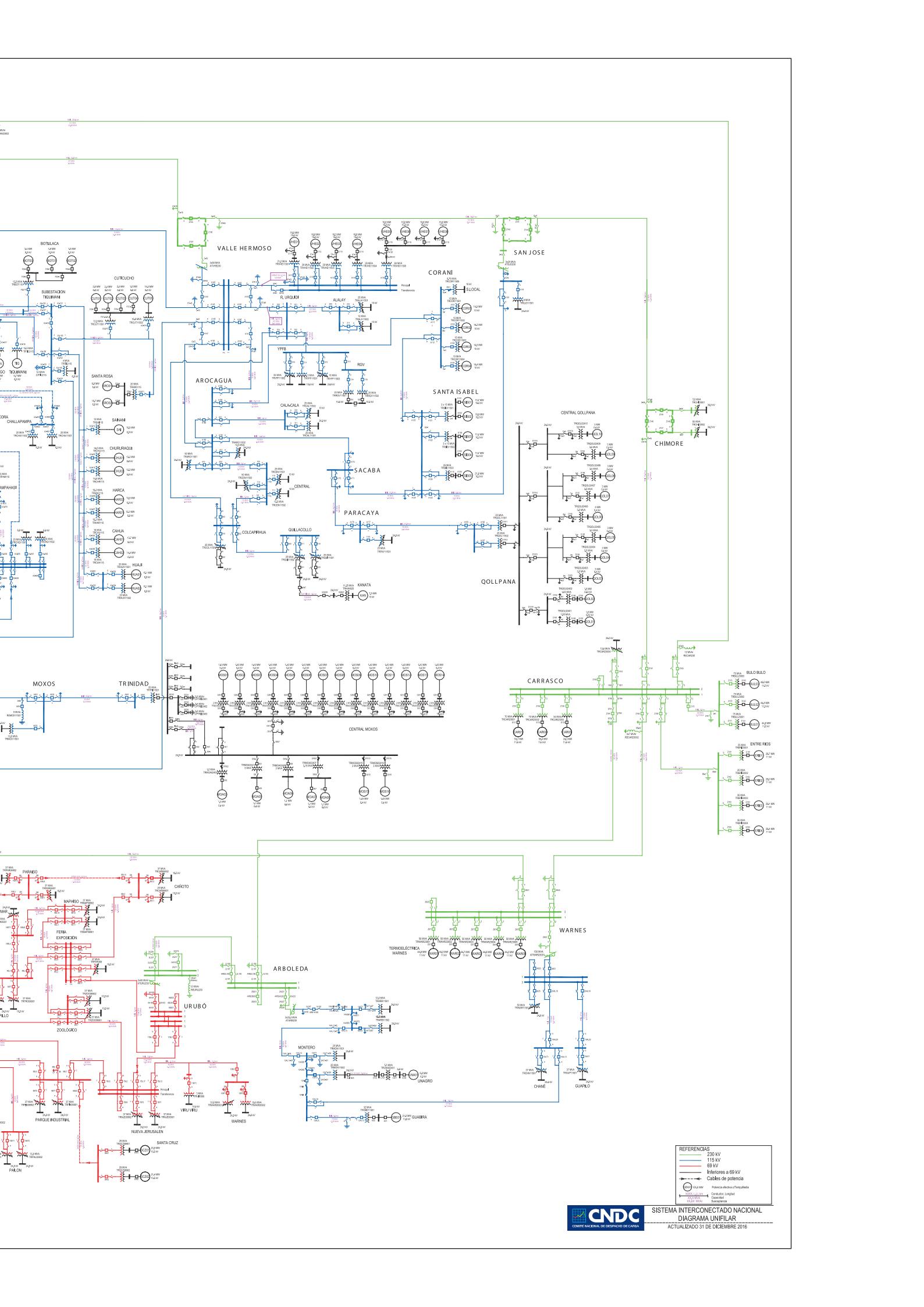
## DIAGRAMA UNIFILAR

**CND**











**CNDC**  
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA







Calle Colombia 0-749 • Casilla N° 4818  
Telf.: (591) 4 425 9523 • Fax: (591) 4 425 9513  
E-mail: [cndc@cndc.bo](mailto:cndc@cndc.bo) • [www.cndc.bo](http://www.cndc.bo)  
**Cochabamba - Bolivia**